

Учебное издание

**ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ В СОВРЕМЕННОЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ**

Пособие для менеджеров электроэнергетических компаний

Словарь основных терминов и понятий

Аварийные режимы — режимы ЭЭС, вызванные короткими замыканиями и разрывами цепи передачи электроэнергии, в частности, вследствие ложных срабатываний защит и автоматики, ошибок эксплуатационного персонала и т. д.

АНО – автономная некоммерческая организация

АПБЭ – Агентство по прогнозированию балансов по электроэнергетике

АРМ – автоматизированное рабочее место

АРЧВ – автоматика регулирования частоты вращения

Асинхронизированные синхронные машины — синхронные машины с переменной частотой вращения роторов

Асинхронные двигатели — двигатели, частота вращения которых определяется частотой напряжения сети и механической нагрузкой

АСДУ – автоматизированные системы диспетчерского управления

АСТУ – автоматизированная система технологического управления режимами электростанций и электрической сети

АТС – администратор торговой системы в части организации централизованной площадки по купле-продаже электроэнергии и обеспечению ее функционирования

Аутсорсинг – способ организации деятельности, при котором часть функций передается сторонним специализированным компаниям-контракторам, при этом основная компания получает дополнительные доходы со своего нематериального актива – организационного капитала

Аффилированные лица – физические и юридические лица, способные показывать влияние на деятельность юридических и (или) физических лиц, осуществляющих предпринимательскую деятельность. Как правило, такое влияние обусловлено наличием взаимосвязей между ними помимо рыночного взаимодействия

АЭС – атомные электростанции

Бенчмаркинг (от англ. benchmark – начало отчета) – метод контроля и управленческая процедура внедрения в практику работы организации технологий, стандартов и методов работы лучших организаций - аналогов

Бизнес-план – документ, содержащий в структурированном виде информацию о проекте и описание практических действий по осуществлению инвестиций, подготовленных по итогам проработки инвестиционного проекта и в обязательном порядке корректируемый на каждой стадии его разработки

Биллинг (от англ. billing – учет, выписка счетов) – определение стоимости и выписка счетов за предоставленные услуги

Ватт – единица мощности в системе СИ (1 Вт = Дж/с)

ВВП – внутренний валовой продукт

ВДО – «внучатое» дочернее общество

Ветроэнергетическая установка — установка, преобразующая кинетическую энергию ветра в электрическую

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

Водо-водяной энергетический реактор (ВВЭР) — корпусной реактор, в котором теплоносителем и замедлителем нейтронов является вода, циркулирующая через активную зону под высоким давлением

Водород — первый элемент периодической системы; относительная молекулярная масса — 2,016

Водородная энергетика — энергетика, использующая в качестве энергоносителя водород и искусственное топливо на его основе, производимое за счет первичных энергоресурсов

Водохранилище — искусственный водоем перед плотиной

Волатильность (от англ. volatility) – под термином «волатильность» обычно понимается такое поведение цен, когда цены могут изменяться достаточно быстро, как правило, непредсказуемо, и при этом разброс цен в зависимости от ряда факторов может быть достаточно большим. Если для большинства товаров могут существовать сезонные, региональные или погодные факторы влияния на цены, то у электроэнергии помимо перечисленных существуют еще и внутрисуточные колебания спроса, приводящие к большим ценовым амплитудам.

(ВЛ) *Воздушная линия электропередачи*— линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов

ВН – высокое напряжение от 110 кВ и выше

ВСВ – временно согласованные выбросы

Вставка постоянного тока (ВПТ) — преобразовательная подстанция, где выпрямитель и инвертор расположены в одном месте, линия постоянного тока отсутствует. Предназначена для связи примыкающих друг к другу систем, работающих несинхронно или с разной частотой

ВТО – всемирная торговая организация

(ВТСИ) *Высокотемпературные сверхпроводники*— материалы, обладающие практически нулевым сопротивлением при охлаждении их жидким азотом с температурой 77,3 Кельвина

ВЭС – ветроэнергетическая система

Газовая изоляция — внутренняя изоляция газом (воздух, элегаз и др.) высокого давления

Газовая турбина — турбомашинa, преобразующая потенциальную энергию продуктов сгорания, полученных в камере сгорания, в механическую энергию вращения ее ротора, который приводит компрессор и/или электрогенератор

ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция

(ГВт) Гигаватт – единица измерения мощности ($1 \text{ ГВт} = 10^9 \text{ Вт}$)

(ГеоЭС) Геотермальная электростанция— предприятие, предназначенное для преобразования геотермальной энергии в электрическую

Генератор = электрогенератор

Генерация – производство электроэнергии (электрического напряжения и тока) посредством преобразования ее из других видов энергии с помощью специальных технических устройств.

(ГАЭС) Гидроаккумулирующая электростанция— предприятие, предназначенное для перераспределения во времени энергии и мощности в энергосистеме за счет преобразования электрической энергии в гидравлическую при избытке мощности и наоборот, преобразования гидравлической энергии в электрическую при дефиците мощности в системе

Гидрогенератор — электрический генератор с частотой вращения, зависящей от скорости гидравлической турбины, обычно от 600 1/мин и ниже

ГидроОГК – оптовая генерирующая компания

(ГЭС) Гидроэлектростанция — предприятие, на котором гидравлическая энергия преобразуется в электрическую

Городское централизованное теплоснабжение — снабжение от одного теплоисточника города

(ГРЭС) государственная районная электростанция— историческое название наиболее мощных ТЭС России, как правило, с энергоблоками 150—1200 МВт

(ГТУ) газотурбинная тепловая электростанция— тепловая электростанция, основными энергетическими установками которой являются ГТУ

(ГТУ) газотурбинная установка— энергетическая установка, неотъемлемыми элементами которой являются *воздушный компрессор, камера сгорания и газовая турбина*

Гудвилл – совокупность нематериальных активов, возникающих в результате действия факторов, вызывающих экономические выгоды, хотя и не всегда поддающихся формальному выделению и (или) оценке (таких, напр., как название предприятия, постоянство клиентуры, размещение, характер продукции и др.). Стоимость Г. определяется (при оценивании компаний) как разница между рыночной (продажной) стоимостью предприятия как целостного имущественного комплекса и его балансовой стоимостью (суммой чистых активов). Это превышение стоимости связанной с возможностью получения более высокого уровня прибыли (по сравнению со среднерыночным уровнем эффективности инвестирования) за счет использования более эффективной системы управления, доминирующей позиции на товарном рынке, применения новых технологий и т.п.

Девелопер – профессия на рынке недвижимости. Девелопер занимается развитием проекта с момента заказа и вплоть до сдачи в аренду готового объекта недвижимости. Он решает, кто и как будет платить за строительство, но независимо от этого его задача – получить прибыль от работы над проектом

Депозитарий – юридическое лицо, которому вверен на хранение вклад (депозит). В качестве депозитариев выступают, прежде всего, банки, уполномоченные государством принимать суммы в пользу казначейства или для собственных операций

Дефлятор – индекс инфляции, применяемый для индексации стоимости и пересчета цен товаров и услуг текущего года в цены года, взятого в качестве базового, при расчетах динамики ВВП и ВНД страны

ДЗО – дочерние и зависимые общества

Динамическая устойчивость — способность ЭЭС восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или состояние, практически близкое к исходному и допустимое по условиям эксплуатации ЭЭС

Диспетчерское управление — вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЭЭС проводятся только по распоряжению *диспетчера* (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится

ДПН – движение потоков наличности

ДПУ – документируемые процедуры управления

ЕНЭС – единая национальная электрическая сеть

ЕСН – единый социальный налог

ЕТКС – единый тарифный квалифицированный справочник

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство

Измерительные трансформаторы — трансформаторы, используемые в цепях измерения токов и напряжений

Инвестиции (инвестиционные ресурсы) – денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта

Инвестиционные предложения [opportunity studies] – документ, содержащий предварительную информацию о технико-экономических показателях проекта

Индекс доходности, другое название – *индекс прибыльности* (Profitability Index (PI)), – отношение приведенных доходов к приведенным капитальным вложениям; показывает относительную прибыльность проекта в расчете на единицу вложений

Инновации – нововведения в области техники, технологии, организации труда и управления, основанные на достижениях науки и передового опыта, а также использование этих новшеств в самых разных областях и сферах деятельности. Виды инноваций: продуктивные, технологические, организационно-управленческие, социальные.

Инновационная инфраструктура – организации, способствующие осуществлению инновационной деятельности (инновационные компании, технологические центры, инкубаторы, технопарки, учебно-деловые центры и другие специализированные организации)

Инновационный менеджмент – система управления инновациями, инновационным процессом и отношениями, возникающими в процессе движения инноваций и их рыночной реализации.

(ИС) – интеллектуальная собственность – исключительное право гражданина или юридического лица на результаты интеллектуальной деятельности и приравненное к ним средства индивидуализации юридического лица, индивидуализации продукции, выполняемых работ или услуг (фирменное наименование, товарный знак и т.п.)

ИНЭИ РАН – институт энергетических исследований Российской Академии наук

Кабель электрический — кабельное изделие, содержащее одну или более изолированных жил (проводников), заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров, в который может входить броня

Кабельная линия электропередачи (КЛ) — линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, прокладываемыми непосредственно в земле или в различных кабельных сооружениях

Калория — единица измерения тепловой энергии ($1 \text{ кал} \approx 4,19 \text{ Дж}$)

Качество электроэнергии — это совокупность ее характеристик по частоте и напряжению, определяющих ее воздействие на электрооборудование, подключенное к электрической сети

кВт•ч – Киловатт-час — единица энергии, в частности принятая для измерения выработанной и отпущенной электрической энергии на электростанциях ($1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 860 \text{ ккал}$)

Килокалория — единица измерения тепловой энергии ($1 \text{ ккал} = 10^3 \text{ кал}$)

Компенсация реактивной мощности — целенаправленное воздействие на баланс реактивной мощности в узле электроэнергетической системы с целью регулирования напряжения, а в распределительных сетях и с целью снижения потерь электроэнергии

КОМ – конкурентный отбор мощности

Конденсационные турбины — турбины, отработавший пар которых поступает в *конденсатор*

Контролинг – система интегрированного информационного обеспечения, планирования и контроля, разработанная в Германии и применяемая в ряде стран

КПУ – ключевые показатели эффективности

КП – Киотский протокол

(КЭС) конденсационная электростанция — промышленное предприятие, служащее для выработки электрической энергии (как правило, КЭС вырабатывают и небольшое количество горячей воды для отопления станционного поселка)

Леверндж – 1. соотношение между акционерами (собственным) и заемным капиталом, более высокий Л. обеспечивает более высокий потенциал прибыли благодаря использованию заемных средств. 2. финансовый механизм управления формирования прибыли, основанный на обеспечении необходимого соотношения отдельных видов затрат

Листинг – допуск эмитированных компаниями ценных бумаг к официальной котировке (торговле) на фондовой бирже после тщательной оценки их инвестиционных качеств. В зависимости от соответствия финансового состояния эмитента необходимыми требованиями (размер капитала, его структура, уровень рентабельности, число акционеров и т.п.) в процессе листинга устанавливается категория ценной бумаги.

Лицевой счет – совокупность данных о лице, информации о зачисленных на него ценных бумагах, обременении их обязательствами, блокировании операций, а также об операциях, проведенных по этому счету (за исключением случаев, установленных нормативными актами)

(ЛЭП) *Линия электропередачи* — электроустановка, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором мощности

Магистральные сети – сети, связывающие отдельные регионы, страны и их крупнейшие источники и центры потребления. Характерны сверхвысоким и высоким уровнем напряжения и большими потоками мощности (гигаватты)

Мажоритарные акционеры – держатели крупных (контрольных) пакетов акций акционерных обществ, которые в своих грандиозных корпоративных планах вынуждены считаться с миноритариями

Мазут — высококалорийное вязкое *жидкое топливо* для *энергетических котлов*, смесь тяжелых углеводородов, остаточный продукт перегонки нефти после отделения бензина, керосина и других легких фракций. В теплоэнергетике в основном используются сернистые мазуты, требующие системы сероочистки или использования специальных технологий сжигания

Маржа – разница между двумя значениями стоимости одного и того же финансового инструмента, используемого для извлечения дохода. Напр., разность между ценой покупателя и ценой продавца; процентными ставками; курсами ценной бумаги и т.п.

МВт – Мегаватт — единица мощности ($1 \text{ МВт} = 10^3 \text{ кВт}$)

(МК) – Межрегиональная компания – компания, создаваемая в ходе реформирования ОАО РАО «ЕЭС России» для ведения отдельного вида деятельности на базе активов региональных компаний

Миноритарный акционер – акционер, обладающий пакетом акций, который недостаточен для оказания какого-либо влияния на решения, принимаемые руководством (Советом директоров) компании (т.е. не являющийся ни контрольным, ни даже блокирующим пакетом)

ММСК – межрегиональная магистральная сетевая компания

МПЗ – материально-производственный запас

МРСК – межрегиональная сетевая компания

МСА – международный стандарт аудита

МСК – магистральные сетевые компании

МСФО – международные стандарты финансовой отчетности

Мультипликатор – коэффициент, служащий мерой умножающего воздействия положительной обратной связи на выходную величину управляемой системы. Например, это коэффициент, характеризующий связь между увеличением (уменьшением) инвестиций и изменением величины дохода

МЭР – Министерство экономического развития

Нетрадиционная энергетика — область *электроэнергетики*, использующая источники энергии местного значения, а также источники, находящиеся в стадии освоения. Характерными чертами нетрадиционной энергетики являются их экологическая чистота, существенно большие удельные затраты на строительство и малая единичная мощность

НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы

НК – налоговый кодекс

НН – низкое напряжение (0,4 кВ и ниже)

ННОУ – негосударственное некоммерческое учреждение

НОУ – некоммерческое образовательное учреждение

НОРЭМ – новый оптовый рынок электрической энергии (мощности)

НТП – научно-исследовательский прогресс

НТЦ – научно-технический центр

НП – некоммерческое партнерство

НПК – научно-проектный комплекс

ОАО – открытое акционерное общество

Объекты инвестиций – вновь создаваемые основные фонды, а также основные фонды, образующиеся в результате расширения, реконструкции и технического перевооружения энергопредприятий

ОГК – оптовая генерирующая компания

ОДУ – объединенное диспетчерское управление

ОЗП – осенне-зимний период

(ОИС) – объекты интеллектуальной собственности – результаты интеллектуального труда, создаваемые в процессе научной, проектной и производственной деятельности и имеющие правовую защиту

Опора ВЛ — металлическая, железобетонная или деревянная конструкция, предназначенная для подвески проводов и грозозащитных тросов

ОПП – оптовый перепродавец электроэнергии

Опцион – один из финансовых инструментов, соглашение о том, что потенциальному покупателю (или потенциальному продавцу) предоставляется право приобрести (или) продать данный товар или ценную бумагу в определенный срок и по заранее согласованной цене

ОР – оперативный резерв

Органическое топливо — вещества, способные активно вступать в реакцию с кислородом и обладающие при этом значительным удельным тепловыделением на единицу массы или объема

ОРЭ (м) – особенности рынка электроэнергии (мощности)

ОРЭЭ – оптовый рынок электрической энергии

Отношение выгоды/затраты (Benefits to Costs Ratio) – частное от деления дисконтированного потока выгод (доходов) на дисконтированный поток затрат; используется для иллюстрации того, насколько возможно увеличение затрат без превращения проекта в экономически непривлекательное предприятие и оценки рисков проекта

Оффшорная зона – государство или его часть, в пределах которой для компаний-нерезидентов определен особый режим регистрации и льготной деятельности

ОЭС – объединенная электроэнергетическая система

Паровая турбина — энергетическая турбомашина, элемент парового *турбоагрегата*, преобразующий потенциальную энергию пара высоких параметров в механическую энергию вращения ее ротора, приводящего *электрогенератор*

ПБ – прогнозный баланс

ПДВ – предельно допустимые выбросы

ПДС – предельно допустимые сбросы

ПГ – парниковые газы

(ПГУ) парогазовая установка — энергетическая установка, в которой электроэнергия вырабатывается *ГТУ* и *паровой турбиной* за счет *теплоты уходящих газов ГТУ*

(ПГЭС) парогазовая тепловая электростанция — электростанция, оснащенная *парогазовыми установками*

ПКЭ – показатели качества электроэнергии

Положительный баланс денежных средств – превышение притока денежных средств над оттоками на протяжении жизненного цикла проекта (учитываются собственные средства и заемные)

(ПС) Подстанция — электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений

Природный газ — газомазутное топливо, представляющее собой смесь горючих и негорючих газов, а также примесей.

ПСО – проект совместного осуществления

(ПТУ) Паротурбинная установка— энергетическая установка, непрерывно преобразующая потенциальную энергию рабочего тела в механическую энергию вращающегося *ротора паровой турбины*. Неотъемлемыми элементами ПТУ являются источник пара (*энергетический котел*), *паровая турбина*, *конденсатор* и *питательный насос*

(ПЭС) Приливная электростанция— предприятие, на котором механическая энергия приливно-отливных колебаний уровня воды в море преобразуется в электрическую энергию

(РТС) Районная тепловая станция— предприятие, обеспечивающее тепловую сеть *прямой сетевой водой* и принимающее *обратную сетевую воду* для ее нагрева в *водогрейных котлах*

Районная электростанция — ТЭС общего пользования, обслуживающая все виды потребителей района

Распределительная линия 6—20 кВ — одна из нескольких линий, распределяющих электроэнергию по территории предприятия, цеха, городского или сельского района, к которым подключаются трансформаторные подстанции 6—20/0,38—0,66 кВ

РБК – РосБизнесКолсантинг

РГК – региональная генерирующая компания

РДУ – региональное диспетчерское управление

Реактивная мощность — величина, равная при синусоидальном токе и напряжении произведению действующего значения напряжения на действующее значение тока и на синус сдвига фаз между напряжением и током

Регулирование стока — процесс перераспределения стока водохранилищем в соответствии с требованием водохозяйственного комплекса

Результаты проекта – возможные коммерческие доходы (выгоды), а также другие полезные эффекты, включая достижения некоммерческих целевых установок

Релейная защита — устройство, предназначенное для: отключения поврежденного элемента энергосистемы (как правило, при коротких замыканиях) от источника питания

реагирования на опасные ненормальные режимы работы элементов энергосистемы (с действием на сигнал) или отключения элемента с выдержкой времени

РИД – результаты интеллектуальной деятельности

РКИК – рамочная конвенция ООН об изменении климата

РСБУ – российский стандарт бухгалтерского учета

РСК – распределительные сетевые компании

РС ОРЭЭ – регулируемый сектор оптового рынка электрической энергии

РСПП – Российский союз промышленников и предпринимателей

(РУ) Распределительное устройство — электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы

РЭК – региональная энергетическая комиссия

Сверхпроводниковые накопители энергии — разнообразные устройства, содержащие сверхпроводниковые материалы и технологии, способные накапливать и возвращать электрическую или кинетическую энергию

Синхронный генератор — электрический генератор с постоянной частотой вращения ротора

Система электроснабжения — комплекс источников питания, электрических сетей и потребителей электроэнергии конкретного технологического назначения

СН – среднее напряжение

СМР – строительно-монтажные работы

Совет директоров – высший орган управления акционерной компанией между собраниями акционеров

СО-ЦДУ ЕЭС – ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы», ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Срок окупаемости инвестиций (дисконтирование) – продолжительность наименьшего периода, по истечении которого накопленный чистый доход (дисконтированный) становится и в дальнейшем остается неотрицательными

Стратегический инвестор (стратер) – субъект инвестиционной деятельности, ставящий своей целью приобретение контрольного пакета акций (преимущественной доли уставного капитала)

Субсидии – безвозмездно вкладываемые денежные средства или материальные ресурсы

СЭВ – Совет экономической взаимопомощи

СЭМ – системы экологического менеджмента

Тариф на электрическую и тепловую энергию – система ценовых ставок (ставок платы за услуги, расценок и т.п.), по которым осуществляются расчеты за электрическую и тепловую энергию, а также за соответствующие услуги

Твердое топливо – органическое топливо: бурые и каменные угли, антрациты, полуантрациты, торф, сланец, лигниты

ТГК – территориальные генерирующие компании

Тепловая мощность – количество тепла, произведенного или потребленного в единицу времени. Обычно она измеряется в Гкал/ч и иногда в МВт

Тепловые ОГК – оптовые генерирующие компании на базе тепловых электростанций

Тепловая электрическая станция – промышленное предприятие, вырабатывающее тепло и электрическую энергию, используя энергию, заключенную в сжигаемом топливе

(Твэлы) Тепловыделяющие элементы – герметичные тонкостенные циркониевые трубки длиной до 4 м, в которые помещают цилиндрические таблетки из обогащенного урана. В твэле происходит процесс расщепления ядер ^{235}U с выделением теплоты, используемой для нагрева *теплоносителя*

Теплосеть – система теплотрасс, насосных станций и теплообменных аппаратов, обеспечивающая непрерывную подачу тепловой энергии в виде горячей воды потребителям и ее возврат на ТЭЦ или РТС

Теплофикационные паровые турбины – турбины, предназначенные для выработки тепловой и электрической энергии, имеющие для этих целей *электрогенератор* и один или несколько регулируемых отборов пара

Технико-экономическое обоснование проекта – документ, разрабатываемый в соответствии с законодательством РФ и соответствующими нормативными документами и содержащий информацию о проекте, требуемую для получения согласований по строительству объекта и принятия решения о его финансировании

Тихоходная турбина – турбина, имеющая в зависимости от частоты сети частоту вращения 25 или 30 об/с

ТКС – тарифный квалифицированный справочник

Топливные элементы – электрохимические устройства, в которых осуществляется прямое преобразование химической энергии топлива в электрическую

Традиционная электроэнергетика – энергетика, использующая традиционные источники энергии (органическое топливо, ядерное горючее и водные ресурсы)

Трансформатор – электромагнитный статический преобразователь энергии, имеющий две или более индуктивно связанные обмотки и предназначенный для изменения напряжения переменного тока

Трансформатор — электрическое устройство, служащее для повышения электрического напряжения, создаваемого *электрогенератором*, с целью уменьшения потерь электроэнергии в линиях электропередачи

Турбогенератор — электрический генератор с частотой вращения $60f_1 = 3000$ 1/мин, $30f_1 = 1500$ 1/мин (где f_1 — частота напряжения сети в Европе 50 1/с, в США и Японии 60 1/с), приводимый во вращение паровой или газовой турбиной

ТЭК — топливно-энергетический комплекс

ТЭС — тепловая электростанция

ТЭО — технико-экономическое обоснование

(ТЭЦ) Теплоэлектроцентр — энергетическое предприятие, служащее для выработки *тепловой энергии* в виде горячей *сетевой воды* или пара сниженных параметров и электроэнергии. На ТЭЦ осуществляется *комбинированная выработка тепла и электрической энергии*, обеспечивающей экономию топлива в пределах 15 % по сравнению с раздельной выработкой на *КЭС* и *РТС*

Удельный расход условного топлива — количество *условного топлива* в граммах, потребляемое ТЭС для выработки 1 кВт•ч электроэнергии

УКК — учебно-курсовой комбинат

Установленная мощность — сумма номинальных тепловых или электрических мощностей, производимых при эксплуатации электростанций, закладывается при проектировании

ФКЦБ — Федеральный комитет центрального банка России

ФОРЭМ — федеральный оптовый рынок электроэнергии

Форвардный контракт (от англ. forward contract) — соглашение о будущей поставке товара по согласованной цене

ФСК — федеральная сетевая компания

ФСТ — федеральная служба по тарифам

Фьючерсный контракт (от англ. futures contract) — обязательства участников рынка купить или продать товар по заранее оговоренной цене в определенный момент времени в будущем. Участник занимает «длинную позицию», если он решает покупать, и «короткую позицию», если он решает продавать. Фьючерсные контракты отличаются от форвардных контрактов тем, что они стандартизованы, торгуются через биржу, требуют финансовых гарантий и ежедневной переоценки рыночной стоимости данных контрактов

Хеджирование (от англ. hedge — страховка, гарантия) — страхование рисков изменения цен путем заключения сделок на срочных рынках

Холдинг — акционерная компания, которая владеет контрольными пакетами акций других компаний, называемых дочерними

ЦДУ — центральное диспетчерское управление

Централизованное теплоснабжение — снабжение потребителей теплом от *ТЭЦ* или *РТС* и разветвленной *теплосети*

ЦКС — циркулирующий кипящий слой

ЦФР – центр финансовых расчетов

(ЧДД) чистый дисконтированный доход, другое название – чистая приведенная стоимость (Net Present Value – NPV) – разность между текущей стоимостью потока будущих доходов или выгод и текущей стоимостью будущих затрат на осуществление, эксплуатацию и техническое обслуживание проекта на протяжении его жизненного цикла

ШР – шунтирующий реактор

Элегаз — «электрический газ» (шестифтористая сера SF₆), используемый в аппаратах высокого напряжения для изоляции и гашения дуги

Электрическая машина — устройство для взаимного преобразования механической и электрической энергий

Электрическая мощность — мощность на зажимах *электрогенератора турбоагрегата*

Электрогенератор — электрическая машина, преобразующая механическую энергию вращения ее ротора в электрический ток, подаваемый на *трансформатор ТЭС*

Электроэнергетика — подсистема *энергетики*, охватывающая производство электроэнергии на электростанциях и ее доставку потребителям по линиям электропередачи

Электрическая сеть — часть ЭЭС, предназначенная для передачи электроэнергии от источников (электростанций) до потребителей. Состоит из линий электропередачи и подстанций, связывающих эти линии между собой и преобразующих параметры электроэнергии (напряжения, токи)

Электрический генератор — устройство для преобразования механической энергии в электрическую

Энергетика — совокупность больших естественных и искусственных подсистем, служащих для преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов всех видов

Энергетическая система (энергосистема) — совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом

IPO – Initial public offering – продажа впервые акций на фондовом рынке. Используется, как правило, как один из способов привлечения капитала

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ В СОВРЕМЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Редакционная коллегия: А.Б. Чубайс (руководитель), Е.В. Аметистов,
Ю.А. Удальцов, Я.М. Уринсон.

Авторский коллектив (по главам):

Введение А.Б. Чубайс.

Глава 1. А.П. Бурман, В.П. Воронин, С.С. Жолнерчик, И.С. Кожуховский,
А.А. Макаров, В.А. Мау, В.Ю. Синюгин, Ю.А. Удальцов,
Я.М. Уринсон, А.В. Чикунов, А.Б. Чубайс, А.В. Шалаев, И.И. Шульга,
Е.Г. Ясин.

Глава 2. С.К. Дубинин, Джек Ньюшлос, В.В. Покатайкин, А.Н. Раппопорт,
О.В. Селляхова, Ю.А. Удальцов, А.Б. Чубайс, Л.В. Ширяева.

Глава 3. Д.С. Аханов, Е.Н. Байгарина, М.Н. Бунякин, А.П. Бурман,
Б.Ф. Вайнзихер, В.А. Зубакин, И.С. Кожуховский, А.Д. Трухний,
Ю.А. Удальцов, А.Б. Чубайс, Л.В. Ширяева, О.В. Селляхова.

Глава 4. Д.С. Аханов, Б.И. Аюев, Е.Н. Байгарина, М.Н. Бунякин, Н.В. Зайцева,
В.А. Зубакин, В.В. Коссов, Ю.В. Логинов, Д.Э. Оруджев,
Я.М. Уринсон, А.В. Федоров, Ю.А. Удальцов, А.В. Чикунов,
А.Б. Чубайс.

Глава 5. Д.А. Аханов, В.П. Воронин, А.В. Габов, Ю.В. Догадушкина,
В.Я. Дрель, В.А. Зубакин, И.С. Кожуховский, В.В. Коссов,
А.А. Макаров, Н.Ю. Сидорочева, И.С. Сорокин, Я.М. Уринсон,
Е.И. Фатеева, Л.В. Ширяева.

Глава 6. Б.И. Аюев, В.П. Воронин, Ю.В. Догадушкина, А.С. Дрига,
В.А. Зубакин, Т.В. Кочеткова, Б.А. Лифшиц, Е.А. Медведева,

	Н.Ю.Невмержицкая, Д.Н. Никитин, Н.М.Новикова, О.В. Селляхова, В.Г. Семенов, П.В.Стриженко, Ю.А.Удальцов, Е.Ю.Усман, А.Б.Чубайс, Л.В. Ширяева.
<u>Глава 7.</u>	Б.И. Аюев, Б.Ф. Вайнзихер, В.А. Дьячков, В.К. Паули, Ю.А.Удальцов, Л.В. Ширяева.
<u>Глава 8.</u>	Д.С. Аханов, Д.А. Бурнашев, С.К. Дубинин, О.В. Евсеенков, В.А. Зубакин, В.В. Покатайкин, О.В. Селляхова, Я.М.Уринсон, А.В. Федоров, А.В. Хожемпо, А.В. Чикунов.
<u>Глава 9.</u>	Д.С. Аханов, Б.В. Вайнзихер, А.В. Габов, М.В. Завалко, В.А. Зубакин, И.С. Кожуховский, С.Б. Косарев, Ю.Н. Негашева, Э.В. Оруджев, А.В. Федоров, А.В. Хожемпо, А.В. Чикунов.
<u>Глава 10.</u>	Д.А. Аханов, Д.А. Бурнашев, К.Э. Варанд, С.К. Дубинин, О.В. Евсеенков, Р.А. Качай, И.С. Кожуховский, С.В. Макшаков, Ю.Н. Негашева, А.В. Никитин, В.В. Покатайкин, Я.М.Уринсон, А.В. Хожемпо, Р.Л. Хромов.
<u>Глава 11.</u>	В.И.Андронов, Е.В.Аметистов, Д.А.Бурнашев, Б.Ф.Вайнзихер, В.П.Воронин, В.В.Галка, П.В.Горюнов, А.В.Горьков, С.Б.Дашков, С.К.Дубинин, О.В.Евсеенков, А.С. Ковалев, И.С.Кожуховский, Ю.Н. Негашева, О.А.Новоселова, М.М.Петриков, Н.И.Поздняков, В.В. Покатайкин, В.О. Разъняк, А.А. Романов, Я.М.Уринсон.
<u>Глава 12.</u>	Е.Г.Аксенов, А.В. Габов, Л.Я. Гозман, Р.С.Ким, Т.А.Миляева, М.Г.Нагога, А.В. Селютин, П.С. Смирнов, Л.Е. Спицын, А.В. Трапезников, А.В. Чикунов.
<u>Глава 13.</u>	А.А.Адиссонов, Д.С.Аханов, Е.Н.Байгарина, М.Н.Бунякин, В.О.Волик, С.К.Дубинин, А.Р.Качай, С.А.Колескин, Т.В.Кочеткова, Ю.Н.Негашева, О.В.Селляхова, А.Б.Чубайс, Е.И.Фатеева, Л.В.Ширяева.
<u>Глава 14.</u>	Б.В. Вайнзихер, Ф.В. Веселов, И.С. Кожуховский, А.А. Макаров, И.С. Сорокин, Г.Ю.Тереньтьев, Я.М.Уринсон, А.Б.Чубайс.
<u>Заключение</u>	А.Б.Чубайс.

Оглавление

Введение (Предисловие)

Раздел I. Российская энергетика, ее роль в России и мире

Глава 1. Электроэнергетика – базовая отрасль российской экономики

1.1. Значение, особенности, технологическая структура и топливная база электроэнергетики

1.2. Российская электроэнергетика и ее место в мире

1.3. Основные этапы развития отечественной электроэнергетики

1.3.1. Становление и развитие отечественной электроэнергетики в период до 1990 года

1.3.2. Структурная перестройка электроэнергетики России в 1990-е годы

1.3.3. Реформирование электроэнергетики в 1998-2008 гг.

1.4. Техническая база российской электроэнергетики

1.4.1. Генерация

1.4.2. Электропередача

1.4.3. Оперативно-диспетчерское управление

1.4.4. Электромашиностроение и электротехника

1.5. Экология электроэнергетики

1.5.1. Экологический аспект производства и передачи электроэнергии

1.5.2. Особенности экологических проблем ТЭС и ГЭС, пути их решения

1.5.3. Проблема эмиссии парниковых газов

Глава 2. Взаимодействие российской и мировой электроэнергетики

2.1. Либерализация электроэнергетики — мировой опыт

2.1.1. Эра вертикально-интегрированных энергетических компаний и предпосылки изменения структуры электроэнергетики

2.1.2. Общие черты и суть либерализации электроэнергетики

2.1.3. Примеры рынков электроэнергии

2.1.4. Уроки либерализации и функционирования рынков электроэнергии

2.2. Синхронная зона ОЭС/ЕЭС — роль и стратегия развития на евроазиатском континенте

2.3. Торгово-экономическое сотрудничество российской электроэнергетики

2.3.1. Экспорт и импорт электроэнергии

2.3.2. Приобретение и эксплуатация энергетических активов

Раздел II. Государственные и рыночные механизмы управления современной энергетикой и ее организационно-экономическая структура

Глава 3. Реформа электроэнергетики в России

3.1. Экономические предпосылки и технологические ограничения реформирования электроэнергетики

3.2. Организация реформирования электроэнергетики

3.2.1. Реорганизация отрасли

3.2.2. Переход к конкурентным рынкам

3.2.3. Структурные преобразования

Глава 4. Организационно — экономическая структура отрасли

4.1. Модель товарно-денежных потоков

4.1.1. Общая логика модели, экономический и финансовый анализ потоков

4.1.2. Операционная деятельность

4.1.3. Инвестиционная и финансовая деятельность

4.1.4. Применение модели товарно-денежных потоков для оценки текущего состояния, прогнозов развития и инвестиционных проектов

4.2. Основные участники рынка электроэнергии

4.2.1. Поставщики

4.2.2. Единая национальная (общероссийская) энергетическая сеть

4.2.3. Распределительные сети

4.2.4. Системный оператор

4.2.5. Организации коммерческой инфраструктуры

4.2.6. Энергосбытовые организации в энергетике

4.2.7. АО-энерго – энергосистемы изолированных регионов

4.3. Организационно-экономическая структура энергетики Дальнего Востока

4.3.1. Особенности функционирования Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока

4.3.2. Цели и задачи реформирования энергосистем Дальнего Востока

Глава 5. Система государственного регулирования в электроэнергетике

5.1. Функции и органы государственного регулирования

5.2. Сфера и методы тарифного регулирования в современной электроэнергетике

5.2.1. Регулирование на основе экономически обоснованных затрат

5.2.2. Стимулирующее регулирование

5.2.3. Система регулируемых тарифов в российской электроэнергетике

5.3. Недискриминационный доступ к услугам естественных монополий

5.4. Регулирование конкурентных видов деятельности в электроэнергетике

5.5. Антимонопольное регулирование рынка электроэнергии

5.6. Регулирование рынков топлива

5.7. Прогнозирование и проектирование развития электроэнергетики

5.7.1. Разработка перспектив развития электроэнергетики

5.7.2. Системное проектирование электроэнергетики

Глава 6. Система рынков в электроэнергетике

6.1. Состав и взаимосвязи рынков

6.2. Основы построения оптового и розничных рынков

6.2.1. Рынок электроэнергии на сутки вперед и двусторонние договоры купли-продажи электроэнергии

6.2.2. Балансирующий рынок

6.2.3. Рынок мощности

6.2.4. Рынок системных услуг

6.2.5. Финансовые права на передачу

6.2.6. Производные финансовые инструменты

6.2.7. Розничный рынок электрической энергии

6.3. Особенности оптового рынка в российской электроэнергетике

6.3.1. Субъекты российского оптового рынка

6.3.2. Основные принципы функционирования переходного оптового рынка электроэнергии (мощности)

6.3.3. Особенности российского розничного рынка электроэнергии

6.4. Рынки сервисов

6.4.1. Сервисные виды деятельности

6.4.2. Организация конкурентного оказания сервисных услуг

6.5. Рынок тепловой энергии и его взаимосвязь с рынком электроэнергии

Глава 7. Управление надежностью в электроэнергетике

7.1. Надежность объектов электроэнергетики и энергосистем

7.2. Обеспечение надежности

7.2.1. Механизмы управления надежностью

7.2.2. Технологические и организационно-экономические возможности регулирования уровня надежности

7.2.3. Рынок системных услуг и основные направления повышения надежности

Раздел III. Управление и экономика предприятий электроэнергетики

Глава 8. Основы современного менеджмента и построения организационных структур

8.1. Развитие науки управления и современный менеджмент

8.2. Уровни и методы управления

8.3. Основные функции менеджмента

8.4. Организационные структуры и их проектирование

8.4. Организационно-структурные преобразования в РАО «ЕЭС России»

Глава 9. Корпоративное управление на энергетических предприятиях

9.1. Органы и процедуры управления энергокомпанией

9.1.1. Общие положения

9.1.2. Структура органов управления и контроля, модель управления

9.1.3. Процедуры управления

9.2. Организация взаимодействия менеджмента с акционерами и инвесторами

9.2.1. Статус акционера и порядок учета его прав

9.2.2. Права и классификация акционеров в зависимости от их прав

9.2.3. Инвесторы

9.2.4. Система взаимодействия с инвесторами (акционерами)

9.3. Оценка бизнеса энергопредприятия и его рыночная капитализация

9.3.1. Стоимость предприятия. Факторы, влияющие на стоимость предприятия электроэнергетики

9.3.2. Методы оценки стоимости предприятий электроэнергетики

9.3.3. Порядок распоряжения активами

9.4. Реорганизация на энергопредприятиях: разделение, выделение, слияние и поглощение

9.4.1. Разделение и выделение как способы реорганизации

9.4.2. Порядок реорганизации в форме выделения (разделения)

9.4.3. Укрепление разделившихся компаний. Формирование холдингов, присоединение (слияние)

Глава 10. Планирование, бюджетирование и оценка финансовых результатов предприятия электроэнергетики

10.1. Стратегическое планирование

10.1.1. Введение в стратегическое планирование

10.1.2. Примеры стратегий энергетических предприятий

10.2. Бизнес-план и планирование

10.2.1. Общие принципы бизнес-планирования. Система планов

10.2.2. Организация бизнес-планирования в ОАО РАО «ЕЭС России»

10.2.3. Структура бизнес-плана

10.2.4. Особенности бизнес-планирования в электроэнергетических компаниях разного профиля деятельности

10.2.5. Порядок разработки бизнес-плана

10.2.6. Консолидированный бизнес-план межрегиональных компаний

10.3. Бюджет движения потоков наличности в системе бюджетирования электроэнергетических компаний

10.3.1. Бюджетирование

10.3.2. Современная организация бюджетирования

10.3.3. Казначейское исполнение бюджета

10.4. Учетная и налоговая политика электроэнергетических компаний

10.4.1. Особенности учетной и налоговой политики электроэнергетической компании

10.4.2. Организация бухгалтерского и налогового учета в компаниях электроэнергетики

10.4.3. Аудиторское заключение по финансовой отчетности

10.4.4. Управленческий учет

10.4.5. Переход от российских стандартов бухгалтерского учета к международным стандартам бухгалтерской отчетности

10.5. Оценка финансовых результатов

10.5.1. Прибыль как основной финансовый результат работы электроэнергетической компании

10.5.2. Особенности расчета прибыли в российской системе бухгалтерского учета и в международной системе финансовой отчетности

10.5.4. Экспресс-анализ финансовых результатов

10.5.5. Основные направления распределения и использования чистой прибыли

Глава 11. Важнейшие функциональные подсистемы в электроэнергетических компаниях

11.1. Управление персоналом

11.1.1. Структура кадров, методы оценки и отбора, подготовки и переподготовки

11.1.2. Мотивация и стимулирование персонала

11.1.3. Нематериальное стимулирование персонала

11.1.4. Социальное партнерство

11.2. Управление издержками

11.2.1. Издержки на энергопредприятиях

11.2.2. Программа управления издержками: структура, порядок разработки, утверждения и контроля

11.3. Управление закупками

11.3.1. Оптимизация закупочной деятельности

11.3.2. Организация закупочной деятельности в электроэнергетике

11.4. Управление инвестиционным процессом

11.4.1. Инвестиционные проекты и оценка их эффективности

11.4.2. Проектное финансирование

11.4.3. Формирование инвестиционной программы и портфеля заказов. Управление проектами

11.5. Управление ремонтными услугами

11.5.1. Система комплексного ремонтного обслуживания

11.5.2. Основные подходы к организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений тепловых электростанций

11.5.3. Планирование ремонта оборудования

11.6. Управление инновациями

11.6.1. Интеллектуальная деятельность, ее учет и оценка

11.6.2. Организация структуры в инновационной сфере

11.6.3. Формирование рынка инноваций и интеллектуальных ресурсов на основе IT-технологий

11.7. Техническое регулирование в электроэнергетике и управление качеством

11.7.1. Закон «О техническом регулировании» и его применение в электроэнергетике

11.7.2. Практика стандартизации в электроэнергетике

11.7.3. Системы менеджмента качества согласно ИСО 9000

11.8. Управление воздействием энергопредприятий на окружающую среду

11.8.1. Электроэнергетика и окружающая среда

11.8.2. Экологическая работа в энергокомпаниях

11.8.3. Формы и методы участия энергопредприятий в механизмах Киотского протокола

11.9. Оперативное управление

11.9.1. Функции, структура и особенности оперативного управления

11.9.2. Задачи оперативного управления

11.9.3. Оперативное управление рисками (риск-менеджмент) и антикризисное управление

11.9.4. Общие требования к инженерному менеджменту в области оперативного управления производственной деятельностью

11.9.5. Контроль и анализ в оперативном управлении

11.9.6. Оперативное управление технологическими процессами предприятий электроэнергетики

11.9.7. Оперативное управление финансами

11.9.8. Оптимизация режимов работы электроэнергетического оборудования

Глава 12. Основные подсистемы предприятий электроэнергетики, обеспечивающие их жизнедеятельность

12.1. Юридическо-правовая защита

12.1.1. Организация правового обеспечения

12.1.2. Направления и оценка качества правового обеспечения

12.1.3. Опыт РАО «ЕЭС России»

12.2. Связи электроэнергетических компаний с общественностью и органами государственной власти – PR и GR

12.2.1. Связь с общественностью

12.2.2. Особенности PR-деятельности электроэнергетических компаний различных видов деятельности

12.2.3. Взаимодействие электроэнергетических компаний с органами государственной власти

12.2.4. Организация, формы и методы GR-работы

12.3. Информационные технологии

12.3.1. ИТ-служба в системе управления электроэнергетической компании

12.3.2. Информационные системы электроэнергетики

Глава 13. Развитие энергетики в условиях рынка

13.1. Концепция инвестиционного развития электроэнергетики

13.2. Реализация перехода в фазу развития в 2006-2008 гг.

13.3. Институциональные условия эффективного развития электроэнергетики в условиях рынка

Глава 14. Долгосрочное планирование и проектирование развития электроэнергетики

14.1. Целевое видение развития ЕЭС России на период до 2030 года

14.2. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020

г.

14.3. Прогнозный баланс электроэнергетики на 2008-2015 годы

Рекомендуемая литература

К разделу I

К разделу II

К разделу III

К разделу IV

Федеральные законы РФ

Постановления Правительства РФ

Приказы Министерств РФ

Методические указания

Глава 1. Электроэнергетика – базовая отрасль российской экономики

1.1. Значение, особенности, технологическая структура и топливная база электроэнергетики

Значение электроэнергии для жизнедеятельности населения и функционирования экономики таково, что в современном мире обойтись без нее практически невозможно. Электроэнергия — товар, представляющий собой одну из самых значительных ценностей среди существующих товаров и услуг. Еще в XX в. электроэнергетика стала ключевой отраслью экономики в подавляющем большинстве стран. Электроэнергия — важный фактор основных социально-экономических процессов в современном мире: жизнеобеспечения населения и потребления домохозяйств; производства товаров и услуг; национальной безопасности; охраны окружающей среды.

Электроэнергию можно уподобить воздуху, который редко замечают, но без которого невозможна жизнь. Если прекращается подача электроэнергии, вы обнаруживаете, что самые простые, каждодневно испытываемые удобства вдруг становятся недоступными, а средства, заменявшие их еще 100 лет назад, уже давно вышли из употребления. Отрасли экономики, не использующие стационарных источников электроэнергии и не работающие в единой энергосистеме, в современной экономике скорее исключение — например, автомобильный, водный и авиационный транспорт, растениеводство в сельском хозяйстве или геологоразведка. Но и в этих отраслях используются технологические процессы, требующие источников электроэнергии. Без электроэнергии производство большинства продуктов было бы невозможно или обходилось бы в десятки раз дороже.

В каком-то смысле электроэнергия — стержень современной технико-экономической цивилизации. Еще сравнительно недавно, лет 150 назад, электроэнергия отсутствовала в экономической жизни. Ведущим источником энергии выступала живая сила человека и животных. Только в XVI веке началось использование энергии движения воды в промышленных целях (т.н. «вододействующие заводы»), а в XVIII в. появилась паровая машина, в середине XIX в. — двигатель внутреннего сгорания. Изобретение в XIX в. технологий генерации электрической энергии создало возможность для широкого распространения электромеханизмов, резко повысило производительность труда на многих производственных операциях. Однако оборудование по генерации энергии приходилось размещать рядом с устройствами, ее потребляющими, поскольку удобных и экономичных технологий для передачи энергии не было.

Технической революцией, изменившей лицо экономики всех стран, стало изобретение технологии трансформации электроэнергии по напряжению и силе тока, передачи ее на большие расстояния. Это сделало размещение производства энергии, других товаров и услуг в значительной степени независимым друг от друга и обеспечило рост эффективности экономики.

Создание в XX в. национальных и региональных электроэнергетических систем закрепило переход к индустриальной стадии развития мировой экономики. Экономический рост в основном базировался на экстенсивных факторах: расширении ресурсной базы и увеличении занятости. Почти до последней трети XX в. технический прогресс и рост производства сопровождались увеличением потребления энергии, ростом энерговооруженности труда.

Электроэнергетика — базовая инфраструктурная отрасль, в которой реализуются процессы производства, передачи, распределения электроэнергии. Она имеет связи со всеми секторами экономики, снабжая их произведенными электричеством и теплом и получая от некоторых из них ресурсы для своего функционирования (рис. 1.1.1).

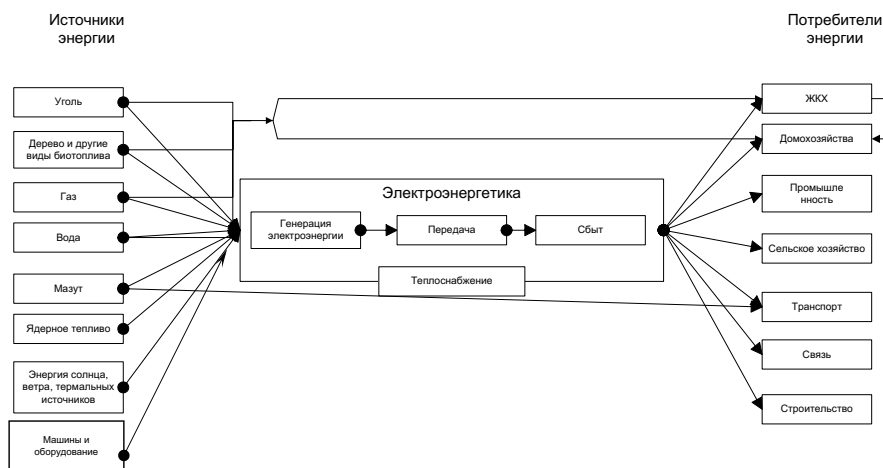


Рис. 1.1.1. Электроэнергетика в современной экономике

Роль электроэнергетики в XXI в. остается исключительно важной для социально-экономического развития любой страны и мирового сообщества в целом. Энергопотребление тесно коррелирует с уровнем деловой активности и с уровнем жизни населения. Научно-технический прогресс и развитие новых секторов и отраслей экономики, совершенствование технологий, повышение качества и улучшение условий жизни населения определяют расширение сфер использования электроэнергии и усиление требований к надежному и бесперебойному энергоснабжению.

Особенности электроэнергетики как отрасли обуславливаются спецификой ее основного продукта – электроэнергии, а также характером процессов ее производства и потребления.

Электроэнергия по своим свойствам подобна услуге: время производства совпадает со временем потребления. Однако это подобие не является неотъемлемым физическим свойством электроэнергии — ситуация изменится, если появятся эффективные технологии хранения электроэнергии в значительных масштабах. Пока это в основном аккумуляторы разных типов, а также гидроаккумулирующие станции.

Электроэнергетика должна быть готова к выработке, передаче и поставке электроэнергии в момент появления спроса, в том числе в пиковом объеме, располагая для этого необходимыми резервными мощностями и запасом топлива. Чем больше максимальное (хотя и кратковременное) значение спроса, тем больше должны быть мощности, чтобы обеспечить готовность к оказанию услуги.

Невозможность хранения электроэнергии в промышленных масштабах предопределяет технологическое единство всего процесса производства, передачи и потребления электроэнергии. Вероятно, это единственная отрасль в современной экономике, где непрерывность производства продукции должна сопровождаться таким же непрерывным ее потреблением. В силу этой особенности в электроэнергетике существуют жесткие технические требования к каждому этапу технологического цикла производства, передачи и потребления продукта, в том числе по частоте электрического тока и напряжению.

Принципиальной особенностью электрической энергии как продукта, отличающей ее от всех других видов товаров и услуг, является то, что ее потребитель может повлиять на устойчивость работы производителя. Последнее обстоятельство, по понятным причинам, может иметь большое число совершенно неожиданных следствий.

Очевидно, потребности экономики и общества в электрической энергии существенно зависят от погодных факторов, от времени суток, от технологических режимов различных производственных процессов в отраслях-потребителях, от особенностей домашних хозяйств и даже от программы телепередач. Различия между максимальным и минимальным уровнями потребления определяет потребность в так называемых резервных мощностях, которые включаются только тогда, когда уровень потребления достигает определенного значения.

Экономические характеристики производства электроэнергии зависят от типа электростанции и вида технологического топлива, от степени ее загрузки и режима работы. При прочих равных условиях в наибольшей степени востребуется электроэнергия тех станций, которые генерируют ее в нужное время и в нужном объеме с наименьшими издержками.

С учетом всех этих особенностей в электроэнергетике необходимо и целесообразно объединение устройств, производящих энергию – генераторов, в **единую энергетическую систему**, что обеспечивает сокращение суммарных издержек производства и уменьшает потребность в резервировании производственных мощностей. Эти же свойства обуславливают наличие в отрасли системного оператора, который выполняет координирующие функции. Он регулирует график и объем как производства, так и потребления электроэнергии. Решения системного оператора принимаются на основании рыночных сигналов от производителей о возможностях и стоимости производства электроэнергии, от потребителей – о спросе на нее в определенные временные интервалы. В конечном счете системный оператор должен обеспечить надежную и безопасную работу энергосистемы, эффективное удовлетворение спроса на электроэнергию. Его деятельность отражается на производственных и финансовых результатах всех участников рынка электроэнергии, а также на их инвестиционных решениях.

Большая часть производства электроэнергии в мире осуществляется на **электрических станциях трех типов:**

- на тепловых электростанциях (ТЭС), где тепловая энергия, образующаяся при сжигании органического топлива (уголь, газ, мазут, торф, сланцы и т.д.), используется для вращения турбин, приводящих в движение электрогенератор, преобразуясь, таким образом, в электроэнергию. Опыт продемонстрировал эффективность одновременного производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ, что привело к распространению в ряде стран централизованного теплоснабжения;
- на гидроэлектростанциях (ГЭС), где в электроэнергию преобразуется механическая энергия потока воды с помощью гидравлических турбин, вращающих электрогенераторы;
- на атомных электростанциях (АЭС), где в электроэнергию преобразуется тепловая энергия, полученная при цепной ядерной реакции радиоактивных элементов в реакторе.

Три типа электростанций определяют **состав используемых в электроэнергетике энергоресурсов**. Их принято подразделять на первичные и вторичные, возобновляемые и невозобновляемые.

Первичные энергоносители – это сырьевые материалы в их естественной форме до проведения какой-либо технологической обработки, например каменный уголь, нефть, природный газ и урановая руда. В разговорной речи эти материалы называют просто «первичной энергией». Солнечное излучение, ветер, водные ресурсы – все это тоже первичная энергия.

Вторичная энергия – это продукт переработки, «облагораживания» первичной энергии, например электричество, бензин, мазут. Та энергия, которая попадает непосредственному потребителю, именуется конечной энергией. Чаще всего это вторичная энергия – электричество или мазут, но иногда конечная энергия бывает и первичной, например дрова, солнечное излучение или природный газ.

Некоторые виды ресурсов могут относительно быстро восстанавливаться в природе, и они называются возобновляемыми: дрова, камыш, торф и прочие виды биотоплива, гидропотенциал рек. Ресурсы, не обладающие таким качеством, называются невозобновляемыми: уголь, сырая нефть, природный газ, нефтеносный сланец, ядерное топливо, по большей части они являются полезными ископаемыми. Энергия солнца, ветра, морских приливов относится к неисчерпаемым возобновляемым энергетическим ресурсам.

В настоящее время наиболее распространенным видом технологического топлива в мировой электроэнергетике выступает уголь. Это объясняется относительной дешевизной и широкой распространенностью запасов данного вида топлива. Однако транспортировка угля на значительные расстояния ведет к большим издержкам, что во многих случаях делает нерентабельным этот вид топлива для электростанций, находящихся на значительном удалении от мест добычи угля. При производстве энергии с использованием угля высок уровень выброса в атмосферу загрязняющих веществ, что наносит существенный вред окружающей среде. В последние десятилетия XX века появились технологии,

позволяющие использовать уголь для производства электроэнергии с большей эффективностью и меньшим загрязнением окружающей среды по сравнению с тем, как это происходило в первых двух третях XX в.

Значительный рост использования газа в мировой электроэнергетике за последние годы объясняется существенным ростом его добычи, появлением высокоэффективных технологий производства электроэнергии, основанных на применении данного вида топлива, а также ужесточением политики по охране окружающей среды. Использование газа при производстве электроэнергии позволяет сократить выброс в атмосферу вредных веществ, в первую очередь углекислого газа.

Все более широкое распространение получает производство электроэнергии за счет использования урана. Это топливо обладает колоссальной эффективностью по сравнению с прочими сырьевыми источниками энергии. Однако использование урана и прочих радиоактивных веществ сопряжено с риском масштабного загрязнения окружающей среды в случае аварии, а также чрезвычайно высокой капиталоемкостью возведения АЭС и утилизации отработанного топлива. Кроме того, сдерживающим фактором для развития этого вида энергетики является сложность технологии производства атомной энергии. Пока немногие страны могут обеспечить подготовку научных и технических специалистов, способных разработать технологии и обеспечить квалифицированную эксплуатацию АЭС.

Сохраняют высокую значимость в структуре источников электроэнергии гидроресурсы, хотя их доля несколько сократилась за последние десятилетия. Важность данного источника электроэнергии заключается в его возобновляемости и относительной дешевизне. Однако возведение гидростанций сопряжено с необратимым воздействием на окружающую среду, так как обычно требует затопления значительных территорий при создании водохранилищ. Кроме того, неравномерность распределения водоемов на планете и зависимость водных ресурсов от климатических условий ограничивают их гидроэнергетический потенциал.

Существенное сокращение использования нефти и нефтепродуктов для производства электроэнергии за последние тридцать лет объясняется как ростом стоимости данного вида топлива, высокой эффективностью его применения в других отраслях, так и дороговизной его транспортировки на значительные расстояния, а также возросшими требованиями к экологической безопасности.

В последние десятилетия резко возросло внимание к **возобновляемым источникам энергии**. В частности, активно разрабатываются технологии использования энергии солнца и ветра. Потенциал данных источников энергии огромен. Однако, на сегодняшний день производство электроэнергии в промышленных масштабах из солнечной энергии в большинстве случаев оказывается менее эффективным, чем ее производство из традиционных видов ресурсов. Что касается энергии ветра, то здесь ситуация несколько иная. В развитых странах, особенно под влиянием экологических движений, преобразование энергии ветра в электрическую выросло весьма значительно. Нельзя не упомянуть также геотермальную энергию, которая может иметь серьезное значение для некоторых государств или отдельных регионов: Исландия, Новая Зеландия, Россия (Камчатка, Ставропольский край, Краснодарский край, Калининградская область). Однако пока еще все эти виды электрогенерации успешно развиваются в тех странах, где производство и (или) потребление электроэнергии на основе возобновляемых ресурсов дотируется государством.

В конце XX – начале XXI резко возрос интерес к биоэнергетическим ресурсам. В отдельных странах (например, в Бразилии) производство электроэнергии на биотопливе заняло заметное место в энергетическом балансе. В США была принята специальная программа субсидирования биотоплива. Однако, в настоящее время резко возросли сомнения в перспективах развития данного направления в электроэнергетике. С одной стороны, оказалось, что при производстве биотоплива очень неэффективно используются такие природные ресурсы, как земля и вода; с другой – отвод обширных площадей пахотной земли под производство биотоплива внес свой вклад в удвоение цен на

продовольственное зерно. Все это в обозримой перспективе делает весьма проблематичным широкое использование биотоплива в электроэнергетике.

1.2. Российская электроэнергетика и ее место в мире

Россия обладает значительными запасами природных энергоресурсов, что создает возможность для долгосрочного роста производства электроэнергии в соответствии с предъявляемым экономикой растущим спросом. В российской экономике представлены все основные виды энергоресурсов (см. рис. 1.2.1).

В период с 1970 по 1990 г. производство первичных энергоресурсов в СССР выросло с 801 млн до 1857 млн. т.у.т., а в их структуре произошли крупные изменения. Значительно увеличилась доля газа, сократился удельный вес угля и нефти. Это было обусловлено быстрым развитием газодобычи в СССР в эти годы.

После 1991 г. российская экономика переживала трансформационный спад, что привело к сокращению добычи и потребления энергоресурсов. С началом экономического подъема в 2000-х гг. картина изменилась, и к середине текущего десятилетия Россия приблизилась к уровню производства и потребления энергоресурсов 1990 года. В настоящее время Россия входит в число крупнейших нефте- и газодобывающих стран мира и не только обеспечивает внутренний спрос на эти виды топлива, но и осуществляет значительные поставки на экспорт (табл. 1.2.2, 1.2.3).

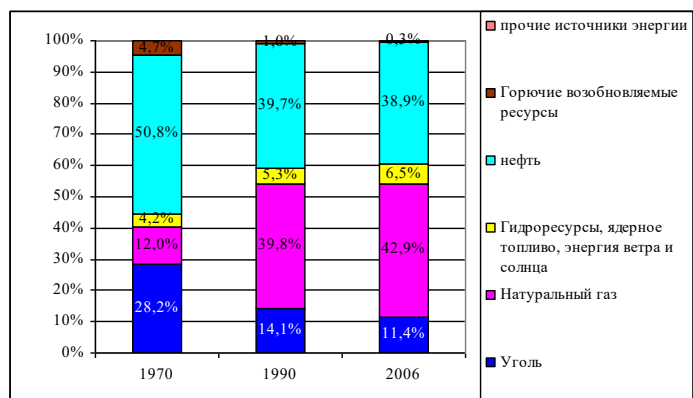


Рис. 1.2.1. Структура производства первичных энергоресурсов в российской экономике (расчет Института энергетических исследований РАН по данным Росстата)

Анализ баланса энергоресурсов в российской экономике за 2006 год показывает, что в общем объеме этих ресурсов (1635,1 млн. т.у.т.) электроэнергия занимает всего 20,1 %, но в общем объеме их конечного потребления (981,5 млн. т.у.т.) — уже 34,4 %, то есть находится на первом месте, опережая по доле другие энергоресурсы.

В России существенное место в топливных ресурсах, используемых для преобразования в другие виды энергии, занимает газ. Это объясняется наличием на территории страны богатейших месторождений и относительным занижением внутренних цен на газ. Поэтому имеет место существенное отклонение структуры потребления энергоресурсов от общемировой тенденции (табл. 1.2.1). Ожидается, что в ближайшее десятилетие в структуре топливного баланса в нашей стране будут происходить изменения. В период до 2020 года доля газа останется самой крупной, но будет постепенно сокращаться, а доля угля — расти. Данные изменения приведут к повышению эффективности использования энергоресурсов в российской экономике.

Таблица 1.2.1

Структура потребления топливных ресурсов для преобразования в другие виды энергии в российской экономике (% к суммарному потреблению)

Год	Газ	Уголь	Мазут	Прочие
1991	55,3	25,2	18,3	1,2
1995	61,3	23	14,9	0,8
2000	64,4	24,3	10,3	1
2006	69	27	3	1

Таблицу переделать: данные дать только за 1991 и 2006 годы, в каждой колонке (по газу, углю и т.д.) дать цифры по России и миру. Указать источник.

Большая часть электроэнергии в России в настоящее время производится и потребляется внутри страны (см. табл. 1.2.2, 1.2.3). Более половины спроса приходится на долю промышленного сектора экономики, хотя по сравнению с 1991 г. она несколько сократилась. Доли потребления сельского хозяйства и транспорта

также снизились за последнее пятнадцатилетие, а соответствующий показатель других отраслей вырос. Это объясняется структурными изменениями в российской экономике, которые сопровождались перераспределением материальных, трудовых и финансовых ресурсов между ее секторами. За последние годы значительно увеличилось электропотребление населением, поскольку быстрыми темпами растет оснащенность домохозяйств бытовыми электроприборами. Растущий потребительский спрос на электроэнергию обусловлен также интенсивным строительством качественного нового современного жилья. Заметное влияние на изменение в структуре электропотребления оказал быстро развивающийся сектор рыночных услуг.

Таблица 1.2.2

Электробаланс Российской Федерации, млрд. кВт·ч

Годы	Производство всего	Получено из-за пределов Российской Федерации	Потреблено						Отпущено за пределы Российской Федерации
			всего	Промышлен- ностью	Сельским хозяйством	Транспортом	Другими отраслями	Домохозяй- ствами	
1990	1082,2	35	1073,8	625,9	96,4	103,8	170,2	77,5	43,4
1995	860	18,4	840,4	440,2	88,6	65,2	151,7	94,7	38
2000	877,8	8,8	863,7	455,9	68,1	60,9	172,5	106,3	22,9
2006	995,8	5,1	980,0	534,1 ^{*)}		85,9 ^{**)}		112,5	20,9

Примечание. Источник — Росстат.

^{*)} Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды.^{**)} Транспорт и связь.

Таблица 1.2.3

Электробаланс Российской Федерации, %

Год	Производ- ство, всего	Получено из-за пределов Российской Федерации	Потреблено всего	в т.ч. потреблено					Отпущено за пределы Российской Федерации
				промышленностью	сельским хозяйством	транспортом	другими отраслями	населением	
1990	100,8	3,3	100	58,3	9,0	9,7	15,8	7,2	4,0
1995	102,3	2,2	100	52,4	10,5	7,8	18,0	11,3	4,5
2000	101,6	1,0	100	52,8	7,9	7,1	20,0	12,3	2,7
2006	100,0	0,5	98,4	53,6	0,0	8,6	0,0	11,3	2,1

Примечание. Источник — Росстат

С учетом динамики спроса и развития топливной базы в Российской Федерации в 1991-1998 гг. наблюдался значительный спад, а в 1999-2007 гг. устойчивый рост производства электроэнергии (табл. 1.2.4).

Таблица 1.2.4
Производство электроэнергии в России по типам электростанций, млрд. кВт.ч, по годам

Тип электростанций	1991	1995	2000	2007
Все электростанции	1068	860	878	1016
В том числе:				
ТЭС	780	583	582	677
ГЭС	168	177	165	160
АЭС	120	99,5	131	179

- Примечание. Источник — Росстат

В этот период произошли определенные сдвиги в структуре генерации: от 73 до 66,6 % сократилась доля производства электроэнергии на ТЭС, доля ГЭС в итоге достигла доперестроечного уровня 15,7 %, а доля АЭС выросла от 11,2 до 17,7 %.

Сегодняшняя структура производства и потребления электроэнергии в российской экономике сложилась в ходе ее рыночных преобразований, начавшихся в 1992 году. Трансформационный спад 1992-1998 гг. повлек за собой сокращение производства и потребления электроэнергии. Однако падение выработки в электроэнергетике было меньшим, чем в целом по экономике, так как спад производства в электроемких отраслях (металлургии, нефтепереработке и др.) был меньшим, чем в отраслях с относительно низкой электроемкостью (машиностроение, легкая промышленность и др.). При этом после либерализации ценообразования тарифы на электроэнергию росли намного медленнее, чем цены на другие товары (см. рис. 1.2.2).

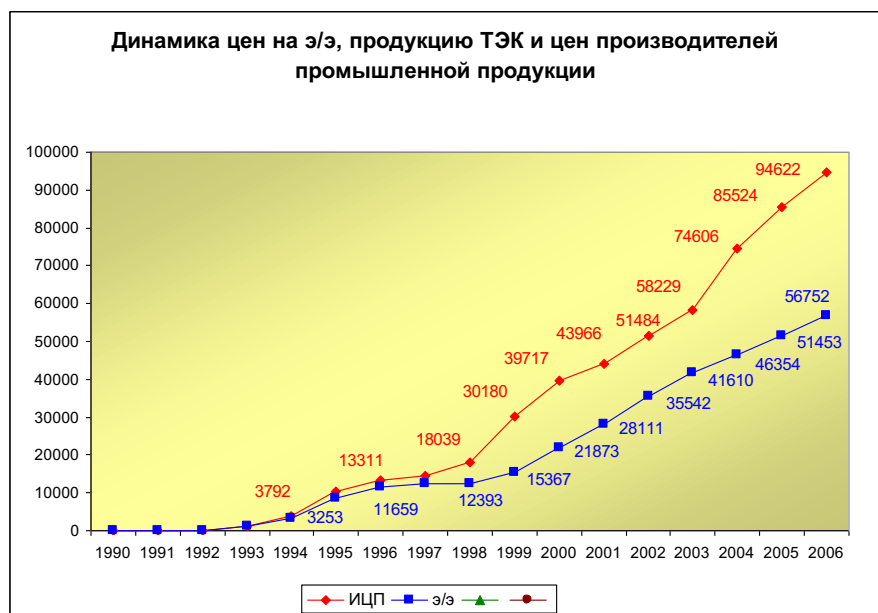


Рисунок 1.2.2

Охарактеризованные выше сдвиги в структуре производства и соотношениях цен в 1992-1998 гг. привели к существенному росту электроемкости ВВП.

После финансового кризиса 1998 г. в российской экономике возобновился экономический рост, а вместе с ним увеличивался и спрос на электроэнергию. В 1999-2006 гг. ежегодные темпы ее выработки превышали 1,6%. Вместе с тем сблизились и темпы роста промышленных цен и тарифов на электроэнергию, повысилась платежная дисциплина. Произошли заметные сдвиги в структуре потребления электроэнергии и электроемкости отдельных секторов экономики.

Динамика электропотребления сектора услуг в 1999-2006 гг. характеризовалась действием двух противоположно направленных тенденций: повышением доли менее электроемкого сектора услуг в структуре ВВП, что явилось фактором сужения совокупного спроса экономики на электроэнергию; формированием новых сегментов рынка услуг (современных систем связи, информационно-вычислительного обслуживания, финансово-кредитных и

страховых учреждений и др.), что инициировало рост электропотребления в народном хозяйстве. После 1999 г. с началом экономического роста и расширением спроса на услуги новых сегментов рынка наблюдается тенденция к постепенному снижению электроемкости сектора услуг.

В настоящее время среди крупнейших потребителей электроэнергии – цветная металлургия, топливная промышленность, черная металлургия. По данным Института экономики переходного периода (рис. 1.2.3), около 37 % потребленной промышленностью электроэнергии приходится на долю металлургического комплекса и 33,0 % — на топливно-энергетический комплекс. Соответственно динамика и эффективность использования электроэнергии в этих двух комплексах доминирующе воздействует на характер электроемкости промышленности и экономики в целом.

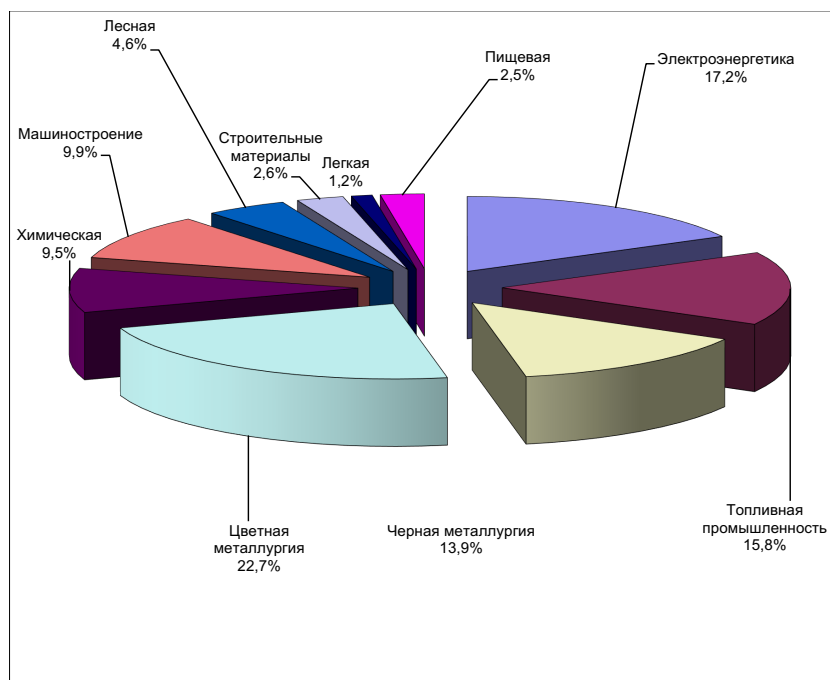


Рис. 1.2.3. Структура электропотребления в российской промышленности в 2003 г.
(доли отраслей рассчитаны Институтом экономики переходного периода по данным Росстата).

В масштабе мировой экономики российская электроэнергетика обладает уникальными особенностями:

- наибольшая территория единой энергосистемы (8 часовых поясов);
- на единицу установленной мощности электростанций Россия располагает наибольшей протяженностью электрических сетей высокого напряжения: 2,05 км/МВт против 0,75—0,8 км/МВт в США и Европе.

Конфигурация электрических сетей и совместная работа электростанций единой энергетической системы Российской Федерации в синхронном режиме позволяют в значительной степени реализовать преимущества по наиболее эффективному использованию генерирующих мощностей, экономичному расходу топлива и обеспечению надежности электроснабжения.

Российская электроэнергетическая система — одна из крупнейших в мировой экономике — входит в первую десятку энергосистем мира по уровню установленных генерирующих мощностей, производству электроэнергии на электростанциях трех основных типов и экспорту (табл. 1.2.5-1.2.12). Установленная мощность электростанций России на конец 2005 г. приблизительно равнялась 217,2 млн кВт (четвертый по величине показатель после США, Китая и Японии) и составляла около 5,6 % совокупной мощности мировой электроэнергетики. Россия находится на пятом месте в мире по уровню мощностей и производства электроэнергии на ГЭС. Доля в совокупной мощности гидроэлектростанций мира составляет 6,1 %; в производстве — около 6,0 %. Россия находится на четвертом месте в мире по уровню установленных мощностей и производства энергии на ТЭС, мощность которых составляет около 5,6 % совокупной мощности ТЭС мира, а выработка электроэнергии — около 5,8 %. Россия занимает пятое место в мире по уровню мощностей и производства атомной электроэнергетики. Следует отметить, что производство 85 % электроэнергии, осуществляемое на АЭС, сосредоточено в 10 странах. В последние годы около двух третей электроэнергии в мире производится на ТЭС и приблизительно по 17 % на ГЭС и АЭС.

Таблица 1.2.5

Установленная мощность российской электроэнергетики по годам (на конец года), млн. кВт

Типы станций	1995	2000	2005
Все электростанции	215,0	212,8	219,0
В том числе:			
ТЭС	149,7	146,8	149,2
ГЭС	44,0	44,3	46,1
АЭС	21,3	21,7	23,7

Примечание. Источник — Росстат

Таблица 1.2.6

Установленная мощность крупнейших национальных энергосистем мира по годам

Страна	1995		2000		2005	
	Млн. кВт	%	Млн. кВт	%	Млн. кВт	%
США	748,1	25,5	792,2	24,2	956,7	24,7
Китай	199,9	6,8	298,8	9,1	442,4	11,4
Япония	200,0	6,8	229,2	7,0	247,9	6,4
Россия	214,9	7,3	203,5	6,2	217,2	5,6
Индия	92,4	3,2	108,1	3,3	137,6	3,6
Германия	110,2	3,8	109,3	3,3	120,4	3,1
Канада	113,6	3,9	110,8	3,4	120,3	3,1
Франция	102,9	3,5	110,5	3,4	112,7	2,9
Бразилия	57,6	2,0	68,2	2,1	90,7	2,3
Великобритания	66,2	2,3	72,7	2,2	78,1	2,0
Остальной мир	1 023,5	34,9	1 176,0	35,9	1 348,0	34,8
Весь мир	2 929,295	100,0	3 279,313	100,0	3 871,952	2 929,295

Примечание. Источник — IEA

Таблица 1.2.7

Производство электроэнергии крупнейшими национальными энергосистемами мира по годам

Страна	1995		2000		2005	
	Млрд. кВт.ч	%	Млрд. кВт.ч	%	Млрд. кВт.ч	%
США	3 356,2	26,6	3 807,6	26,1	4 062,0	25,6
Китай	956,1	7,6	1 300,4	8,9	2 371,8	15,0
Япония	942,2	7,5	993,2	6,8	1 024,6	6,5
Россия	860,0	6,8	878,0	6,0	952,0	6,0
Канада	396,0	3,1	529,1	3,6	661,6	4,2
Германия	544,2	4,3	587,9	4,0	609,6	3,8
Индия	503,9	4,0	536,1	3,7	579,4	3,7
Франция	469,0	3,7	511,8	3,5	543,6	3,4
Великобритания	271,8	2,2	342,5	2,3	396,4	2,5
Бразилия	308,2	2,4	353,1	2,4	372,6	2,4
Весь мир	12 624,6	100,0	14 612,9	100,0	15 852,4	100,0

Примечание. Источник — IEA

Таблица 1.2.8

Экспорт электроэнергии крупнейшими национальными энергосистемами мира в 2005 г.

Страна	Млрд. кВт.ч	%
Франция	68	10,8
Германия	61	9,7
Парагвай	44	7,0
Канада	44	7,0
Швейцария	32	5,1
Чешская Республика	25	4,0
Россия	23	3,7
Швеция	22	3,5
США	20	3,2
Австрия	18	2,9
Весь мир	270	43,1
Всего	627	100,0

Примечание. Источник — IEA.

Таблица 1.2.9

Производство и мощность крупнейших гидроэлектростанций в мире в 2005 г.

Страна	Установленная мощность		Страна	Производство электроэнергии	
	Млн. кВт	%		Млн. кВт.ч	%
Китай	105,2	13,8	Китай	397,0	13,7
США	77,5	10,2	Канада	359,9	12,4
Канада	70,7	9,3	Бразилия	334,1	11,5
Бразилия	69,0	9,1	США	270,3	9,3
Россия	46,1	6,1	Россия	175,0	6,0
Индия	31,0	4,1	Норвегия	134,4	4,6
Норвегия	26,1	3,4	Индия	99,0	3,4
Япония	22,0	2,9	Япония	77,4	2,7
Франция	21,0	2,8	Венесуэла	74,3	2,6
Италия	16,7	2,2	Швеция	72,1	2,5
Весь мир	761,9	100,0	Весь мир	2 900,0	100,0

Примечание. Источник: IEA и Росстат

Таблица 1.2.10

Производство и мощность крупнейших тепловых электростанций в мире в 2005 г.

Страна	Установленная мощность		Страна	Производство электроэнергии	
	Млн. кВт	%		Млрд. кВт.ч	%
США	757,1	28,5	США	2 910,0	25,4
Китай	329,5	12,4	Китай	1 922,1	16,8
Япония	177,5	6,7	Япония	645,5	5,6
Россия	149,5	5,6	Россия	664,0	5,8
Индия	99,8	3,8	Индия	539,2	4,7
Германия	78,4	3,0	Германия	362,3	3,2
Великобритания	62,0	2,3	Великобритания	277,5	2,4
Италия	57,8	2,2	Италия	231,1	2,0
Южная Корея	43,8	1,7	Южная Корея	222,7	1,9

Австралия	40,8	1,5	Австралия	218,4	1,9
Весь мир	2 652,3	100,0	Весь мир	11 455,3	100,0

Примечание. Источник — IEA и Росстат

Таблица 1.2.11

Мощность и производство электроэнергии на атомных электростанциях

Страна	Установленная мощность		Страна	Производство электроэнергии	
	Млн. кВт	%		Млрд. кВт.ч	%
США	100,0	26,7	США	781,99	29,8
Франция	63,4	16,9	Франция	428,95	16,3
Япония	47,1	12,6	Япония	278,39	10,6
Россия	23,7	6,3	Германия	154,85	5,9
Германия	20,6	5,5	Россия	150,00	5,7
Южная Корея	16,7	4,5	Южная Корея	139,44	5,3
Украина	13,8	3,7	Канада	87,44	3,3
Канада	12,8	3,4	Украина	83,29	3,2
Великобритания	11,9	3,2	Великобритания	75,17	2,9
Швеция	9,5	2,5	Швеция	68,63	2,6
Весь мир	374,2	100,0	Весь мир	2 625,57	100,0

Примечание. Источник — IEA и Росстат

Таблица 1.2.12

Производство электроэнергии в мире по типам электростанций в 2005 г.

Типы электростанций	Выработка энергии	
	млрд. кВт.ч	%
ТЭС	11 455,26	66,0
ГЭС	2 900,03	16,7
АЭС	2 625,57	15,1
Прочие виды производства энергии	369,71	2,1
Всего	17 350,58	100,0

Примечание. Источник — IEA

Имея мощную топливную базу и занимая достойное место в мире по установленной мощности и выработке электроэнергии, российская экономика проигрывает многим развитым странам по такому важному показателю, как электроемкость ВВП. Для России этот показатель (табл. 1.2.13) составляет 0,59 кВт.ч на доллар ВВП по паритету покупательной способности, что существенно ниже, чем в экономиках развитых стран.

Таблица 1.2.13

Сравнительные показатели электроемкости ВВП по паритету покупательной способности, потребления электроэнергии на душу населения (2003 г.), цены

на электроэнергию для сектора домохозяйств и промышленности (2002 г.) в различных странах мира (расчет Института экономики переходного периода по данным IEA, Росстата и ОАО РАО «ЕЭС России»)

Страна	Электроёмкость ВВП, кВтч/ВВП (ППП)	Потребление электроэнергии на душу населения, тыс. кВтч /год	Цена на электричество для промышленности, цент/(кВтч)	Цена на электричество для домохозяйств, цент/(кВтч)
Норвегия	0,68	25,2	4,4	6,95
Россия	0,59	5,4	2,0	1,5
Финляндия	0,54	14,6	7,4	12,6
Канада	0,52	15,9	4,9	6,2
Казахстан	0,49	3,2	1,5	2,6
США	0,32	12	4,9	8,7
Япония	0,27	7,6	11,5	17,4
Франция	0,25	7	5,0	14,2
Бразилия	0,24	1,9	3,7	7,9
Испания	0,23	5,1	4,8	11,4
Германия	0,22	6,1	4,9	13,6
Аргентина	0,21	2,4	2,5	3,7
Китай	0,2	1	Нет данных	4,6*
Индия	0,16	0,5	Нет данных	4,0

*Данные за 1997 год

По уровню электроёмкости экономики впереди России только Норвегия, но она занимает и первое место в мире по потреблению электроэнергии в быту, повсеместно располагая богатыми источниками дешевой гидроэнергии.

Использование энергетических ресурсов связано с тем, что после энергетического кризиса 1973 года на мировых рынках резко выросли цены на энергоресурсы. В странах с рыночной экономикой произошел переход от индустриальной к постиндустриальной стадии развития. На этой стадии существенно увеличивается доля секторов с высокой добавленной стоимостью за счет применения инноваций и квалифицированного труда, ускоренно растут отрасли, производящие высокотехнологичную продукцию, и сектор услуг. Доля добывающих отраслей и сектора первичной переработки сырья снижается. Экономический рост обеспечивается высокопроизводительным квалифицированным трудом, а не наращиванием использования материалов и энергии.

В плановой экономике СССР благодаря наличию значительных природных ресурсов, в том числе сероводородов и вследствие отсутствия ценовых сигналов о необходимости их более эффективного использования в 70-е и 80-е годы такой структурной перестройки не произошло. Поэтому в 90-е годы страна вошла с высокой электроемкостью ВВП. Тенденция к ее росту долгое время сохранялась и в постреформенной российской экономике. Только в последние годы в ней наметились позитивные изменения, но и сегодня повышение энергоэффективности является одной из ключевых задач экономической политики, без решения которой невозможен устойчивый рост российской экономики.

Как в российской, так и в мировой экономике электроэнергетика играет важную роль. В ответ на непрерывное нарастание потребления электроэнергии растет ее производство. По данным международного Энергетического Агентства за 1973-2005 гг. оно выросло с 6111 до 15852 млрд. кВт·час. В 2005 г. в мировой экономике 40,3 % электроэнергии производилось за счет переработки угля, 19,7 % - газа, 15,2 % - ядерного топлива, 16,0 % - гидроресурсов, 6,2 % - нефти, 2,2 % - других источников (в частности, геотермальных, солнца, ветра) (рис. 1.2.4). В ближайшие два десятилетия мировое производство энергии удвоится и достигнет к 2025 г. 26 018 млрд. кВт·час (в 2002 г. – 14275 млрд. кВт·час). Электроэнергетика останется важнейшей отраслью современной экономики.

1.3. Основные этапы развития отечественной электроэнергетики

1.3.1. Становление и развитие отечественной электроэнергетики в период до 1990 года

Электроэнергетика как отрасль промышленности зародилась в России в конце XIX в. Первоначально электроэнергию вырабатывали с помощью электрохимических источников (батарей), затем получили распространение генераторы, приводимые в движение поршневыми паровыми либо гидравлическими двигателями. На электростанциях небольшой мощности использовались двигатели внутреннего сгорания. Наиболее распространенными видами топлива в то время были мазут и каменный уголь. Электростанции

строились для снабжения энергией конкретных объектов (промышленных предприятий, элеваторов, элементы городского хозяйства) и работали изолированно друг от друга. Электроэнергия передавалась на незначительные расстояния: электростанции соединялись с потребителем линиями длиной не более 1—2 км. При этом использовались невысокие значения напряжения. Случаи использования напряжения выше 10 кВ в России носили единичный характер (к 1913 г. протяженность подобных высоковольтных линий составляла 109 км).

Единые стандарты отсутствовали: применялись постоянный, однофазный переменный, трехфазный переменный ток; частоты и напряжения в сетях различались. Начиная с 1890-х гг. получили распространение центральные электростанции, обеспечивавшие освещение и транспорт в крупных городах. Крупнейшей из электростанций России до первой мировой войны стала московская тепловая электростанция (ТЭС мощностью 58 МВт).

К последнему предвоенному 1913 году суммарная установленная мощность электростанций России составила 1,1 тыс. кВт, выработка электроэнергии — около 2 млрд. кВт.час, что соответствует показателям одного энергоблока современной крупной электростанции.

В ходе Первой мировой и Гражданской войны электроэнергетическое хозяйство было в значительной мере разрушено. Принципиально новым этапом развития отрасли стал послевоенный **план ГОЭЛРО** — государственный план электрификации России. В его утвержденном в 1921 году виде план ГОЭЛРО выходил за рамки электроэнергетики и представлял собой комплексный стратегический план развития экономики страны на базе ее электрификации. План предусматривал: Программу А — использование и восстановление существующих электростанций; Программу В — строительство новых электростанций; Программу С — развитие экономики на основе электрификации на перспективу 10—15 лет.

Основными принципами плана ГОЭЛРО являлись: концентрация производства электроэнергии на крупных станциях с централизацией энергоснабжения потребителей; согласование строительства мощностей с

развитием экономики данного региона; развитие электрических сетей; создание крупных энергосистем. Если раньше станции, как правило, располагались рядом с потребителями, то в соответствии с планом ГОЭЛРО их стали строить у крупнейших местных источников энергии (месторождений топлива, лучших створов рек). Каждая станция создавалась для энергоснабжения потребителей на определенных территориях. Поэтому станции получили название электроцентралей или государственных районных электростанций (ГРЭС). Необходимость снабжения множества потребителей требовала укрупнения мощностей. Некоторые станции, предусмотренные планом ГОЭЛРО, относились к крупнейшим в Европе (Шатурская ГРЭС мощностью 100 МВт, Каширская ГРЭС — 60 МВт), а ДнепроГЭС стал крупнейшей на то время гидроэлектростанцией мира (560 МВт).

Исходя из предусмотренного планом ГОЭЛРО опережающего роста электроэнергетики по сравнению с другими отраслями (за 10—15 лет планировалось увеличить мощность электростанций вдесятеро при росте промышленного производства максимум в два раза) требовалось освоить новые источники энергии и соответственно изменить структуру энергобаланса: более широко использовать низкокалорийные виды топлива (на протяжении 1920-х гг. доля торфа в структуре топливного баланса выросла в 3 раза и превысила 40 %) и гидроэнергетические ресурсы (мощность гидроэлектростанций составляла 37 % от суммарных вводов).

Централизация энергоснабжения и последующее объединение электростанций потребовали развития инфраструктуры передачи электроэнергии и создания систем оперативно-диспетчерского управления. Электростанции крупных городов стали работать на общую сеть. К 1922 г. подобной сетью были объединены семь электростанций Московского региона и пять электростанций в Ленинграде (Санкт-Петербург). Первые подобные сети создавались на напряжения 20—35 кВ. К концу 1920-х гг. системообразующими стали линии 110 кВ; первая из них — Каширская ГРЭС — Москва — введена в строй в 1922 г. На базе таких линий вокруг крупных городов создавались кольца с радиальными ответвлениями,

соединяющимися с вновь сооружаемыми электростанциями. Протяженность линий напряжением свыше 10 кВ превысила 2000 км, т.е. возросла на порядок по сравнению с довоенным уровнем.

Для управления энергосистемами создавались диспетчерские центры. Первые диспетчерские службы возникли в 1926 г. в Московской и Ленинградской энергосистемах, в 1930 г. — в Донецкой и Уральской.

Еще одна задача развития отрасли в период реализации плана ГОЭЛРО — внедрение комбинированной выработки электроэнергии, тепла и централизованного теплоснабжения. Первый теплопровод введен в строй в 1924 г. на Ленинградской ГРЭС-3; первая теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) открыта в 1928 г. в Москве.

План ГОЭЛРО в целом был успешно выполнен, хотя и осуществлялся с отступлениями. В итоге его реализации суммарная мощность электростанций в 1931 г. составила почти 4 млн. кВт, выработка электроэнергии — 10,6 млрд. кВт.час, в общей сложности построено 30 электростанций.

Следующий период развития электроэнергетики — **со времени выполнения плана ГОЭЛРО (начало 1930-х гг.) до начала Великой Отечественной войны (22 июня 1941 г.)**. На этом этапе темпы развития отрасли ускорились, электроэнергетика росла опережающими темпами по сравнению с другими отраслями Советской экономики. В 1931 г. объем ввода новых мощностей впервые превысил 1 млн. кВт в год. К середине 1930-х гг. производство электроэнергии увеличилось на порядок по сравнению с довоенным уровнем 1913 года. Вместо тридцати районных электростанций, предусмотренных планом ГОЭЛРО, к середине 1930-х гг. было введено сорок.

В крупнейших промышленных районах вокруг ГРЭС окончательно сформировались мощные (по тем временам) энергосистемы: к 1935 г. шесть крупнейших энергосистем имели годовую выработку свыше 1 млрд. кВт.ч каждая. Мощность Московской энергосистемы к середине 1930-х гг. достигла 900 МВт, Уральской — 650 МВт. Начался процесс объединения энергосистем: вначале линиями 110 кВ (энергосистем Центра и Юга), затем — 220 кВ. Первой такой

линией стала электропередача Нижне-Свирская ГЭС — Ленинград протяженностью 240 км, а первая межсистемная линия 220 кВ объединила энергосистемы Приднепровья и Донбасса.

Рост мощности и дальности передачи, усложнение энергосистем, уплотнение графика нагрузки предъявляли новые требования к надежности и вызвали необходимость решения целого ряда научно-технических и технологических проблем. В начальный период развития сетей внедрялись импортные противоаварийные устройства. Одновременно началось интенсивное развитие отечественной научно-технической и производственной базы электроэнергетики. В 1930-е гг. стали разрабатываться линии электропередачи на напряжении 380 кВ и выше. Началось внедрение новых средств линейной и системной автоматики. Развивалось собственное производство агрегатов электростанций. При этом на порядок возросли их показатели: если к концу 1920-х гг. максимальная единичная мощность паровых турбин отечественного производства составляла 10 МВт с параметрами пара 2,6 МПа и 375 °С, то в 1930-х гг. максимальная единичная мощность агрегатов достигла 100 МВт, параметры пара — 14 МПа при 500 °С. Столь высокие показатели носили единичный характер (ТЭЦ-9 Мосэнерго), и серийные агрегаты имели параметры 2,2—3,5 МПа, 400—425 °С.

К середине 1930-х гг. страна в основном отказалась от импорта энергетического оборудования. Развитие отечественного энергомашиностроения позволило распространить практику наращивания мощности действующих станций. В 1930-х гг. мощность целого ряда ГРЭС была существенно увеличена по сравнению с уровнем, заложенным в плане ГОЭЛРО. К примеру, мощность Шатурской ГРЭС возросла с 44 до 200 МВт, Ленинградской ГРЭС-5 — с 30 до 111 МВт, а мощность крупнейших ГРЭС (Зуевская, Новомосковская) к концу 1930-х гг. достигла 350 МВт.

В этот же период обозначились новые тенденции развития отрасли. Заметно изменилась структура энергобаланса. Возросла доля гидроэнергии: к 1935 г. при общей мощности районных электростанций 4338 МВт мощность ГЭС достигла 900 МВт. Была поставлена задача перехода на более эффективные виды топлива. В 1930

г. было принято решение увеличить удельный вес донецкого угля, ограничив использование торфа для производства электроэнергии. В то же время электростанции, построенные на месторождениях низкокалорийного топлива, стали применять новые технологии, позволявшие обеспечить приемлемую эффективность (камерный или пылевой способ сжигания твердого топлива, подсушка торфа, высокотемпературный подогрев воздуха и др.).

В 1930-е гг. развивались (как массовые явления) централизованное теплоснабжение и комбинированная выработка электрической и тепловой энергии. Первые ТЭЦ нередко строились в составе крупных промышленных предприятий, сооружались и «отдельные» ТЭЦ (московские, ленинградские, казанская и др.) Мощность теплофикационных турбин к 1940 г. достигла 25 МВт. В эти годы зона охвата территории централизованным теплоснабжением составляла не более 5 км. К 1940 г. общая протяженность тепловых сетей не превышала 650 км.

К концу 1930-х гг. были утверждены на государственном уровне новые приоритеты развития отрасли: отказ от повсеместного наращивания единичной мощности электростанций; переход к строительству небольших и средних тепловых станций; рост удельного веса гидроэнергии; широкое развитие ветровых энергетических установок, включая создание отечественного производства соответствующего оборудования и т.д. Однако их реализация была прервана из-за начавшейся войны. Часть намеченных в нем приоритетов (снижение единичной мощности, развитие ветроэнергетики) не была реализована и после Великой Отечественной войны.

В годы Великой Отечественной войны значительная часть энергетического потенциала была разрушена: установленная мощность электростанций сократилась более чем на 40 %; было выведено из строя 10 тыс. км линий высокого напряжения свыше 10 кВ. Однако уже в военное время началось восстановление отрасли. К 1945 г. протяженность сетей превысила довоенный уровень, а суммарная мощность генерации СССР достигла довоенного уровня и превысила его в 1946 г. При этом изменились территориальные пропорции: увеличился удельный вес производства энергии на не затронутых военными действиями территориях, прежде всего на

Урале, где объем выработки электроэнергии возрос в 2,5 раза и превысил четверть объема энергии, генерируемой во всей стране.

В послевоенные годы электроэнергетика в количественном и качественном отношениях быстро развивалась. В 1947 г. СССР вышел на второе место в мире после США по производству электроэнергии. К 1950 г. установленная мощность электростанций достигла 19,6 ГВт против 11,2 ГВт в 1940 г.

Произошли конструктивные изменения в энергостроительстве: появились типовые и серийные проекты; получили распространение тепловые электростанции с энергоблоками. На этой основе начиная с 1950 г., стало строиться большинство ТЭС. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии стала повсеместным явлением. К середине 1950-х гг. удельный вес ТЭЦ достиг почти трети суммарной мощности ТЭС.

В послевоенные годы активно внедрялись системы удаленного и автоматического управления процессами производства и передачи электроэнергии: противоаварийные устройства, устройства телемеханики управления подстанциями и ГЭС, новые средства связи для оперативно-диспетчерского управления и т.д. Автоматизируются технологические процессы ТЭС.

К концу 1940-х гг. крупнейшие ТЭС достигли мощности 400 МВт, турбоагрегаты на 100 МВт стали типовыми. В начале 1950-х гг. появились турбоагрегаты мощностью 150 МВт, впервые установленные в 1953 г. на Черепетской ГРЭС. Мощность крупнейших электростанций в 1950-е гг. достигла 750 МВт. Увеличение единичной мощности стало одним из факторов резкого повышения темпов прироста мощностей. На протяжении 1950-х гг. суммарная установленная мощность электростанций выросла почти на 47 ГВт, т.е. более чем втрое.

Во второй половине 1940-х и в 1950-х гг.: было введено более 13,5 ГВт гидроэнергетических мощностей. В итоге к 1960 г. установленная мощность всех ГЭС составила 14,8 ГВт, т.е. 22 % суммарной мощности всех электростанций. В 1949—1950 гг. было принято решение о строительстве крупнейших для того времени волжских, камских и сибирских ГЭС (проекты сооружения гидроузлов на

реках Волге и Каме разрабатывались еще в 1930-е гг.). В начале 1950-х гг. началось строительство Иркутской, Куйбышевской, Сталинградской (впоследствии Волжской) гидроэлектростанций, в середине 1950-х гг. заложены Братская и Красноярская ГЭС.

В предвоенные годы развивались ранее созданные и формировались новые региональные энергосистемы, начался процесс их объединения на параллельную работу. В 1940 г. создана Объединенная диспетчерская служба Верхневолжских энергосистем (Горьковской, Ивановской и Ярославской) и Оперативно-диспетчерское управление Юга. В условиях военного времени в 1942 г. образовано Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Урала. В 1944 году воссоздана Объединенная диспетчерская служба Юга (впоследствии ОДУ Юга). В 1945 году организовано ОДУ Центра, обеспечившее управление параллельной работой Верхневолжских энергосистем с Московской.

Важный этап развития энергетики — ввод в эксплуатацию Волжских ГЭС и дальних электропередач 400—500 кВ. В 1956 г. введена в эксплуатацию первая электропередача 400 кВ Куйбышев — Москва. Ввод в работу этой электропередачи позволил присоединить на параллельную работу с энергосистемами Центра Куйбышевскую энергосистему района Средней Волги. Этим было положено начало объединению энергосистем различных районов и созданию ЕЭС европейской части СССР. В 1957 г. создано ОДУ ЕЭС европейской части СССР.

Во второй половине 50-х гг. завершился процесс объединения энергосистем Закавказья и продолжилось объединение энергосистем Северо-Запада, Средней Волги и Северного Кавказа. В конце 50-х — начале 60-х гг. созданы ОДУ Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Сибири и Средней Азии.

Формирование ЕЭС страны потребовало создания высшей ступени иерархии диспетчерского управления. В 1969 г. создано Центральное диспетчерское управление — ЦДУ ЕЭС СССР.

В 1970 г. начался новый этап развития энергетики страны — формирование ЕЭС СССР. В 1972 г. в состав ЕЭС СССР вошла ОЭС Казахстана (без Алма-

Атинской и Южно-Казахстанской энергосистем, которые входили в состав ОЭС Средней Азии). В 1978 г. с введением в эксплуатацию связи 500 кВ Сибирь — Казахстан — Урал присоединилась на параллельную работу ОЭС Сибири. В этот период от сетей ЕЭС осуществляется экспорт электроэнергии в Монголию, Финляндию, Турцию и Афганистан. Через преобразовательную подстанцию постоянного тока в районе г. Выборга ЕЭС СССР соединилась с энергообъединением Скандинавии NORDEL.

В 1962—1987 гг. вводятся в эксплуатацию ВЛ 400-750 кВ, по которым синхронизируются энергосистемы Венгрии, ГДР, Польши, Чехословакии, Румынии и Болгарии.

С пуском в 1954 г. **первой в мире атомной электростанции** в г. Обнинске открылась эра атомной энергетики, в последующие десятилетия заметно изменившей структуру энергобаланса и саму энергосистему страны.

Период 60—80-х гг. характеризуется нарастающим вводом мощностей на АЭС в европейской части страны, повышением единичных мощностей генерирующего оборудования, ростом уровней напряжения линий электропередачи. В 1980 году на Костромской ГРЭС введен в эксплуатацию энергоблок 1200 МВт, в конце 80-х гг. сооружается магистральная электропередача 1150 кВ Итат — Кокчетав — Кустанай.

Мощность наиболее крупных электростанций составила: АЭС — 4000 МВт; ТЭС — 4000 МВт; ГЭС — 6400 МВт. Суммарная мощность всех электростанций страны в 1987 г. составила 334,5 млн кВт, годовая выработка — 1665 млрд кВт.час.

В 1960-е гг. началось **активное техническое перевооружение тепловой энергетики**: внедрялись высокoeкономичные энергоблоки на закритические параметры пара. К концу десятилетия средний удельный расход топлива снизился до 336—364 г/(кВт•ч). Наблюдался кратный рост единичной мощности вводимых энергоблоков на ТЭС и ГЭС: в 1960 г. появился (впервые на Южно-Уральской ГРЭС) энергоблок 200 МВт; в 1961 г. на Братской ГЭС введен гидроагрегат мощностью 225 МВт; в 1963 г. на Черепетской и Приднепровской ГРЭС введены первые энергоблоки мощностью 300 МВт, 24 МПа, 565 °С; в 1967 г. —

гидроагрегаты 500 МВт на Красноярской ГЭС, в 1968 г. — энергоблок 500 МВт на Назаровской ГРЭС и двухвальный энергоблок на 800 МВт на Славянской ГРЭС.

Укрупнение энергоблоков позволило повысить средние темпы прироста мощностей, которые вышли на максимальный уровень (в диапазоне 8 – 11 ГВт в год), сохранявшийся в течение 1970-х — первой половины 1980-х гг. (за исключением отдельных «рекордных» 1970 и 1975 гг., когда прирост превысил 12 ГВт). С середины 1960-х гг. до середины 1980-х гг. мощности увеличивались примерно на 100 ГВт за десятилетие.

Стала меняться **структура топливного баланса**: если до начала 1960-х гг. доминирующим топливом для тепловых электростанций был уголь, то затем все больший удельный вес стал приобретать мазут.

Атомная энергетика стала приобретать промышленные масштабы. В 1964 г. были введены в эксплуатацию два энергоблока с водо-водяными реакторами (ВВЭР) на Белоярской и Нововоронежской АЭС. Во второй половине 1960-х гг. введены следующие энергоблоки на этих АЭС. Максимальная мощность энергоблоков, введенных на АЭС в эти годы, составила 365 МВт, а суммарная мощность атомных электростанций к концу десятилетия превысила 1 ГВт.

Все большая концентрация мощностей и объединение межрегиональных энергосистем потребовали интенсивного строительства магистральных линий сверхвысокого напряжения (протяженность ЛЭП 500 кВ к концу 1960-х гг. превысила 10 тыс. км), а также освоения новых классов напряжения. Начало последнему процессу положено в 1962 г., когда вступила в строй первая очередь опытно-промышленной передачи постоянного тока 800 кВ Волгоград—Донбасс. В 1967 г. была введена в эксплуатацию опытно-промышленная линия на 750 кВ Конаковская ГРЭС—Москва. В эти же годы начались исследования возможности строительства линий ультравысокого напряжения — 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока.

В 1960-е годы завершено создание крупнейшего в Европе Волжско-Камского каскада ГЭС; заложены крупнейшие до настоящего времени в России ГЭС на реке Енисей — Саяно-Шушенская и Красноярская. К началу 1970-х гг. сформировался

каскад ГЭС на реке Ангара (Братская, Иркутская, Усть-Илимская). Красноярская ГЭС достигла проектной мощности 6 ГВт в 1971 г. Гидроагрегаты Саяно-Шушенской ГЭС начали вводить в эксплуатацию с 1978 г.

В 1970-е гг. начинается сооружение первых гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Однако, в отличие от многих развитых стран, их удельный вес в отечественной электроэнергетике остался незначительным. Были построены Киевская, Загорская (Московская область) и Кайшадорская (Литва) ГАЭС.

1970-е — первая половина 1980-х гг. стали периодом формирования ЕЭС страны и энергообъединений с соседними странами. В 1972 г. к ЕЭС европейской части СССР присоединилась ОЭС Северного Казахстана. Началось формирование ЕЭС Средней Азии. В 1973 г. к ОЭС Северо-Запада на параллельную работу присоединилась Кольская энергосистема. С вводом в 1975 г. ЛЭП 750 кВ Ленинград—Конаково была усилена межсистемная связь ОЭС Центра и Северо-Запада. В 1978 г. завершилось строительство линии 500 кВ, соединившей на параллельную работу энергосистемы европейской части страны и Сибири. Возникли также энергообъединения со странами Восточной Европы, Монголией, Скандинавскими странами и Финляндией, причем ЕЭС СССР с 1979 г. стала работать параллельно с ОЭС большинства соседних социалистических стран. Было создано энергообъединение «Мир» с центральным диспетчерским управлением межгосударственными перетоками в Праге. Создание ЕЭС и энергообъединений с системами других государств повысило надежность энергоснабжения страны.

В 1970-е — первой половине 1980-х гг. в развитии **атомной энергетики** произошли существенные сдвиги. АЭС превратились в системообразующие элементы ЕЭС европейской части страны, что стало возможным благодаря росту их единичной и установленной мощности до наибольших в отрасли значений (появились энергоблоки единичной мощностью до 1000 МВт в 1975 г. и до 1500 МВт в 1983 г.; установленная мощность крупнейших АЭС достигла 4 ГВт), а также благодаря развитию линий сверхвысокого напряжения, позволивших выдавать возросшую мощность АЭС в сеть. В эти годы началось освоение промышленных

атомных реакторов на быстрых нейтронах. В 1972 г. завершилось сооружение опытно-промышленной АЭС с реактором БН-350 в городе Шевченко (западный Казахстан). В 1980 г. пущен третий энергоблок Белоярской АЭС с усовершенствованным реактором на быстрых нейтронах БН-600. В результате активного ввода мощностей на АЭС их доля в суммарной мощности генерации страны в течение 1970-х гг. возросла от 0,6 до 4,7 % (12,5 МВт), а в 1980-е гг. мощность АЭС увеличилась более чем в 3 раза (до 38 МВт), и доля АЭС в суммарной мощности генерации достигла 11 %. Высокие темпы развития атомной энергетики не превышали средние для промышленно развитых стран показатели (к 1980-м гг. доля выработки на АЭС достигла десятой части мирового производства электроэнергии).

Вместе с тем выяснилось, что капитальные затраты на сооружение АЭС во многих случаях превосходят выгоды от меньшей текущей себестоимости «атомной» электроэнергии по сравнению с энергией традиционных ТЭС. Сложнейшей (и до сих пор не до конца решенной) стала проблема утилизации отработанного ядерного топлива. Выяснилось также, что реакторы на быстрых нейтронах, на которые делалась ставка при развитии АЭС обходятся заметно дороже традиционных. Во второй половине 1980-х гг. под влиянием катастрофы на Чернобыльской АЭС ввод мощностей АЭС в нашей стране и в ряде других государств приостановился.

Авария 26 апреля 1986 г. на четвертом энергоблоке Чернобыльской АЭС по своим последствиям стала беспрецедентной в истории энергетики. Основными ее причинами стали особенности конструкции одноконтурного уран-графитового реактора РБМК-1000, в частности, его органов управления; ошибки персонала. Эти факторы учтены при модернизации оборудования и схем управления на других АЭС, оснащенных подобными реакторами первого поколения (в России — Ленинградская, Курская, Смоленская). В дальнейшем на действующих АЭС реакторы этого типа планируется выводить из эксплуатации, поэтапно замещая их энергоблоками следующего поколения.

В 1970—1980-е гг. произошли качественные изменения в тепловой энергетике на органическом топливе.

Наблюдавшиеся с 1960-х гг. изменения в топливном балансе ТЭС в 1980-е гг. приобрели радикальный характер: доля газа увеличилась с 23,6 до 54,2 % за счет снижения до 28 % доли угля и до 16,5 % (вдвое) — мазута. В этот период началось формирование территориально-промышленных комплексов на базе важнейших месторождений дешевого топлива, включающих крупные ТЭС. К таким проектам относится строительство Экибастузских ГРЭС на открытых месторождениях бурого угля, Сургутских ГРЭС на газе Западной Сибири, Березовской ГРЭС на углях Канско-Ачинского бассейна. Некоторые из построенных в этих районах объектов относятся к числу крупнейших ТЭС мира (Сургутская ГРЭС-2 мощностью 4,8 ГВт и Экибастузская ГРЭС-1 мощностью 4,0 ГВт). Подобная концентрация производства стала возможной за счет дальнейшего увеличения мощности энергоблоков ТЭС. Получили распространение одновальные блоки на 800 МВт (головной введен в 1975 г. на Запорожской ГРЭС), которые установлены в том числе на крупнейших ТЭС. В 1970—80-е гг. введено 18 энергоблоков на 800 МВт и 15 — на 500 МВт. В 1980 г. на Костромской ГРЭС пущен энергоблок на 1200 МВт, крупнейший на территории бывшего СССР до сих пор.

В 1970—80-е гг. стало расширяться применение газотурбинных технологий производства электроэнергии. Стационарные газовые турбины (ГТУ) создавались в СССР с конца 1940-х гг., однако к началу 1970-х гг. было введено в эксплуатацию лишь около 20 газотурбинных установок общей установленной мощностью не более 400 МВт. ГТУ, изготовленные до конца 1960-х гг., имели различные технические недостатки, не позволявшие развернуть их серийное производство. Тогда же на тепловых электростанциях устанавливались турбины нового типа. Первая из них (головная ГТ-100-750-2) введена в 1970 г. на Краснодарской ГРЭС. Новые турбины, созданные на базе авиационных и судовых двигателей, имели мощность от 35 до 150 МВт и были установлены на Невинномысской, Якутской, Ивановской и Симферопольской ГРЭС, ГРЭС-3 Мосэнерго, на плавучих электростанциях типа «Северное сияние». Однако в целом газотурбинные

технологии в советской энергетике существенно отставали от мировой практики. Этот фактор и слабые стимулы к энергосбережению привели к стратегическому отставанию нашей страны в парогазовой технологии. Массовый переход к парогазовой технологии в передовых энергетиках мира развернулся уже в 1980-х гг. В России первый современный парогазовый блок введен лишь в 2000 г. на Северо-Западной ТЭЦ. С учетом высокой доли газа в топливном балансе отечественной электроэнергетики это отставание стало особенно болезненным.

Не получило развития в значимых для экономики масштабах **использование нетрадиционных источников энергии**, таких как ветровые, солнечные, геотермальные, приливные установки, сжигание бытовых отходов. Имеются лишь единичные прецеденты: в 1966 г. на Камчатке введена в строй Паужетская геотермальная электростанция мощностью 11 МВт; в 1968 г. на севере Кольского полуострова построена экспериментальная Кислогубская приливная электростанция мощностью менее 0,5 МВт; в 1985 г. в Крыму вступила в строй солнечная башенная электростанция мощностью 5 МВт. Задача развития малых электростанций ставилась начиная с 1930-х гг., тем не менее относительные масштабы малой энергетики даже несколько сократились. К концу 1950-х гг. в стране действовало более 10 тысяч ГЭС местного значения мощностью до 10 МВт, десятки тысяч ветровых установок мощностью до 30 кВт. Впоследствии значительная часть этих объектов перестала действовать. Таким образом, малая и нетрадиционная энергетика получила существенно меньшее развитие, чем в Дании, Германии, Испании, США и других странах, где ее удельный вес в общей выработке электроэнергии к концу 1980-х гг. составлял 1—10 %. Коренная причина недостаточного развития малой энергетики в СССР, а затем и в России — искусственно заниженная цена электроэнергии, которая оказывает глубинное дестимулирующее воздействие на возникновение любых альтернативных видов электроэнергетики.

Со второй половины 1980-х гг. темпы развития отрасли замедлились. Среднегодовой темп прироста мощностей снизился до 6,5 ГВт в год, а к 1991 г. объем ввода генерирующих мощностей составил 2460 МВт, т.е. примерно четверть

объема ежегодного ввода в 1960—1980-х гг. В конце десятилетия начались организационные изменения в электроэнергетике. До 1988 г. все электростанции, предприятия электрических и тепловых сетей на территории страны были формально самостоятельными юридическими лицами, подчиненными районным энергетическим управлениям (РЭУ). Согласно Генеральной схеме управления электроэнергетикой, утвержденной в 1988 г., РЭУ ликвидировались. На их базе были созданы производственные объединения энергетики и электрификации (ПОЭЭ), а все предприятия, ранее подчинявшиеся РЭУ, теряли статус юридического лица и становились структурными подразделениями ПОЭЭ. Границы ПОЭЭ были приведены в соответствие с административными границами субъектов Федерации, подчас разделяя функционально единые энергетические объекты (например, магистральные линии), хотя некоторые предприятия сохранили межрегиональный характер. На территории РСФСР было создано семь территориальных энергетических объединений (ТЭО), ставших органами административно-хозяйственного управления Минэнерго СССР. В подчинение ТЭО переданы ПОЭЭ, ОДУ и другие предприятия и организации регионов. Вместо прямой купли-продажи электрической энергии между смежными энергосистемами Министерством энергетики и электрификации СССР был создан механизм продажи избытков электроэнергии ПОЭЭ с участием во взаиморасчетах ОДУ и ЦДУ.

Электроэнергетика страны к концу 1980-х гг. достигла высоких результатов по количественным и ряду качественных показателей. К ним следует отнести создание единой энергосистемы континентального масштаба с развитыми сетями сверхвысоких напряжений. Это позволило добиться высокой системной надежности при более низких нормах резервирования мощностей, чем во многих других государствах. Несмотря на отдельные инциденты (например, авария 31 мая 1979 г., в ходе которой произошло кратковременное отделение трех крупнейших энергосистем от ЕЭС страны), все же не было системных сбоев, сравнимых по масштабу и последствиям с крупнейшими авариями в развитых западных странах (к примеру, с аварией 1965 г. на северо-востоке США).

1.3.2. Структурная перестройка электроэнергетики России в 1990-е годы

Изменение политического и экономического устройства России с начала 1990-х гг. не могли не затронуть электроэнергетику. В течение полутора десятилетий происходили институциональные изменения в отрасли, менялись экономические отношения. В 1991—1993 гг. осуществлялись приватизация, акционирование предприятий электроэнергетического комплекса и структурные преобразования в отрасли.

В соответствии с Указами Президента РФ было создано Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». В его задачи входило обеспечение функционирования и развития единой энергосистемы страны. Этот шаг обеспечил преемственность управления энергетикой в переходный период, сохранение надежности энергоснабжения в условиях приватизации. РАО «ЕЭС России» стало холдингом, в уставный капитал которого было передано: не менее 49% акций большинства акционерных обществ, образованных на основе ПОЭЭ (АО-энерго); системообразующие линии ЕЭС; центральное и региональные диспетчерские управления, средства управления режимами электроэнергетических систем; 51 крупнейшая электростанция (тепловые мощностью свыше 1000 МВт и ГЭС мощностью более 300 МВт); научно-исследовательские и проектные организации отрасли. Однако некоторые из перечисленных выше активов не были включены в уставный капитал РАО «ЕЭС России», созданного в декабре 1992 года. Отдельные электростанции и сети остались под фактическим контролем региональных администраций и действующих в них финансово-промышленных групп (см. рис. 1.3.1.). К таким относятся Иркутская и Новосибирская области, Татарстан и Башкортостан. В состав РАО «ЕЭС России» были непосредственно включены лишь 26 из 51 электростанции, предусмотренной Указом Президента РФ № 923 от 15 августа 1992 г. Еще 10 электростанций, чье имущество стало собственностью РАО «ЕЭС России», переданы в управление региональным акционерным обществам АО-энерго; 4 электростанции остались в составе АО-энерго, хотя все их акции были включены в уставный капитал РАО «ЕЭС России».

В итоге структурных изменений в электроэнергетике России возникли 72 электроэнергетические системы — АО-энерго, из которых 13 были сбалансированы по мощности и потреблению электроэнергии, 19 оказались энергоизбыточными, 40 — энергодефицитными.

Этот этап преобразований в целом был завершен к 1994 году, когда 52% акций самого РАО «ЕЭС России» были переданы государству, а остальные 48 % проданы на аукционах в ходе открытых конкурентных торгов за приватизационные чеки. Часть акций АО-энерго и самостоятельных АО-станций, получили члены трудовых коллективов (впоследствии большая часть акций членов трудовых коллективов продана на свободный рынок). При этом АЭС остались под полным государственным контролем и отданы в управление Федеральному государственному унитарному предприятию «Росэнергоатом».

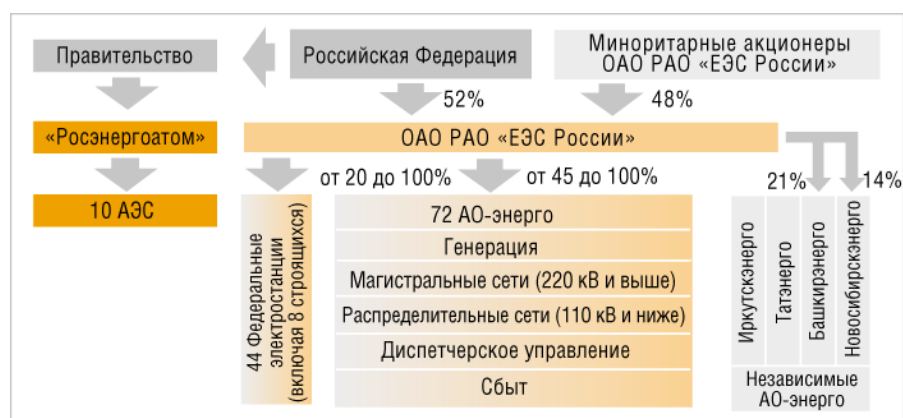


Рис. 1.3.1. Организационная структура отрасли, сложившаяся к 2000 г.

Параллельно с процессом разгосударствления менялась система ценообразования в электроэнергетике. С 1992 г. отменен действовавший преysкурant цен на электрическую и тепловую энергию и введено государственное регулирование тарифов. Новый механизм основывался на принципах

самофинансирования энергоснабжающих организаций, возмещения ими нормативных затрат на производство и распределение энергии (включая средства на инвестиции), а также обеспечения экономически обоснованной прибыли. Право регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую потребителям регионов, закреплено за органами региональной власти, от которых в результате стало зависеть финансовое положение энергокомпаний.

Другая важнейшая тенденция первой половины 1990-х гг. — сокращение государственного финансирования отрасли. В результате к середине 1990-х гг. бюджетные инвестиции сократились до незначительного уровня. В сложившейся ситуации энергетические компании не имели достаточных источников для обеспечения воспроизводства основных фондов. Кредиты, а тем более частные инвестиции в неустойчивой макроэкономической среде того времени, в условиях непрозрачности энергокомпаний и высоких регуляторных рисках были невозможны. Средства с финансового и фондового рынка не поступали в значимых для отрасли объемах. Что касается тарифов, то на протяжении 1990-х и начала 2000-х гг. к основным задачам государственной экономической политики относилось сдерживание высокой инфляции. Поэтому тарифы на электрическую и тепловую энергию, как правило, занижались по сравнению с экономически обоснованным уровнем.

Еще более тяжелой проблемой стали неплатежи и бартер, которые в 1990-е гг. приобрели массовый характер во всей экономике, и в электроэнергетике в особенности. Потребители часто недоплачивали или вовсе не платили за поставленную электроэнергию. Денежный оборот был в значительной степени разрушен. Возможность добиваться оплаты поставленной электроэнергии ограничивалась государством: запрещалось отключать определенные категории потребителей, перечень которых расширялся. В результате в 1990-х гг. объем инвестиций в энергетiku резко сократился. Если в 1980-х гг. в среднем ежегодно вводилось 10—12 ГВт генерирующих мощностей, то в 1990-х — примерно 1 ГВт.

К середине 1990-х гг. государство стало уделять основное внимание формированию новых экономических отношений, созданию системы регулирования

отрасли, которая должна была прийти на смену устаревшим механизмам централизованного директивного управления энергетическими предприятиями. В 1994—1998 гг. появились базовые правовые акты, регулирующие новые экономические отношения в отрасли. Был принят ряд федеральных законов. Появились нормативные документы, регламентирующие функции энергоснабжения, устанавливающие основы ценообразования на энергию, систему лицензирования в электроэнергетике и т.д.

В соответствии с постановлением Правительства РФ № 793 от 12 июля 1996 г. создан **Федеральный оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ)**. Оптовый рынок создавался как «сфера купли-продажи электрической энергии (мощности), осуществляемой его субъектами в пределах Единой энергетической системы России». Территориально этот рынок охватил 5 ОЭС Европейской части России, ОЭС Сибири и ОЭС Дальнего Востока. ФОРЭМ — это полностью регулируемый рынок, цены (тарифы) которого утверждались Федеральной энергетической комиссией (ФЭК). При этом был введен двухставочный тариф, предусматривавший отдельную оплату единицы генерирующей мощности и купленной электроэнергии.

Создание ФОРЭМ стало заметным шагом вперед в формировании новых экономических отношений в отрасли. Пусть и в самом упрощенном виде, но именно оптовый рынок электроэнергии заложил основы экономических взаимоотношений между производителем и потребителем электроэнергии, создав институт «продавцов» и «покупателей». Появились хозяйственные договоры, опосредующие эти отношения. В то же время в рамках ФОРЭМ не возникло реальных конкурентных рыночных отношений. Цены (тарифы) базировались не на соотношении спроса и предложения, а представляли собой результат переговорного «торга» между производителем и регулятором, основанного на затратном подходе. Такой механизм ценообразования не мог стимулировать участников рынка к повышению эффективности производства и снижению издержек. На оптовом рынке не было возможности свободно выбирать контрагента. Действовал принцип «базового плательщика», что означало

фактическое директивное «прикрепление» покупателя к продавцу и придавало договорным отношениям между ними полуфиктивный характер. Доступ на оптовый рынок ограничивался жесткими административными барьерами, так что для большинства покупателей сохранялась прежняя система регулируемого распределения электроэнергии на розничном уровне, при которой некоторые (крупные) потребители несли на себе социальную нагрузку — оплачивали расходы на перекрестное субсидирование других потребителей (прежде всего населения). Объем подобного рода перекрестного субсидирования составлял десятки миллиардов рублей.

ФОРЭМ не решал основных проблем отрасли, которыми по-прежнему оставались: недостаток средств на инвестиции в развитие; отсутствие финансовой дисциплины; фактическая невозможность взыскания убытков за нарушение условий договора; недостаточно действенная система регулирования; неэффективное корпоративное управление и т.д. На региональном уровне сохранялась абсолютная структурно закрепленная монополия, когда все покупатели, находящиеся в данном регионе могли приобретать электроэнергию исключительно у единого продавца — вертикально интегрированного АО-энерго данного региона.

Общий итог развития электроэнергетики к концу 1990-х гг. — ухудшение целого ряда количественных и качественных показателей, что явилось следствием затяжного общеэкономического кризиса в стране, а также описанных выше проблем функционирования отрасли. Темпы прироста генерирующих мощностей в 1990-е гг. сократились на два порядка по сравнению с уровнем середины 1980-х гг. (с учетом износа и вывода из эксплуатации оборудования). Существенно снизилось производство электроэнергии (с 1028 млрд. кВт·ч в 1990 г. до 827 млрд. кВт·ч в 1998 г.), что стало следствием резкого сокращения потребления. Темпы ввода линий электропередачи напряжением свыше 110 кВ снизились в несколько раз по сравнению с уровнем 1980-х гг. Проблема физического и морального старения парка генерирующего оборудования приобретала все большие масштабы. К 2000 г. на электростанциях России выработало парковый ресурс оборудование

мощностью 37,4 млн. кВт (17 %) (14,9 млн. кВт 11 % на ТЭС и 22,4 млн. кВт 52 % на ГЭС). Значительная часть оборудования, находящегося в эксплуатации, имела низкий КПД, не превышающий 30 %.

В течение 1990-х гг. снизилось большинство количественных показателей функционирования предприятий электроэнергетики: увеличились удельный расход топлива, расход электроэнергии на собственные нужды электростанций, потери в сетях и т.д.; ухудшились показатели эффективности поддержания частоты в энергосистеме.

1.3.3. Реформирование электроэнергетики в 1998—2008 гг.

К концу 1990-х гг. финансово-экономическое положение предприятий отрасли было крайне сложным, в частности, огромных масштабов достиг уровень неплатежей (лишь 20 % поставок энергии оплачивалось денежными средствами). Отсутствие финансовых ресурсов вынудило руководство компании в 1997 г. остановить все инвестиционные проекты. В отрасли сложилась неблагоприятная социальная обстановка, массовой стала задолженность по заработной плате, среднее время задержки которой составляло 3 месяца, а в отдельных случаях более года. Начались забастовки энергетиков (Кузбассэнерго, Комиэнерго, Дальэнерго), которые в некоторых случаях переходили в объявление голодовок. Многие из энергетических компаний оказались на грани банкротства, среди них ряд крупнейших ГРЭС (Псковская, Невинномыская, Ставропольская, Новочеркасская) и региональных АО-энерго (Дальэнерго, Кузбассэнерго, Рязаньэнерго). Задолженности поставщикам топлива привели к такому масштабу задержек в поставках угля и мазута, которые поставили под угрозу возможность прохождения осенне-зимнего максимума 1998/1999 гг.

Пришедшая в РАО «ЕЭС России» в 1998 г. новая команда менеджеров предприняла радикальные шаги, направленные на оздоровление ситуации в электроэнергетике. Разработанная **«Программа действий по повышению эффективности работы и дальнейшим преобразованиям в электроэнергетике**

Российской Федерации», была принята советом директоров РАО «ЕЭС России» в августе 1998 г. Выполнение поставленных задач разделено на два этапа. Первый этап — реализация проекта антикризисного менеджмента, включавшего в себя восстановление платежей и финансовое оздоровление электроэнергетики, создание системы современного финансового и корпоративного управления в холдинге. Второй этап — осуществление реформы энергетики с отделением конкурентных секторов от монопольных, переводом в частную собственность генерирующих предприятий и созданием рынка электроэнергии. Первый этап предполагалось осуществить в 1998—2000 гг., а второй — в 2001—2003 гг.

Задачи финансового оздоровления отрасли в целом были решены в начале 2000-х гг. Для решения этой задачи были ликвидированы бартерные расчеты, внедрены современные управленческие технологии: бизнес-планирование, раздельный учет затрат, бюджетирование, казначейское исполнение бюджетов, программы управления издержками. Были организованы отдельные службы сбыта при АО-энерго, что позволило более тщательно контролировать исполнение потребителями обязательств перед энергетиками. Упорядочивание бизнес-процессов в холдинге РАО «ЕЭС России», более плотный контроль над управлением дочерними и зависимыми обществами, в том числе путем делегирования в советы директоров дочерних и зависимых обществ (ДЗО) представителей менеджмента РАО ЕЭС), вытеснение недобросовестных посредников из торговли электроэнергией позволили переломить ситуацию с платежной дисциплиной потребителей и приступить к погашению задолжности предприятий электроэнергетики перед поставщиками.

К 2001 г. удалось добиться полной оплаты поставок электроэнергии и тепла денежными средствами; упорядочено расходование прибыли дочерними и зависимыми обществами РАО «ЕЭС России»; сбалансированы их доходы и расходы; более чем в 1,5 раза сократились объемы кредиторской и дебиторской задолженности группы РАО «ЕЭС России»; повысилась прозрачность ее деятельности, вчетверо вырос объем инвестиций; улучшились производственные показатели: стал расти объем производства (с 1999 г. возобновился рост

потребления), выросло качество электроэнергии (к 2001 г. доля календарного времени работы энергосистемы с нормативной частотой достигло 100 %), повысилась загрузка более экономичных мощностей.

Финансовое оздоровление энергокомпаний позволило активизировать работу по формированию **нормативно-правовой базы и концепции реформирования** отрасли.

Исходным документом, установившим на государственном уровне необходимость и базовые принципы осуществления реформы электроэнергетики, был Указ Президента РФ «О реформировании естественных монополий» (1997 г.). Упомянутая выше «Программа действий по повышению эффективности работы и дальнейшим преобразованиям в электроэнергетике Российской Федерации» представляла собой первую попытку развернутого описания базовых положений этого указа. Для перевода в практическую плоскость вопроса о ее реализации необходимо было добиться выполнения первого этапа Программы — ее антикризисного проекта. Совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России» поручил председателю правления ОАО РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайсу представить проект «Концепции реструктуризации ОАО РАО «ЕЭС России»». Однако помимо корпоративного требовалось и решение правительства страны. В декабре 2000 г. на заседании Правительства России принят за основу проект «Основных направлений государственной политики реформирования электроэнергетики Российской Федерации», предложенный Министерством экономического развития и торговли. Легитимизация концепции реформы произошла 11 июля 2001 г. в форме постановления Правительства РФ № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», которое определило ключевые положения реформы и дало старт процессу реформирования отрасли.

Основным содержанием реформы стало создание в отрасли справедливой конкурентной среды. Для этого потребовалось сформировать конкурентный рынок электроэнергии и изменить структуру электроэнергетики: разделить естественно-монопольные (передача и распределение электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентные (производство и сбыт

электроэнергии, ремонт и сервис) сегменты. Первые должны были перейти под непосредственный контроль государства. Потенциально конкурентные сегменты должны перейти под контроль частных собственников. Целевая структура отрасли представлена на рис. 1.3.2. Часть стратегически важных генерирующих активов — гидроэлектростанции и ядерную энергетику — предполагалось оставить в руках государства. Вместо региональных вертикально-интегрированных компаний стали создавать структуры, специализированные на отдельных видах деятельности — генерации, распределении электроэнергии, диспетчировании и сбыте.



Рис. 1.3.2. Целевая структура отрасли

Концепция реформы была закреплена принятием федеральных законов № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике», принятые в марте 2003 года. Эти законы развили принципы реформы, заложенные Указом Президента РФ «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий» и постановлением Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики».

Российской Федерации». Законами были определены принципы структурной реформы и рыночных отношений в электроэнергетике, определены доли государства в капиталах инфраструктурных компаний, очерчены рамки работы отрасли до окончания переходного периода реформирования.

Законы об электроэнергетике неоднократно подвергались корректировке в ходе проведения реформы. Формирование законодательной базы реформирования электроэнергетики было в основном завершено лишь в ноябре 2007 года, когда были приняты законы, определившие основы функционирования рынка мощности и уточнившие некоторые положения работы оптового и розничных рынков электроэнергии, а также порядок регулирования электроэнергетической отрасли по завершении реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России». В частности, определены полномочия федеральных и региональных органов власти по регулированию электроэнергетики, системного оператора, Федеральной сетевой компании, определен статус Совета рынка — некоммерческой организации, в которую войдут представители Федерального Собрания, Правительства РФ, поставщиков и покупателей электрической энергии и мощности на оптовом рынке, инфраструктурных организаций. На Совет рынка возлагается ответственность за обеспечение работы оптового рынка электроэнергии (мощности).

В 2001 г. в отрасли начались принципиально важные **структурные изменения**. Было создано Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы» (НП АТС), впоследствии ставший оператором оптового рынка электроэнергии. В середине 2002 г. учреждены в качестве 100 %-ных дочерних акционерных обществ РАО «ЕЭС России» две другие инфраструктурные компании — ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ФСК) и ОАО «Системный оператор — Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» (СО-ЦДУ ЕЭС). Эти компании владели и управляли лишь активами, переданными им холдингом РАО «ЕЭС России». Значительная часть инфраструктуры по-прежнему находилась в собственности и под управлением региональных АО-энерго.

Процесс деления АО-энерго по видам деятельности начался в 2003 г. с пилотных проектов реформирования ОАО «Калугаэнерго», ОАО «Орелэнерго», ОАО «Брянскэнерго», ОАО «Тулэнерго». Разделенные по видам деятельности АО-энерго должны были в итоге укрупняться на межрегиональной основе.

Состав первых межрегиональных компаний новой структуры отрасли — генерирующих компаний оптового рынка — утвержден Правительством РФ в сентябре 2003 г. (распоряжение Правительства РФ № 1254-р).

Важнейшее событие 2003 г. — запуск с 1 ноября конкурентного сектора оптового рынка переходного периода в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 643 от 24 октября 2003 года. С этого момента в России началась торговля электроэнергией по нерегулируемым государством ценам, хотя в первые годы развития рынка объем таких продаж ограничивался нормативными актами. Изменения затронули и регулируемый сектор оптового рынка, где произошел переход на почасовую систему учета производства и потребления электроэнергии; был сформирован на новых принципах сектор отклонений, сокращена гарантированная оплата мощности и т.д.

В 2004 году процесс реформирования затронул уже более 30 АО-энерго. К апрелю 2004 г. завершена процедура реорганизации первой региональной энергокомпании — ОАО «Калугаэнерго», а к концу года — разделены 5 АО-энерго. В том же 2004 г. созданы новые межрегиональные компании целевой структуры и три первые генерирующие компании оптового рынка электроэнергии и две территориальные генерирующие компании. В октябре 2004 г. Совет директоров РАО «ЕЭС России» принял решение об учреждении четырех межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК). Сформирована новая общероссийская вертикаль оперативно-диспетчерского управления: функции региональных диспетчерских управлений переданы от АО-энерго Системному оператору. С 1 мая 2005 г. был открыт конкурентный сектор оптового рынка на территории Сибири, а 20 октября запущен конкурентный балансирующий рынок. К концу 2005 г. было завершено деление большинства АО-энерго, созданы все оптовые генерирующие компании и 13 из 14 территориальных генерирующих

компаний, а также 4 МРСК, охватывающие всю территорию России, за исключением Дальнего Востока и изолированных энергосистем. В сентябре 2005 г. Совет директоров РАО «ЕЭС России» утвердил проект реформирования энергосистем Дальнего Востока, входящих в ЕЭС России.

С 1 сентября 2006 года Постановлением Правительства № 529 от 31 августа 2006 г. введены правила функционирования нового оптового рынка электроэнергии (мощности) — НОРЭМ. На этом рынке регулируемый сектор заменен сектором регулируемых договоров между поставщиком и потребителем; сектор свободной торговли — рынком, на сутки вперед, (с поставкой электроэнергии на следующие сутки после заключения договора). Цены, объемы и контрагенты по регулируемым договорам устанавливаются под контролем государства. В соответствии с Постановлением Правительства № 205 от 7 апреля 2007 года, начиная с 2007 г. регулируемые договоры постепенно заменяются нерегулируемыми, условия которых (включая цены) устанавливаются контрагентами, с тем чтобы к 2011 г. весь объем электроэнергии продавался по нерегулируемым ценам. На рынке, на сутки вперед, (РСВ) цены государством не регулируются. На НОРЭМ созданы условия для постепенного перехода к полноценным конкурентным отношениям в отрасли и привлечения инвестиций. Заключение, начиная с 2007 г., долгосрочных (до 3—5 лет) двухсторонних договоров позволяет снизить риски для инвесторов в генерирующие мощности. Установление цен РСВ на каждый час суток, с одной стороны, стимулирует снижение энергопотребления в часы максимальных нагрузок, с другой – позволяет задействовать наиболее эффективных производителей электроэнергии. Так, в первые полгода работы НОРЭМ во второй ценовой зоне (Сибирь) средняя цена РСВ [148 руб/(МВт·ч)] была ниже среднего государственного регулируемого тарифа [235,4 руб/(МВт·ч)] на 2006 г., 254,4 руб/(МВт·ч) на 2007 г., благодаря «вытеснению» дорогостоящей энергии тепловых станций более дешевой энергией ГЭС.

Свободные цены оптового рынка транслируются на розничные рынки, правила работы которых введены постановлением Правительства № 530 от 31

августа 2006 г. одновременно с новыми правилами НОРЭМ. Для населения предусмотрено сохранение поставок электроэнергии только по регулируемым ценам.

К началу 2007 г. закончено формирование всех тепловых генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии и части территориальных генерирующих компаний. Это позволило перейти к следующей фазе реформы — реорганизации РАО «ЕЭС России», в ходе которой акционеры холдинга получают акции созданных в ходе реформы предприятий.

Решением внеочередного собрания акционеров от 6 декабря 2006 г. одобрен первый этап реорганизации РАО «ЕЭС России», предусматривающий выделение из холдинга двух генерирующих компаний: оптовой генерирующей компании (ОГК-5) и территориальной генерирующей компании (ТГК-5). Процедура выделения завершена 3 сентября 2007 г.

Первый этап реорганизации РАО «ЕЭС России» прошел в форме выделения промежуточных ОАО «ОГК-5 холдинг» и ОАО «ТГК-5 холдинг». На их баланс переданы принадлежавшие ОАО РАО «ЕЭС России» пакеты акций ОАО «ОГК-5» и ОАО «ТГК-5» соответственно. Сразу после выделения промежуточные ОАО «ОГК-5 холдинг» и ОАО «ТГК-5 холдинг» были присоединены к целевым ОАО «ОГК-5» и ОАО «ТГК-5» соответственно. В результате реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России» все акционеры получили акции ОАО «ОГК-5» и ОАО «ТГК-5» пропорционально своей доле в уставном капитале ОАО РАО «ЕЭС России». Собранием акционеров 26 октября 2007 г. была одобрена схема второго, завершающего этапа реорганизации РАО «ЕЭС России», предусматривавшего полное разделение ОАО РАО «ЕЭС России» к 1 июля 2008 г. Для этого (как и в случае первой реорганизации РАО «ЕЭС России») было предусмотрено выделение промежуточных холдингов, владеющих акциями компаний целевой структуры отрасли, одновременно с выделением присоединяемых к соответствующим целевым компаниям. Акции выделяемых компаний распределялись между акционерами РАО «ЕЭС России», исходя из их доли в капитале компаний.

Пакеты акций ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ГидроОГК», 5 тепловых ОГК и 13 ТГК (всех, за исключением двух выделенных в ходе первого этапа компаний) или денежные средства (полученные в результате продажи до завершения реорганизации этих пакетов акций), приходящиеся на долю государства, при выделении перешли на баланс промежуточных компаний – «Государственного холдинга» и «Государственного холдинга ГидроОГК», которые одновременно с их созданием присоединились к ФСК и ГидроОГК соответственно. Средства от продажи приходящихся на долю государства пакетов акций тепловых генерирующих компаний были направлены на финансирование инвестиционных программ Федеральной сетевой компании и ГидроОГК.

Из РАО «ЕЭС России» выделилось также несколько холдинговых компаний, акции которых распределились среди всех акционеров Общества пропорционально их доле участия в капитале энергохолдинга. Это:

- «Холдинг МРСК», владеющий пакетами акций МРСК и распределительных сетевых компаний (было принято решение об изменении состава МРСК. В результате, вместо 4-х компаний было создано 11);
- Холдинг «РАО Энергетические системы Востока», владеющий пакетами акций ОАО «Дальневосточная энергетическая компания» и пакетами акций изолированных энергосистем;
- «Интер РАО ЕЭС Холдинг», владеющий пакетом акций ЗАО «Интер РАО ЕЭС».

Первые две холдинговые компании после окончания функционирования РАО «ЕЭС России» стали функционировать в качестве самостоятельных холдингов. В целях защиты интересов акционеров законодательство предусмотрело процедуру выкупа реорганизуемым обществом акций у акционеров, не голосовавших за реорганизацию и пожелавших предъявить акции к выкупу. На втором этапе реорганизации к выкупу были предъявлены акции на сумму более 103 млрд. руб. По завершении реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России» присоединилось к ОАО «ФСК ЕЭС» и с 1 июля 2008 г. прекратило свое существование как юридическое лицо.

В итоге осуществляемой реформы в 2008 г. была сформирована **целевая структура отрасли**, предусмотренная действующими законодательными и нормативными актами. Конкурентные отношения стали преобладающими на рынке электроэнергии. В то же время при участии государства начали формироваться система планирования и реализации долгосрочных приоритетов развития отрасли (фундаментальные и прикладные исследования в области энергетики, генеральная схема размещения мощностей, развитие инфраструктуры), а также механизмы регулирования рынка в условиях либерализации (прежде всего антимонопольное регулирование). Современную стадию развития электроэнергетики в России можно охарактеризовать как создание оптимального баланса между частной инициативой и государственным регулированием.

К концу 2006 г. были созданы все тепловые ОГК; завершалось формирование ТГК; выделены магистральные и распределительные сетевые компании; функционировали инфраструктурные организации — ФСК, СО-ЦДУ ЕЭС, НП АТС. Состоялся переход к целевой модели рынка электроэнергии, с сентября 2006 г. по новым правилам заработали оптовый и розничные рынки электроэнергии.

Завершение структурной реформы и запуск новой модели рынков электроэнергии позволили перейти к **ключевому этапу реформы отрасли — инвестиционному**. Подготовка к нему велась с 2000 г., когда принята концепция стратегии развития ОАО РАО «ЕЭС России» «5 + 5». Началом инвестиционного этапа можно считать середину 2006 г.

Потребность электроэнергетики в инвестициях на период 2006—2010 гг. (рис. 1.3.3) оценивалась примерно в 11,8 трлн. руб., в том числе 6,75 трлн. руб. на создание новых генерирующих мощностей и 5,1 трлн. на развитие сетевого комплекса. Финансирование такого объема капиталовложений за счет собственных средств компаний без привлечения внешних инвесторов, было бы невозможно.

В ходе инвестиционного этапа реформы (2006—2008 гг.) были реализованы механизмы привлечения инвестиций в электроэнергетику, сформирована целевая структура отрасли с соответствующей структурой собственности

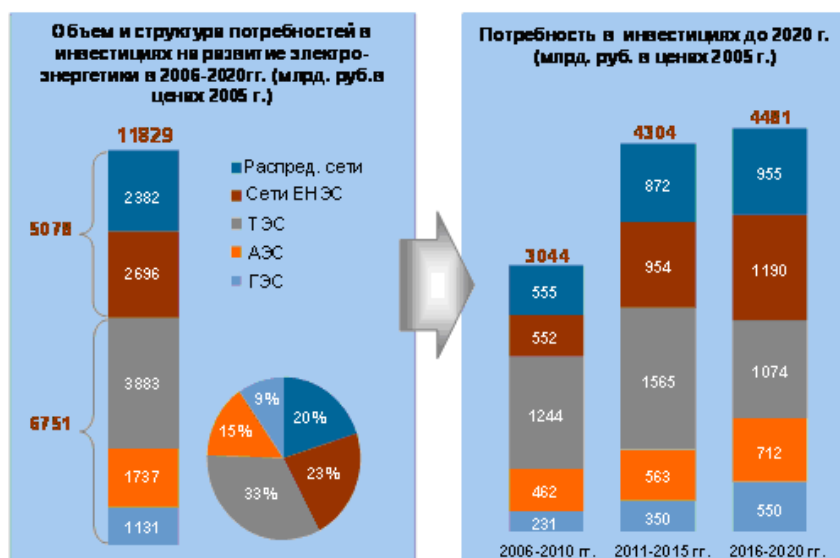


Рис. 1.3.3. Потребность в инвестициях на развитие электроэнергетики.

При этом важнейшими источниками средств на финансирование капиталовложений электроэнергетических компаний стали: проведение эмиссий дополнительных акций и продажа акций тепловых генерирующих компаний; государственный бюджет; плата за технологическое присоединение для сетевого комплекса. Источники финансирования соответствуют форме собственности компаний. В конкурентном секторе (генерация, сбыт, ремонт и сервис) ключевая роль отводится частному капиталу, который должен стать преобладающим в данном секторе. Государственное финансирование направляется в компании, которые должны остаться по завершении реформы под контролем государства: магистральные и распределительные сети, диспетчеризация, атомная и гидроэнергетика. Таким образом повышается доля частного капитала в генерирующих и сбытовых компаниях, увеличивается государственное участие в ФСК, ГидроОГК

Решение о начале привлечения средств частных инвесторов в генерирующие компании принято на заседании Правительства Российской Федерации 7 июня 2006 года. 23 июня 2006 г. Совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России» утвердил перечень пилотных проектов по размещению эмиссий дополнительных акций ОГК и ТГК. В перечень включены ОАО «ОГК-3», ОАО «ОГК-4», ОАО «ОГК-5», ОАО «Мосэнерго» и ОАО «ТГК-9». В 2006—2007 гг. Совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России» одобрил программы и параметры размещения почти всех тепловых генерирующих компаний. Пилотным проектом привлечения средств частных инвесторов генерирующими компаниями стало размещение акций ОАО «ОГК-5», завершившееся в ноябре 2007 г. В ходе размещения инвесторами приобретены 5,1 млрд. акций по цене 9 центов США, что позволило компании привлечь 459 млн. долл. США (более 12 млрд. руб.). Первое размещение акций продемонстрировало огромный интерес инвесторов к генерирующим станциям — число заявок превысило предложение более чем в 8 раз.

В 2007 г. осуществлено еще несколько проектов размещения эмиссий дополнительных акций тепловых генерирующих компаний. В общей сложности за год, начиная с размещения акций ОАО «ОГК-5» до ноября 2007 г., совокупная выручка от размещения выпусков дополнительных акций составила 287 млрд. руб. Параллельно с размещением дополнительных акций производилась продажа принадлежащих ОАО РАО «ЕЭС России» пакетов акций генерирующих компаний. В целях защиты интересов миноритарных акционеров продаже подлежали пакеты акций, которые в ходе реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России» должны были в соответствии с разделительным балансом отойти Российской Федерации. До ноября 2007 г. выручка от продажи принадлежащих ОАО РАО «ЕЭС России» пакетов акций составила 212 млрд. руб. (см. рис. 1.3.4). Средства, вырученные в ходе размещения дополнительных акций, направлены на реализацию инвестиционных программ компаний-эмитентов, а финансовые ресурсы, полученные от продажи указанных пакетов акций — на развитие гидрогенерации и сетевого комплекса.

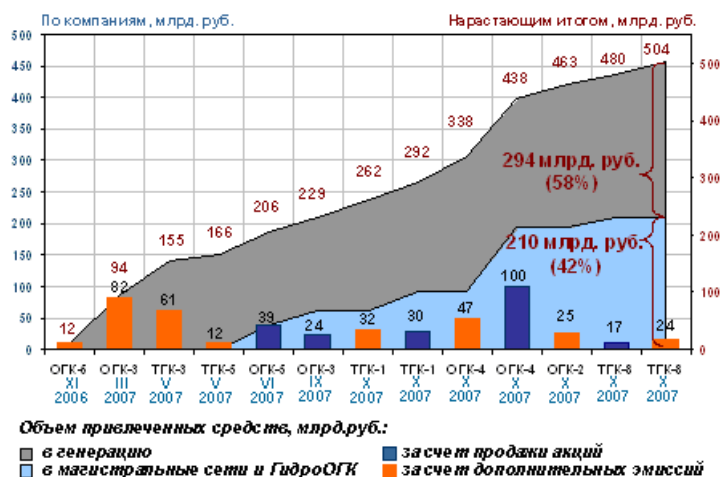


Рис. 1.3.4. Привлечение инвестиций генерирующими компаниями

Таким образом, в 2006—2007 гг. только за счет размещения акций тепловых генерирующих компаний получено более 500 млрд. руб., что составляет около 20 млрд. долл. Для сравнения – за 2005–2006 гг. объем инвестиций по РАО «ЕЭС России» в целом составлял 5 млрд. долл. ежегодно. Результатом размещения и продажи акций тепловых генерирующих компаний стало не только привлечение ресурсов для реализации инвестиционных программ, но и усиление (в соответствии с законодательством, регулирующим реформирование отрасли) присутствия в генерирующих компаниях частного капитала. Стратегическими инвесторами ОГК и ТГК стали крупнейшие российские и зарубежные корпорации: «Газпром», «Норильский никель», итальянская «Enel», германская «E.ON». Так, доля концерна «E.ON» в ОАО «ОГК-4» составила 69,44 %; «Норильского никеля» в капитале ОАО «ОГК-3» — 64,89 %, «Газпрома» в ОАО «ОГК-2» — 51 %, в «Мосэнерго» — 42,73 %, «КЭС-Холдинг» в ОАО «ТГК-5» — 41,05 %.

Допуск частных инвесторов в крупнейшие генерирующие компании имел следствием быстрый рост их капитализации, так же, как и капитализации ОАО РАО «ЕЭС России» в целом. Так, например, котировки обыкновенных акций

компании ОАО «ОГК-5», первой вышедшей на размещение дополнительных акций, с ноября 2006, когда состоялось размещение акций, до конца 2007 года выросли более чем на 75 %, акций РАО «ЕЭС России» - более чем на 50 %. Для сравнения — индекс РТС за этот период вырос всего на треть.

Рост капитализации выведенных на фондовый рынок компаний имеет важное значение для привлечения инвестиций в отрасль. По мере того как рост стоимости действующих генерирующих компаний в пересчете на 1 мегаватт установленной мощности будет приближаться (и в перспективе превысит) к стоимости строительства новых мощностей, все больше инвестиционных ресурсов будет переориентироваться на новое строительство.

Еще один источник инвестиций для электроэнергетики — выкуп Российской Федерацией акций компаний, которые по завершении реформы должны были перейти под контроль государства. Это позволяло решить сразу две задачи — привлечение средств на развитие инфраструктурных компаний; повышение доли участия государства в этих компаниях. В марте 2007 г. завершена первая эмиссия дополнительных акций ОАО «ФСК ЕЭС», часть которой (на сумму 22,48 млрд. руб.) выкуплена Российской Федерацией. По итогам дополнительной эмиссии доля государства в уставном капитале Федеральной сетевой компании доведена до 12,44 %. В 2007 г. государством выкуплены дополнительные акции ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» на сумму 2,52 млрд. руб. В результате доля государства в уставном капитале компании увеличилась до 34 %.

Результатом перехода реформы электроэнергетики в инвестиционную фазу станет не только повышение надежности энергоснабжения и удовлетворение растущего спроса на электроэнергию, но и подъем в смежных отраслях экономики за счет роста заказов со стороны предприятий энергомашиностроения, строительства, топливно-энергетического комплекса, т.е. предприятий электроэнергетики.

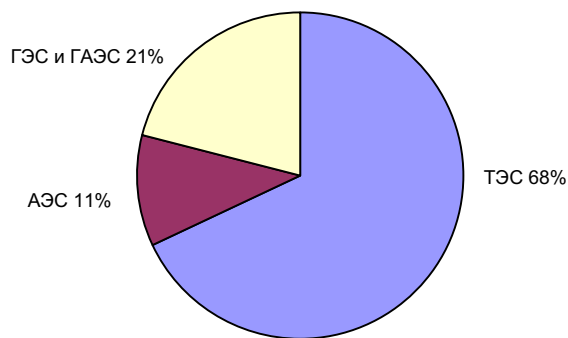
1.4. Техническая база российской электроэнергетики

Устойчивый рост потребления электрической и тепловой энергии, стремительный рост цен на энергоносители, повышение экологических требований требуют особенно тщательно оценивать существующие производственные возможности предприятий отрасли, их способность надежно и эффективно обеспечивать растущий спрос на электроэнергию и тепло. Только на этой основе следует определять реальные масштабы необходимого развития электроэнергетики.

1.4.1. Генерация

Суммарная установленная мощность электростанций России составила в 2006 году 221,4 млн.кВт, из которых на ТЭС установлено 151,5 млн.кВт, на ГЭС и ГАЭС – 46,1 млн.кВт, на АЭС – 23,7 млн.кВт, а ее структура показана на рис. 1.4.1.

Рис. 1.4.1. Структура установленной мощности электростанций России (построено



по данным официального издания "Российский статистический ежегодник", М., Росстат, 2007, стр. 441)

Рассматривая **техническую политику в теплоэнергетике**, следует выделить генерацию на основе природного газа и генерацию на основе жидкого и твердого топлива.

Генерацией на основе природного газа будем называть производство электроэнергии на тепловых электростанциях, в качестве топлива использующих природный газ. В России природный газ сжигают в котлах КЭС и ТЭЦ с использованием традиционных морально, а зачастую и физически устаревших паросиловых установок. Несмотря на определенный прогресс в строительстве парогазовых установок (ПГУ), доля выработки электроэнергии на них в России находится на уровне менее 1 %.

Эффективность использования природного газа в упомянутых паросиловых установках крайне низка по сравнению с достигнутым мировым уровнем. Лучшие конденсационные энергоблоки ТЭС России на сверхкритические параметры пара 23,5 МПа/540 /540 °С, использующие природный газ в качестве топлива, имеют КПД всего 40—41 %, а среднее его значение на конденсационных блоках составляет 37—38 %.

Кардинальный метод решения энергетической проблемы для европейской части России, где в основном используется природный газ, — внедрение парогазовых технологий. В зарубежной теплоэнергетике, использующей природный или сжиженный газ (например, в Японии), 20—25 лет назад начался планомерный переход к освоению и использованию парогазовых технологий. В настоящее время в США, Германии, Великобритании, Дании, Японии, в развивающихся странах природный газ, за редким исключением, используют только для парогазовых установок, имеющих КПД на уровне 52—58 %.

В табл. 1.4.1 представлены данные по современным газотурбинным установкам (ГТУ), предлагаемым зарубежными производителями для их использования в составе ПГУ. В настоящее время полностью освоенными за рубежом можно считать ГТУ поколения F и ее продвинутые варианты (ГТУ поколений FA и FB). На ее основе строят самые мощные и современные ГТУ и ПГУ четыре зарубежных производителя: Джeneral Электрик, Сименс, Мицубиси и Альстом. Среди них по достигнутому техническому уровню, по части референций, и по перспективным разработкам впереди Джeneral Электрик. Как видно из таблицы, КПД газовых турбин этого поколения составляет 38—38,5 %, а

электрическая мощность 255—280 МВт. В большинстве этих ГТУ используется простой термодинамический цикл, а высокий уровень экономичности достигнут за счет повышения начальной температуры газов до 1400 °С (перед проточной частью газовой турбины) с обеспечивающей допустимые вредные выбросы оксидов азота. Исключение составляет газовая турбина GT26 фирмы Альстом, в которой существенное повышение экономичности достигнуто усложнением термодинамического цикла – введением промежуточного подвода теплоты. Высокая начальная температура и близкая к оптимальной степень сжатия воздуха в компрессоре рассматриваемых ГТУ позволили обеспечить высокую температуру уходящих газов, составляющую 580 – 610°С. Это дало возможность реализовать паротурбинный цикл с промежуточным перегревом, по температурам, практически не отличающийся от температур традиционного паротурбинного цикла с докритическим давлением, что способствовало созданию экономичной паротурбинной установки для работы в составе ПГУ.

Таблица 1.4.1

Основные технико-экономические показатели современных ГТУ и одновальных ПГУ-КЭС на их базе (частота вращения 50 об/с)

Показатель	Сименс	Мицубиси		Дженерал Электрик			Альстом
	SGT5-4000F	M701F	M701 G2	MS90 01FA	MS90 01FB	MS90 01H	GT-26
Газотурбинная установка							
Электрическая мощность, МВт	278	270	334	255,6	~268,4	320	240
Электрический КПД, %	38,5	38,2	39,5	36,9	~37,9		37,8
Расход воздуха через компрессор, кг/с	671	651	737	624		685	
Степень сжатия компрессора	15,7	17	21	15,4		23	30
Температура уходящих газов, °С	582	586	587	609			610
Вредные выбросы, ppm	< 25	< 25	< 25	< 25	< 25	9	
Число изготовленных (заказанных) ГТУ	66 (26)	66	1 (7)				
Парогазовая установка							
Электрическая мощность, МВт	406	398	489	390,8	412,9	480	365

Электрический КПД, %	57,7	57,0	58,7	56,7	58,0	60	58,5

Газовые турбины поколения F перечисленных производителей хорошо освоены и проверены практикой эксплуатации. В России не производятся ГТУ рассмотренного класса мощности и экономичности. Газовая турбина ГТЭ-160 ЛМЗ мощностью 160 МВт, выпускаемая ЛМЗ по лицензии фирмы Сименс (единственная ГТУ, которая сегодня может производиться в России серийно), имеет начальную температуру на уровне 1060 °С и КПД на уровне 34,5%. ГТУ-110 «Сатурн», проект которой разработан КБ «Машпроект» (Украина, г. Николаев), после длительных испытаний и доработок запущена в производство, и первые два ее экземпляра будут установлены в составе конденсационного дубль-блока ПГУ-325 на Ивановской ГРЭС.

Отсутствие в России производства мощных и экономичных ГТУ вовсе не означает, что для газовых турбин ГТЭ-160 и ГТЭ-110 нет своей области использования. Эти турбины должны использоваться при строительстве ПГУ-ТЭЦ, особенно в холодных районах России. Большую часть года они будут работать в теплофикационном режиме, при котором реализуется комбинированная выработка электрической и тепловой энергии, основной показатель которой — коэффициент полезного использования теплоты топлива, достигающий в таких установках 82—85 %. Даже при работе в конденсационном режиме они будут иметь КПД на уровне 52 %, что, конечно, ниже, чем экономичность зарубежных аналогов, но существенно выше КПД работающих паросиловых энергоблоков России. К тому же выработка электроэнергии на тепловом потреблении у них примерно вдвое выше, чем у традиционных ТЭЦ.

Вторая область использования этих газовых турбин — создание простых дешевых одновальных маневренных ПГУ для покрытия суточной неравномерности графиков электрической нагрузки. Создаваемые генерирующие компании используют на своих ТЭС изношенное и устаревшее оборудование. Значительное число АЭС и ТЭЦ в европейской части России испытывают все большие трудности в покрытии переменной части графика. Поэтому такие установки будут достаточно

рентабельными, тем более что цены на пиковую электроэнергию будут неизбежно выше, чем на электроэнергию, вырабатываемую базовыми энергоблоками.

Третья область использования ПГУ с этими энергоблоками — удаленные районы с умеренным электропотреблением и слабыми линиями связи с единой энергосистемой. Строительство и обслуживание ЛЭП здесь менее целесообразно, чем сооружение дешевых, хотя относительно и менее экономичных ПГУ. По-видимому, в ближайшие 15—20 лет одновальные ПГУ мощностью 170 и 230 МВт, построенные соответственно на базе ГТЭ-110 и ГТЭ-160, будут востребованы для средних городов России, особенно при строительстве ПГУ-ТЭЦ. К сожалению, несмотря на то, что необходимость в одновальных ПГУ-230 и ПГУ-170 очевидна, в России отсутствуют полноценные конструктивные проработки основного оборудования этих энергоблоков: паровых турбин и котлов-утилизаторов.

Основное направление развития **теплоэнергетики, базирующейся на использовании твердых топлив**, — разработка и строительство мощных пылеугольных энергоблоков на суперсверхкритических параметрах пара.

За рубежом работают демонстрационные энергетические установки с различными методами газификации и последующего использования полученного газообразного топлива в парогазовых циклах. Но расчеты и опыт их эксплуатации показывают, что принципиально их экономичность не может быть сравнимой с экономичностью парогазового цикла на природном газе. В среднем КПД нетто таких ТЭС может быть оценен в 41—45 %. Стоимость 1 кВт установленной мощности оказывается в 1,5—2 раза выше, чем его стоимость на традиционной ТЭС. Работы по рациональному использованию твердых топлив на основе технологий газификации, прямого сжигания в кипящем слое под давлением с использованием продуктов сгорания в газовой турбине после соответствующей очистки, безусловно, важны для далекой перспективы. Однако наиболее целесообразный способ использования твердых топлив энергетике — создание мощных энергоблоков на суперсверхкритических параметрах пара (ССКПП).

В Японии и Западной Европе (в первую очередь в Германии и Дании) вводятся пылеугольные энергоблоки мощностью 400—1100 МВт на начальное давление пара 25—27 МПа и температуру свежего и вторично перегретого пара 580—610 °С. Их КПД нетто, несмотря на все проблемы сжигания твердых топлив, необходимость в сероочистке и повышенных затратах электроэнергии на собственные нужды, достигает 45,0—45,5 %.

В рамках Евросоюза поставлена задача в течение 10 лет выполнить разработку профиля энергоблока на давление 37,5 МПа. КПД такого энергоблока в зависимости от типа топлива и климатических условий должен составлять 52—55 % (большие значения относятся к природному газу и более низкой температуре охлаждающей воды). Реализация этого проекта требует решения многих сложных проблем. Масштабы затрат и научные силы, направленные на его реализацию, говорят о том, что освоение ССКПП в настоящее время — это основной метод освоения твердых топлив энергетике.

Главная причина серьезного отставания в освоении ССКПП в России лежит в плоскости экономики. Использование ССКПП рентабельно только при достаточно дорогом топливе, когда затраты на их освоение и строительство реального энергоблока на ССКПП смогут достаточно быстро окупиться экономией затрат на топливо при эксплуатации. Это объясняет почему интерес к развитию пылеугольных ТЭС на ССКПП в Европе гораздо больше, чем в США, где твердое топливо дешевле. В России до последнего времени топливо всегда было сравнительно дешевым. Однако его удорожание, дефицит ресурсов газообразного топлива приведут к необходимости освоения ССКПП на пылеугольных ТЭС.

Генерация на основе жидкого топлива (мазута) используется либо на удаленных ТЭС и ТЭЦ (для них доставка жидкого топлива наиболее рентабельна), либо как резервное топливо при ограничении газоснабжения, например, в холодное зимнее время.

Атомная энергетика занимает важное место в энергетике России. За исключением Билибинской АЭС, состоящей из четырех энергоблоков с турбинами

мощностью по 12 МВт, и Белоярской АЭС, состоящей из одного энергоблока на быстрых нейтронах БН-600, реактор которого питает 3 одинаковых турбины перегретого пара К-200-12,8 ЛМЗ, АЭС России оборудованы 30 мощными энергоблоками всего трех типов, среди них:

- 6 энергоблоков с водоводяными корпусными реакторами ВВЭР-400, каждый из которых питает паром по два быстроходных турбоагрегата мощностью 220 МВт (Нововоронежская и Кольская АЭС);
- 11 энергоблоков с канальными реакторами РБМК-1000, каждый из которых подает пар на два быстроходных агрегата мощностью по 500 МВт (Ленинградская, Смоленская и Курская АЭС);
- 8 энергоблоков с водоводяными корпусными реакторами ВВЭР-1000; все энергоблоки, кроме одного на Нововоронежской АЭС (также с двумя турбоагрегатами по 500 МВт), выполнены по схеме моноблока (Балаковская, Калининская и Волгодонская АЭС).

Все оборудование АЭС (реакторы, сепараторы-пароперегреватели, конденсаторы, вспомогательное оборудование), кроме паровых турбин, изготовлено российскими производителями. Все паровые турбины для АЭС с реакторами ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и РБМК-1000 изготовлены Харьковским турбинным заводом (исключение составляет быстроходная паровая турбина К-1000-5,9/50 3-го энергоблока Калининской АЭС, введенного в эксплуатацию в декабре 2004 г.). Относительная однородность оборудования создает хорошие условия для его совершенствования, модернизации оборудования и эксплуатации, однако, этот процесс для энергетики страны серьезно затрудняется тем, что изготовителем турбин является Украина.

Из 30 работающих энергоблоков только 5 достигли проектного срока службы в 30 лет (2 энергоблока Нововоронежской АЭС и по одному энергоблоку Кольской, Ленинградской и Билибинской АЭС). После анализа результатов их эксплуатации и технического состояния срок службы этих энергоблоков был продлен. Таким образом, оборудование АЭС существенно «моложе» оборудования ТЭС, работающего на органическом топливе.

Главные технические особенности АЭС вытекают из особенностей их паропроизводящих установок — ядерных реакторов. По целому ряду физических и технических причин современные ядерные реакторы не могут генерировать пар высоких параметров. В них также весьма затруднительно организовать даже начальный и промежуточный перегрев пара, что необходимо для создания экономичной и надежной паротурбинной установки. Сегодня ядерные реакторы АЭС России для паровой турбины генерируют практически сухой насыщенный, температура которого вдвое меньше, чем на традиционных паросиловых энергоблоках. Следствием этого является низкий КПД термодинамического цикла турбоустановки АЭС. На АЭС только 1/3 теплоты, поступающей из реактора, превращается в электрическую мощность, а остальная теплота уносится охлаждающей водой конденсатора и рассеивается в окружающей среде. Несмотря на столь неэкономичное использование теплоты реактора, стоимость электроэнергии, отпускаемой АЭС существенно ниже, чем на ТЭС, так как доля топливной составляющей в стоимости электроэнергии на АЭС существенно меньше.

Компенсировать уменьшение работоспособности пара в турбоустановках АЭС для обеспечения такой же мощности можно только увеличением расхода пара. А это приводит к увеличению капиталовложений, которые растут медленнее, чем повышается мощность АЭС. Отсюда следует необходимость в максимально возможном увеличении мощности паросиловых установок АЭС, но тогда возникает сложнейшая и многозначная проблема пропуска громадного объемного расхода влажного пара с низкими скоростями выхода через последние ступени паровых турбин. Собственно история развития паротурбинной техники для АЭС — это история создания цилиндра низкого давления (ЦНД) максимальной пропускной способности.

К сожалению, ЛМЗ — единственный производитель турбин для АЭС в России — не может производить мощные тихоходные турбины для АЭС.

Другая важная техническая особенность ядерных реакторов — ограниченность регулировочного диапазона. Оболочки тепловыделяющих

элементов (ТВЭЛ) способны выдержать без нарушения плотности только ограниченное число циклов изменения тепловыделения. Отсюда неспособность энергоблоков АЭС к реализации систематических изменений нагрузки, требуемых графиками потребления. По-видимому, в сложившейся ситуации проще одновременно со строительством АЭС вводить маневренные упрощенные ПГУ (о них шла речь выше), которые будут покрывать переменную часть графика электрической нагрузки.

Кроме своего прямого назначения — производства электроэнергии — **гидроэнергетика** решает дополнительно важнейшие для общества и государства задачи. Прямая выгода от них заключается в создании систем питьевого и промышленного водоснабжения; развитии судоходства; создании ирригационных систем в интересах сельского хозяйства; рыборазведении; регулировании стока рек, позволяющем осуществлять борьбу с паводками и наводнениями, обеспечивая безопасность населения.

Гидроэнергетика — ключевой элемент обеспечения системной надежности ЕЭС страны, так как располагает более чем 90 % резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС наиболее маневренны и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки энергии в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций этот показатель измеряется часами, а для атомных — сутками.

Важнейший элемент повышения надежности работы энергетических систем — развитие гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Графики потребления электроэнергии современных энергообъединений отличаются высокой степенью неравномерности, что создает трудности как с покрытием пиков, так и в еще большей степени с прохождением ночных провалов суточных графиков электрической нагрузки. Особенно актуальна эта проблема для энергосистем европейской части России, где преобладают низкоманевренные блоки ТЭС, ТЭЦ и АЭС. В этой ситуации ГАЭС обладают максимальными маневренными преимуществами. В отличие от других типов маневренных

электростанций, способных покрывать только пиковые нагрузки, ГАЭС могут работать и в насосном режиме в период провала графика электрической нагрузки, обеспечивая более благоприятный базисный режим для ТЭС и АЭС. Дополнительно к основным функциям ГАЭС могут использоваться для регулирования частоты и напряжения в электрической сети, а при необходимости и к несению функций быстро вводимого аварийного резерва. Высокая маневренность ГАЭС определяется малым временем включения в работу, набора и сброса нагрузки. Так, пуск обратимых агрегатов ГАЭС из нерабочего состояния в турбинный режим с набором полной нагрузки занимает 2—3 мин. Время пуска этих агрегатов в насосный режим из нерабочего состояния в зависимости от мощности машин и способа пуска колеблется в пределах 5—6 мин, перевода из турбинного режима в насосный — 8—10 мин.

Зарубежный опыт эксплуатации ГАЭС и прошедший период эксплуатации единственной в России Загорской ГАЭС показал актуальность использования ГАЭС в крупных современных энергосистемах.

Особое значение имеет **генерация на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)**. Возобновляемая энергия — это энергия естественных природных процессов, происходящих на нашей планете постоянно или периодически. Солнечная энергия — первопричина и источник для таких видов ВИЭ, как энергия ветра, водных потоков, волн, энергия биомассы и рассеянного тепла окружающей среды. Геотермальная энергия — следствие процессов, происходящих в ядре Земли, а приливная — гравитационных явлений. Разные виды ВИЭ имеют существенно различную физическую сущность и характеристики. Однако многие из них обладают общими чертами. Так, естественная природная плотность (удельная мощность) потоков возобновляемой энергии невелика, что заставляет применять большие площади установок на ВИЭ для «перехвата» этих потоков (приемные поверхности солнечных установок, площадь, ометаемая ветроколесом, поле скважин геотермальной электростанции и т.п.). Например, плотность потока солнечной радиации у земной поверхности не превышает 1 кВт/м^2 ; плотность энергии ветрового потока при скорости 10 и 5 м/сек соответственно 0,61 и 0,08

кВт/м². Большая площадь установок на ВИЭ приводит к повышенной материалоемкости и соответственно стоимости установленной мощности по сравнению с традиционными топливными энергоустановками. С другой стороны, отсутствие топливной составляющей существенно снижает эксплуатационные затраты. Другая особенность многих видов ВИЭ — их изменчивость во времени. Это либо закономерные изменения мощности потока энергии данного вида ВИЭ (приливная энергия), либо в основном случайные (ветер), либо закономерные изменения с наложением на них случайного фактора (солнечная энергия). Применительно к электроэнергетике это означает: ветровые, солнечные и в значительной мере приливные электростанции, замещая выработку электроэнергии на традиционных электростанциях, не замещают мощности и поэтому не участвуют в балансе мощностей. Указанного недостатка лишены геотермальные электростанции (ГеоТЭС), участвующие в балансе мощностей и могущие быть системообразующими. Энергоустановки на биомассе также могут работать стабильно, если поступление исходного сырья не носит сезонного характера.

Общее свойство всех видов ВИЭ — их существенно более благоприятные экологические характеристики по сравнению с топливом для традиционных энергоустановок. Поскольку физическая природа и соответственно технологии преобразования различных видов ВИЭ существенно различны, целесообразно рассматривать их отдельно.

Ресурсы **солнечной энергии** превышают мировое энергопотребление в 10⁴ раз. Они существенно больше, чем ресурсы всех других видов ВИЭ вместе взятых. Солнечная энергия обладает абсолютной экологической чистотой. Этот источник энергии потенциально способен решить для человечества на сколь угодно долгую перспективу задачи обеспечения энергией, пищей, а также сохранения на нашей планете естественной природной среды. Преобразование солнечной энергии в теплоту осуществляется с высоким КПД (50—60 %) и с помощью относительно простых технических средств. Использование солнечного излучения для производства тепла (главным образом для нагрева воды) получило в мировой практике наибольшее распространение. Однако в настоящее время использование

солнечной энергии имеет ограниченные масштабы. Годовое производство тепла за счет солнечной энергии в мире составляет $77 \cdot 10^9$ кВт·ч (тепловых).

Основной вид оборудования для установок и систем солнечного теплоснабжения и горячего водоснабжения — плоский солнечный коллектор, использующий поток солнечного излучения естественной плотности, эффективный при нагреве теплоносителя до 50—60 °С. Для получения более высоких температур используются оптические устройства в виде зеркал или линз, фокусирующих прямую солнечную радиацию на приемнике излучения. Наибольшую концентрацию солнечного излучения (до 10 тыс. раз) можно получить с помощью зеркальных концентраторов в виде параболоида вращения или круглых линз. Нагревая теплоноситель до высокой температуры, можно использовать паротурбинный цикл для производства энергии, как это делается на обычных электростанциях, работающих на органическом топливе. В солнечных паротурбинных электростанциях используются главным образом две схемы. По первой из них зеркала — гелиостаты, располагаемые на земле, фокусируют отраженные от них лучи на паровом котле, устанавливаемом на башне. Солнечные электростанции башенного типа мощностью от 1 до 10 МВт созданы в ряде стран, в том числе в бывшем СССР мощностью 5 МВт. Однако их технико-экономические показатели были неудовлетворительными. Лучшие характеристики имеют солнечные паротурбинные электростанции модульного типа. По этой схеме солнечная электростанция состоит из большого числа одинаковых модулей. Каждый из них содержит параболоцилиндрический отражатель, фокусирующий прямую солнечную радиацию в линию, вдоль которой расположен трубчатый приемник концентрированного излучения для нагрева теплоносителя. По данной схеме в Калифорнии (США) построено несколько солнечных электростанций суммарной мощностью 354 МВт. Однако и эти установки не достигли порога конкурентоспособности по сравнению с традиционными ТЭС. Более перспективным является производство электроэнергии за счет солнечного излучения с помощью полупроводниковых фотоэлектрических преобразователей (солнечных элементов), в которых происходит прямое преобразование световых

квантов в электроэнергию. Первые более или менее эффективные солнечные элементы (КПД 6—8 %) на основе кремния созданы около полувека назад и сразу нашли применение в космической технике. Позднее началось и их наземное применение. В настоящее время КПД монокристаллических кремниевых элементов составляет 14—18 % при стоимости 4—6 долл./Вт. Суммарное мировое годовое производство солнечных элементов разных типов, среди которых кремниевые элементы составляют не менее 90 %, достигает $1,2 \cdot 10^6$ кВт. Ежегодный прирост объема производства выражается десятками процентов. Сегодня в мире суммарная установленная мощность энергоустановок на основе фотопреобразователей составляет $4 \cdot 10^6$ кВт, из них автономные установки имеют мощность $2,2 \cdot 10^6$ кВт, сетевые — $1,8 \cdot 10^6$ кВт.

Солнечная энергетика наиболее эффективна в районах с наиболее благоприятным «солнечным климатом», к которым относятся страны тропического и субтропического поясов. Россия в целом вследствие своего общего северного географического положения к ним не относится. Тем не менее в нашей стране имеются обширные регионы, в которых среднее годовое поступление солнечной радиации к земной поверхности превышает $1400 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$, что весьма благоприятно для использования солнечной энергии. К таким районам относятся Южный федеральный округ, южное Забайкалье, юг Хабаровского края, Приморье и некоторые другие районы. Помимо климатических Россия имеет и научно-технические, и производственные предпосылки для развития солнечной энергетики. В стране налажено промышленное производство основных видов оборудования для использования солнечной энергии — фотоэлектрических преобразователей и солнечных коллекторов.

Энергия ветра (воздушного потока) пропорциональна третьей степени его скорости. Так, мощность ветроустановки при скорости ветра 20 м/с в 64 раза больше, чем ее мощность при скорости ветра 5 м/с. Современные ветроэнергетические установки (ВЭУ) мощностью более 100 кВт работают в диапазоне скоростей ветра от 5—6 до 20—25 м/с. Номинальная мощность ветроустановки обеспечивается при 10—14 м/с. Ветроустановка не может

полностью использовать всю энергию ветрового потока. Теоретически предел составляет 0,59. Современные ветроустановки имеют коэффициент использования энергии ветрового потока 0,4—0,45. Ветровая энергия распределена по поверхности земли неравномерно. Естественно, что наиболее эффективно ветроустановки могут быть использованы в районах с достаточно высокими значениями скорости ветра. Районами, благоприятными для их применения, являются те, где среднегодовая скорость ветра превышает 5—6 м/с. Но и в этих районах использование установленной мощности не превышает 2500 кВт в год и лишь в некоторых пунктах достигает 3000 кВт в год. Иными словами, коэффициент использования установленной мощности составляет от 0,23 до 0,33.

Ветер наиболее непостоянный источник энергии среди всех других видов ВИЭ. Тем не менее, ветровая энергия лидирует по сравнению с другими видами ВИЭ в применении с целью получения электроэнергии. В настоящее время в мире установленная мощность ветроэлектрических установок и станций составляет $48 \cdot 10^6$ кВт. В зарубежной практике применяются в основном сетевые ВЭУ*, т.е. ВЭУ, интегрированные в энергосистему. При этом энергосистема демпфирует колебания мощности подсоединенных к ней ВЭУ. При доле мощности ВЭУ выше 10—15 % от суммарной мощности энергосистемы резкие колебания мощности ВЭУ могут вызвать нестабильность параметров в энергосистеме, прежде всего частоты.

Современные сетевые ВЭУ — крупные ветроагрегаты единичной мощностью 1—5 МВт. Диаметр ветроколеса ВЭУ мощностью 4 МВт составляет около 100 м, а высота башни, на которой крепится гондола и ветроколесо — не менее 80 м. Наряду с крупными сетевыми ВЭУ используются и более мелкие установки мощностью от сотен ватт до десятков киловатт. Они применяются для энергоснабжения отдельных автономных потребителей в сочетании либо с электрическими аккумуляторами, либо с дизель-генераторами, чтобы обеспечить постоянное энергоснабжение.

* ВЭУ –ветроэнергетические установки

Несмотря на колебания скорости ветра (ветровой энергии), широкое применение ветроустановок объясняется относительно невысокими удельными капитальными затратами на их создание, порядка 1000 долл./кВт, что ниже, чем при создании энергоустановок на любом другом ВИЭ, за исключением биомассы. Применение ветроустановок не связано с какими-либо выбросами в окружающую среду. Однако их экологичность — предмет дискуссий. Опасения вызывают акустические воздействия и опасность для птиц. Чтобы избежать этих опасений ВЭУ устанавливают в удалении от жилья и вдали от путей массового перелета птиц. В России к наиболее благоприятным районам для применения ветроустановок со среднегодовой скоростью ветра 6-8 м/с относятся побережья северных морей и Тихого океана. В континентальных районах страны, за некоторыми исключениями, среднегодовая скорость ветра составляет 3—4 м/с. Ветроэнергетика в России не имеет такого масштабного развития, как во многих зарубежных странах. Суммарная установленная мощность российских сетевых ВЭУ около 10 МВт. Тем не менее, Россия имеет все потенциальные возможности для развития ветроэнергетики, которые состоят в наличии достаточного потенциала ветровой энергии и освоенного промышленного производства ветроустановок мощностью от единиц кВт до 1 МВт.

Технологические приоритеты в ветроэнергетике состоят в повышении технико-экономических показателей ветроэлектрических установок и станций до уровня полной конкурентоспособности по сравнению с топливными энергоустановками, разработке и практическом применении автоматизированных комбинированных ветро-дизельных энергоустановок для энергоснабжения автономных потребителей.

Геотермальная энергетика использует подземное тепло, содержащееся на глубине, доступной буровой технике сегодняшнего дня. В целом использование геотермальной энергии возможно и целесообразно в районах, где гидротермальные ресурсы расположены на относительно небольшой глубине, особенно в районах вулканической активности, в которых имеются парогидротермальные источники.

Поэтому геотермальная энергетика локализована по указанным месторождениям и не может быть повсеместной.

В настоящее время в мире суммарная установленная мощность ГеоТЭС около $9 \cdot 10^6$ кВт. Они работают главным образом на парогидротермальных месторождениях.

В России месторождения парогидротерм имеются только на Камчатке и Курильских островах. На Камчатке (в дополнение к Паужетской ГеоТЭС, введенной еще в 1967 г.) в последние годы построены Верхне-Мутновская (12 МВт) и Мутновская ГеоТЭС (50 МВт), что составляет существенную часть энергетики полуострова. Более распространенными являются месторождения термальных вод с температурой около и более 100 °С. В России они имеются главным образом на Северном Кавказе, в Западной и Восточной Сибири. Геотермальный флюид с указанной температурой может быть использован в двухконтурных геотермальных энергоустановках с низкокипящим рабочим телом во втором контуре. Турбины на таких рабочих телах могут быть применены и на парогидротермальных ГеоТЭС для утилизации тепла отработавшего флюида и дополнительной выработки электроэнергии. Применение геотермальных энергоустановок на низкокипящих рабочих телах позволит существенно расширить географию геотермальной энергетики. Наряду с производством электроэнергии геотермальные ресурсы широко применяются для теплоснабжения. Суммарное годовое производство тепла на этой основе в мире составляет $13 \cdot 10^9$ кВт·ч (тепловых).

Приоритетные технологические направления в геотермальной энергетике: освоение и широкое применение двухконтурных ГеоТЭС на низкокипящих рабочих телах, что существенно расширит область ее применения, а также позволит значительно повысить КПД парогидротермальных ГеоТЭС; повышение экологичности ГеоТЭС и систем геотермального теплоснабжения, поскольку добываемый геотермальный флюид может содержать вредные вещества, в том числе в виде растворенных газов. Последние могут выделяться из флюида в технологическом цикле ГеоТЭС. Поэтому отработавший флюид должен

закачиваться обратно в пласт. Предварительно в нем должны быть растворены выделившиеся газы, если они представляют опасность для окружающей среды. Эта технология реализована в России на Мутновской ГеоТЭС, являющейся полностью экологически чистой. Подавляющая часть оборудования Мутновской ГеоТЭС сделана в России. Значительная часть капитальных затрат приходится на бурение и обустройство геотермальных скважин, а также на разведочное бурение. Эта проблема — общая и для нефтяной и газовой промышленности — гораздо масштабнее, чем геотермальная энергетика. Все технологические достижения в области бурения в нефтяной и газовой промышленности могут быть и должны использоваться и в геотермальной энергетике.

Малую гидроэнергетику относят к нетрадиционной энергетике, тем не менее она отличается от «большой» только уровнем мощности. Принято считать, что к малым относятся ГЭС, установленная мощность которых не превышает 30 МВт при мощности единичного агрегата не более 10 МВт. В малой гидроэнергетике выделяют также категорию микроГЭС, мощность которых колеблется от сотен ватт до десятков киловатт.

В бывшем СССР малые ГЭС имели достаточно широкое распространение. В 50-е гг. прошлого века их число превышало 6,6 тыс. при суммарной установленной мощности 332 МВт. В последующем их число резко снизилось. Тенденция к сокращению числа малых ГЭС в этот период наблюдалась во многих странах. В последнее время эта тенденция сменилась на обратную. В настоящее время в мире суммарная установленная мощность малых ГЭС $61 \cdot 10^6$ кВт. Малая гидроэнергетика — бурно развивающееся направление. Мощность малых ГЭС невелика, поэтому они, по сравнению с крупными ГЭС, оказывают минимальное негативное влияние на окружающую среду или вообще экологически безопасны. В России потенциал малой энергетики весьма велик. Наибольшая его часть приходится на Дальневосточный и Восточно-Сибирский регионы.

Приоритетные технологические направления в малой гидроэнергетике состоят в унификации и стандартизации оборудования, на высоком уровне его заводской сборки с целью его удешевления, доведении автоматизации

оборудования до уровня, не требующего присутствия на ГЭС обслуживающего персонала.

Приливные электростанции (ПЭС) пока еще не получили широкого распространения. Однако сегодня, после 40 лет успешной эксплуатации пионерных в мире ПЭС РАНС во Франции и Кислогубской ПЭС в России, можно с уверенностью сказать, что приливные электростанции устойчиво работают в современных энергосистемах, выдавая гарантированно постоянную в течение месяца, возобновляемую и экологически чистую электроэнергию.

В настоящее время в мире разведано более 100 створов ПЭС с экономически целесообразным энергопотенциалом 4000 ГВт и возможной выдачей электроэнергии более 200 ГВт ч. В России по результатам проведенных в последнее время НИР и ПИР в ближайшее время представляется целесообразным создание Северной ПЭС (15 мВт) и мощных Мезенской (8 ГВт) и Тугурской (4 ГВт) ПЭС. В более отдаленной перспективе рассматривается строительство Пензенской ПЭС (80 ГВт).

Приоритетные технологические направления в использовании энергии приливов:

- Использование наплавного способа возведения ПЭС с созданием наплавных блоков в заводских условиях, транспортировке их по морю и посадке блоков в створ ПЭС. Использование наплавной технологии снижает затраты на строительство ПЭС практически вдвое.
- Применение на ПЭС новых ортогональных гидротурбин (ось вращения расположена поперек потока), которые за счет снижения материалоемкости и технологической простоты изготовления позволяют снизить стоимость гидросилового оборудования более чем в два раза по сравнению с традиционными осевыми гидротурбинами.
- Сглаживание характерной для ПЭС неравномерности выдачи мощности (периодичность приливов и отливов) за счет использования высокотехнологичных технологий аккумуляции электроэнергии

(производство водорода, использование инерционных накопителей энергии, эффективных прибрежных ГАЭС).

Для реализации перечисленных технологий в створе Кислогубской ПЭС сооружен типовой наплавной блок-модуль ПЭС Мезенской ПЭС с ортогональным гидроагрегатом, который послужит прямым прототипом для строительства мощных ПЭС.

В проектируемой в настоящее время Северной ПЭС предусматривается создание экспериментального модуля по промышленному производству водорода.

Проведенные в последнее время на блок-модуле Мезенской ПЭС исследования подтвердили эффективность предлагаемых технологических направлений использования энергии приливов.

Непосредственное использование **рассеянного тепла окружающей среды** (грунта, воды, воздуха) возможно, если в данной среде имеется естественный природный градиент температуры. Например, в водоемах верхний слой воды, нагреваемый солнцем, теплее нижележащих, более глубоких слоев. В некоторых местах в силу местных климатических и гидрологических особенностей такой градиент в водных слоях достигает значений, при которых возможно применение тепловой машины. На этом принципе созданы экспериментальные энергоустановки, которые, однако, не были эффективны в силу низкого термодинамического КПД. Использование рассеянного температурно однородного тепла невозможно без затраты энергии извне. Устройствами, позволяющими использовать ресурсы низкопотенциального тепла различных природных сред, являются тепловые насосы. Теплонасосная установка (ТНУ) реализует по существу цикл холодильной машины. Затрачивая на работу компрессора единицу энергии и используя низкотемпературное тепло какой-либо из природных сред при температуре (например, 0—20 °С), ТНУ способна отдать потребителю тепловую энергию на температурном уровне 50—60 °С в количестве, которое в 3—5 раз превышает затраты энергии на привод компрессора. Таким образом, коэффициент трансформации энергии в ТНУ в данном примере 3—5. Если на привод компрессора расходуется электроэнергия, полученная на топливной

электростанции с КПД, например, 0,35, то при коэффициенте трансформации энергии, равном трем, экономии первичного топлива мы не получим. Если же этот коэффициент выше, можно говорить об экономии первичного топлива. Коэффициент трансформации энергии возрастает при уменьшении разности температур. Поэтому с помощью ТНУ выгодно использовать сбросное тепло промышленных предприятий (стоки теплой воды, вентиляционные выбросы воздуха из обогреваемых помещений, канализационные стоки и т.п.) или термальную воду. Если применение ТНУ позволяет отказаться от прямого использования электроэнергии для теплоснабжения, то достигается значительная экономия энергии. ТНУ, применяемые для теплоснабжения и горячего водоснабжения в коммунальной сфере, выгодно отличаются от топливных котельных экологической чистотой. ТНУ находят в мире широкое применение. Их число составляет миллионы. В России имеются организации и фирмы как производящие оборудование, так и осуществляющие проектирование, монтаж и наладку ТНУ.

Когда говорят об **энергии биомассы**, то под термином «биомасса» понимается органическое вещество растительного и животного происхождения. Это органическое вещество используют для получения энергии. Биомасса может быть отнесена к возобновляемым источникам энергии только в случае, если ее потребление, например, в годичном цикле не превышает ее естественного прироста в этом цикле. На протяжении истории человечества, когда использовалось только растительное топливо, этот баланс не соблюдался. В результате лесов на земле значительно поубавилось.

Биомасса обладает всеми характеристиками, присущими ископаемому топливу: ее можно запасать и транспортировать, использовать для получения тепла и электроэнергии. К биомассе относятся древесина и отходы лесозаготовок и лесопереработки, отходы сельского хозяйства, в том числе животноводства, бытовые отходы в городах и населенных пунктах. Биомасса может быть использована термической или биологической конверсией. Термическая конверсия путем прямого сжигания издавна использовалась человечеством. Но это наименее

эффективный способ использования биомассы. Более прогрессивный способ — пиролиз и газификация, в процессе которых могут быть получены более калорийные и удобные для использования виды газообразного и жидкого, в том числе моторного топлива. При биологической конверсии осуществляется анаэробное метановое сбраживание биомассы с получением биогаза, основной компонент которого метан. Продуктом биологической конверсии отходов сельского хозяйства (помимо биогаза) являются также высококачественные экологически чистые удобрения.

Основной вид используемой биомассы — древесина и отходы деревообработки. Россия обладает лесными ресурсами, составляющими 24 % мировых. Годовой прирост древесины достигает 1×10^9 м³, возможная ежегодная добыча 38 млн. т у.т. Качество древесины как топлива делает ее пригодной для использования в энергоустановках относительно малой мощности. Газогенераторная установка, работающая на древесине, в восточных лесных районах страны вполне конкурентоспособна с дизель-электрической установкой сопоставимой мощности. В России выпускается оборудование для таких газогенераторных установок, а также комплектное оборудование различной производительности для биологической конверсии биомассы. Экологическое значение использования биомассы в виде различных отходов сельскохозяйственного и бытового происхождения трудно переоценить.

Приоритетная технология в использовании биомассы — повышение эффективности процессов получения моторного и другого более удобного для применения и более калорийного топлива по сравнению с исходным материалом.

Водород как энергоноситель не относится к возобновляемым источникам энергии, но **водородная энергетика** вполне соответствует понятию «нетрадиционная» энергетика. Главное преимущество водорода — экологическая чистота, так как продукт его прямого сгорания или применения в электрохимических генераторах (топливных элементах) вода.

Основная трудность в реализации водородной энергетики (в том числе и при использовании водорода как топлива для транспортных средств) в том, что в

природе водород как таковой отсутствует, он находится в химическом соединении с другими элементами, главным образом с кислородом (вода) и углеродом (углеводороды). Таким образом, прежде чем использовать водород, его надо получить. Для этого требуется затратить энергию. Один из основных способов получения водорода — электролиз воды. Далее полученный водород можно сжигать в паротурбинном цикле для получения электроэнергии либо использовать с той же целью в топливных элементах. Их КПД достигает 70 %. КПД электролизера не превышает 0,8—0,9, поэтому суммарный КПД системы электролизер—топливный элемент около 0,6. Чтобы получить на выходе системы единицу электроэнергии нужно затратить в электролизере 1,6—1,7 единиц энергии.

При конверсии углеводородов с получением водорода затрачивается меньше энергии, чем при электролизе воды. Однако углеводороды сами по себе качественные виды топлива, в том числе моторного.

По энергоемкости на единицу массы водород существенно превосходит любые другие энергоносители, но уступает им всем по объемному показателю, т.е. по энергоемкости на единицу объема. Поэтому хранение водорода, в том числе на борту транспортного средства, достаточно серьезная проблема.

Проблема водородной энергетики активно разрабатывается, обсуждается в научной печати и на многочисленных конференциях вот уже более тридцати лет, тем не менее эта проблема содержит больше вопросов, чем ответов. Можно лишь обозначить приоритетные задачи в области водородной энергетики: повышение эффективности реформинга углеводородного топлива с получением водорода, в том числе на борту транспортного средства; повышение эффективности паровой конверсии угля с выделением водорода из получаемого синтез-газа; исследование возможностей получения водорода из биомассы с помощью биологической конверсии; повышение объемной энергоемкости при хранении водорода путем применения наноразмерных структур вместо металлогидридов. Водородная энергетика в начале долгого пути, который ей предстоит пройти.

1.4.2. Электропередача

Сетевое хозяйство Российской Федерации чрезвычайно разнообразно. Общая протяженность **воздушных линий электропередач**, входящих в состав ЕЭС России, напряжением 0,38—1150 кВ на 1 января 2007 г. составляла свыше 3 млн. км в одноцепном исчислении, в том числе по классам напряжений:

0,38 кВ — 1250 тыс. км;
3—6 кВ — 90 тыс. км;
10 кВ — 1110 тыс. км;
15—20 кВ — 6 тыс. км;
36—60 кВ — 160 тыс. км;
110—154 кВ — 296 тыс. км;
220 кВ — 102 тыс. км;
330 кВ — 10,5 тыс. км;
400 кВ — 0,1 тыс. км;
500 кВ — 37,1 тыс. км;
750 кВ — 3 тыс. км;
800 кВ — 0,2 тыс. км;
1150 кВ — 0,8 тыс. км¹.

В обозримом будущем высшим классом напряжения в ЕЭС России останется 1150 кВ для сетей переменного тока и 1500 кВ для передачи постоянного тока.

Сеть 750 кВ будет развиваться в европейской части ЕЭС России для усиления связей между ОЭС Северо-Запада и Центра, повышения надежности выдачи мощности АЭС, находящихся в этой зоне.

Сети 500 кВ будут использованы для присоединения ОЭС Востока к ЕЭС России, усиления основных связей в ОЭС Северного Кавказа, Центра, Поволжья, Урала, Сибири а также для развития межсистемных связей между ОЭС России.

Сеть 330 кВ продолжит выполнять системообразующие функции в ряде энергосистем и ОЭС европейской части России и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций.

¹ ЛЭП построена в габаритах 1150 кВ, но работает на напряжении 500 кВ

Протяженность вводимых электрических сетей напряжением 330 кВ и выше до 2015 г. в высоком, базовом и низком вариантах роста уровня электро- и теплopotребления оценивается соответственно 25, 20 и 15 тыс. км.

Основные тенденции в развитии сетей 220 кВ: усиление распределительных функций; сокращение длины участков; повышение плотности электрических сетей. В ряде энергосистем Дальнего Востока (Сахалинэнерго, Магаданэнерго, Камчатэнерго), а также европейской части страны (Архэнерго) эти сети останутся основными. Минимальная протяженность линий электропередачи 220 кВ, которые предполагается ввести до 2015 г., оценивается в 15 тыс. км.

Сети 110 кВ получили большое развитие во всех энергосистемах и изолированно работающих энергоузлах России. Основное направление в развитии сети 110 кВ — дальнейший охват ими территории России с целью повышения надежности электроснабжения потребителей. Минимальная протяженность вводимых линий электропередачи 110 кВ до 2015 г. оценивается в 55 тыс. км.

В распределительных сетях в качестве основной сохранится существующая система напряжений: НО-35-10(6)-0,4 кВ. Их развитие будет осуществляться путем приоритетного развития сетей ПО кВ и перевода линий электропередачи на более высокое напряжение (с 6 на 10 кВ и с 35 на 110 кВ).

Основные направления развития распределительных электрических сетей: опережающее развитие сетей 35—110 кВ; взаиморезервирование сетей 10 кВ; автоматизация и телемеханизация электросетевых объектов; разукрупнение центров питания; широкое внедрение изолированных проводов; внедрение автономных энергоисточников. Необходимый ввод линий электропередачи сельскохозяйственного назначения оценивается протяженностью порядка 2400 тыс. км. Реализация основных направлений развития распределительных электрических сетей требует участия государства в финансировании соответствующих работ.

Наряду с формированием ЕЭС России на обжитой территории страны, до 2015 г. может потребоваться решение сложной технико-экономической задачи формирования и объединения энергосистем и энергоузлов в малообжитых,

удаленных от основных энергетических центров районов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Характерными для этой зоны являются: большая удаленность друг от друга промышленных и энергетических узлов; высокая стоимость добычи топлива и его доставки к местам использования. Для объединения этих энергоузлов и энергосистем и присоединения их к ЕЭС России наряду с линиями электропередачи переменного тока можно рассматривать возможность использования электропередачи постоянного тока.

В период до 2020 г. предстоит решить ряд других актуальных задач. Одна из них — повышение управляемости электрических сетей за счет широкого применения различных управляемых элементов, в том числе управляемых реакторов, статических тиристорных компенсаторов, фазоповоротных трансформаторов, более современных устройств РПН для трансформаторов и автотрансформаторов, вставок постоянного тока и т.д. Применение этих средств управления повысит пропускную способность электрической сети, улучшит качество электрической энергии, повысит надежность и экономичность работы электрических сетей.

Важная задача — повышение степени компенсации реактивной мощности в электрических сетях 750 и 500 кВ, уровень которой в сетях 750 кВ в настоящее время оценивается 80 %, в сетях 500 кВ — 35 %. Целесообразно степень компенсации реактивной мощности в сетях 750 кВ довести до 100 %, а в сетях 500 кВ — до 80—100 %.

Требуемая высокая надежность электроснабжения заставляет искать различные пути усиления сетей при наличии жестких экономических ограничений. За рубежом в последние годы наблюдается существенное продвижение в этом направлении. Кроме прокладки новых линий в широких масштабах проводится реконструкция воздушных линий (ВЛ) с применением новых типов проводов и опор для повышения нагрузочной способности при минимальном отчуждении земель под коридоры линий электропередач (ЛЭП).

Наиболее эффективный метод повышения пропускной способности ВЛ (без какой-либо реконструкции опор) — замена типа провода. Новые типы проводов с высокой термостойкостью (до 212 °С) и малым провесом позволяют повысить пропускную способность более чем вдвое. В разных странах мира разработано много типов проводов, позволяющих существенно повысить нагрузку высоковольтных линий (ВЛ). В качестве примера можно привести их применение в энергокомпании National Grid (Великобритания). Анализ показал, что наиболее эффективным в отношении возможности повышения температуры при допустимом провесе является провод из циркониевого сплава и высокотемпературного алюминия, усиленный стальной сердцевиной с зазором относительно провода (GZTACSR). Однако более экономично применение сталеалюминиевого провода с трапецидальной формой жил (ACSSW), который сравнительно немного дороже обычного сталеалюминиевого провода ACSR, но дешевле, чем другие провода. Пример другого решения — увеличение сечения провода с соответствующим усилением опор либо замена проводов ACSR на провода TACFR с полимерным сердечником из эпоксидной смолы, армированной высокопрочными углеродными волокнами.

В связи с необходимостью усиления сетей в России следует разработать и широко внедрять такие провода. За рубежом активно применяются провода, совмещенные с волоконно-оптическими линиями связи. Это технически и экономически целесообразное решение в России также применяется при строительстве новых и реконструкции старых ЛЭП (провода с оптико-волоконными каналами типа OPGW).

Протяженность подземных **кабельных сетей** исчисляется сотнями тысяч километров. Только в Москве находится в эксплуатации около 20 тыс. км силовых кабелей низкого напряжения 0,4 кВ, 36 тыс. км кабелей среднего напряжения 10 кВ и около 760 км кабелей высокого напряжения 110, 220 и 500 кВ. Большая часть силовых кабелей, находящихся в эксплуатации, — это кабели старых конструкций с пропитанной бумажной изоляцией в свинцовых и алюминиевых оболочках (доля последних около 50 %). Сроки эксплуатации кабельных линий (КЛ) высокие — 40 лет и более. Соответственно кабели имеют высокие показатели удельной

повреждаемости. Поэтому задача организации производства новых высоконадежных кабелей является крайне актуальной. Такими кабелями являются кабели последнего поколения с изоляцией из СПЭ*, стойкого к развитию в изоляции водных триингов, рассчитанные на длительный срок эксплуатации, в том числе в неблагоприятных условиях подземной прокладки (химически агрессивные и обводненные грунты). Помимо высокой надежности, СПЭ-кабели имеют ряд эксплуатационных преимуществ перед кабелями с пропитанной бумажной изоляцией: повышенная на (17—25 %) пропускная мощность; низкая трудоемкость при монтажах и обслуживании; прокладка без ограничения разности уровней на трассах.

Другая важная проблема, связанная с кабельной техникой, — повышение пожаробезопасности кабелей и проводов. В настоящее время в России кабели пожаробезопасного исполнения получили широкое распространение пока на объектах атомной энергетики, их применение рекомендуется и для других потребителей.

Проблема повышения передаваемой мощности и минимизации потерь энергии в силовых кабелях имеет давнюю историю. В кабелях на основе традиционных материалов (медь, алюминий) существенный прогресс всегда был связан с использованием новых изоляционных композиций за счет повышения класса электрического напряжения. Сверхпроводящие кабели (СПК) позволяют увеличить передачу энергии до единиц-десятков гигаВольт-ампер за счет повышения плотности тока при снижении потерь энергии и без изменения или при снижении класса напряжения.

Прогресс в области разработки высокотемпературных сверхпроводников возродил интерес к созданию СПК на основе высокотемпературной сверхпроводимости. В США, Японии к настоящему времени достаточно продвинуты работы по созданию СПК. Интерес к ним связан еще и с тем, что либерализация рынка сбыта электроэнергии в западных странах заставляет энергетические компании и сети заботиться об увеличении пропускной

* СПЭ — сшитый полиэтилен — химический термин.

способности передающих линий. Основные преимущества СПК перед традиционными:

- увеличение единичной передаваемой мощности на линиях тех же габаритов;
- повышение эффективности передачи в связи с малыми потерями энергии и повышение качества электроэнергии;
- увеличение срока жизни кабеля;
- увеличение критической длины кабеля;
- экологическая чистота и пожаробезопасность;
- возможность передачи большей мощности при пониженном напряжении.

По оценкам различных специалистов, СПК на основе высокотемпературной сверхпроводимости становятся экономически конкурентоспособными в сравнении с обычными при уровне передаваемой мощности 0,3 — 0,5 ГВ·А.

Решению проблем надежного функционирования ЕЭС и увеличения пропускной способности системообразующих связей, оперативного регулирования реактивной мощности способствует развитие **управляемых систем электропередачи переменного тока (FACTS)***.

Устройства FACTS фактически превращают электрические сети из пассивных транспортных средств передачи электроэнергии из одного пункта в другой в «активные» устройства, которые позволяют изменять параметры электрической сети в зависимости от режимных условий с требуемым быстродействием. В последнее время к статическим устройствам FACTS стали относить также разнообразные типы управляемых шунтирующих реакторов (УШР), обеспечивающих регулирование напряжения в электрических сетях при значениях активной мощности в границах от нуля до так называемой натуральной мощности. Электромашинные устройства FACTS представляют собой комплексы,

*Заглавные буквы термина «Управляемые системы электропередачи переменного тока» на англ. яз.

состоящие из асинхронизированных машин, генераторов, компенсаторов для объединения электроэнергетических систем.

Во всем мире применению технологии и устройств FACTS в электроэнергетических системах уделяется большое внимание. Статические устройства и технологии FACTS создаются всеми ведущими мировыми производителями оборудования: ABB, Сименс, Арева и др. В нашей стране наблюдается отставание в области их производства и освоения в эксплуатации. В области же электромашинных устройств FACTS Россия занимает лидирующее положение в мире.

1.4.3. Оперативно-диспетчерское управление

Основой для осуществления оперативного и автоматического управления является *телеинформация*, поступающая от энергообъектов в диспетчерские центры РДУ, ОДУ и ЦДУ. Однако объем, качество и надежность передаваемой телеинформации пока еще не в полной мере соответствуют современным требованиям. Так, объем телеинформации, используемой на зарубежных диспетчерских пунктах, в среднем на порядок больше, чем на отечественных.

Устройства телемеханики, датчики телеизмерений, применяемые в отечественной электроэнергетике, в своей основной массе устарели и не обеспечивают необходимой надежности и точности. Сеть связи на объектах нижнего уровня ограничивает скорость передачи телеинформации в пределах 50—200 бит/с (за рубежом 2400—9600 бит/с).

За последние годы удалось значительно обновить парк счетчиков электроэнергии. Практически на 80 % присоединений 220—500 кВ установлены электронные счетчики класса точности 0,2—0,5 как отечественного производства, так и импортные. Оснащение указанными устройствами позволяет обеспечить длительное автономное хранение информации в памяти счетчиков и создавать более гибкие структуры сбора информации от энергообъектов.

Кроме того, во всех вводимых в эксплуатацию автоматизированных системах коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) организована регистрация средних

получасовых значений мощности (электроэнергии) по каждому присоединению и накопительных значений потребленной электроэнергии за каждые сутки, неделю, месяц на основе данных, получаемых от счетчиков с импульсным или цифровым выходом.

Таким образом, существенно повышается объем телеинформации от генерирующих источников, следующим шагом является расширение объема телеинформации от подстанций разного уровня.

Наличие достаточного объема телеинформации в режиме реального времени позволяет повысить эффективность **автоматизированных систем диспетчерского управления** (АСДУ) ЕЭС России. АСДУ играли, играют и будут играть исключительно важную роль в обеспечении диспетчера необходимой достоверной информацией, поддержке его решений, во многом определяя соблюдение требований надежности, качества и экономичности электроснабжения.

Помимо развития систем АСДУ необходимо постоянно совершенствовать систему **противоаварийного управления ЭЭС**, которая обеспечивает координацию работы устройств противоаварийной автоматики. Главная задача этой системы — предотвращение аварии, а в случае ее возникновения - прерывание каскадного развития аварии и переход к установившемуся послеаварийному режиму.

В ближайшем будущем следует ожидать внедрения в рассматриваемую систему новой элементной базы и современных информационных технологий для повышения ее адаптивности, надежности и эффективности работы. Особое значение имеет дальнейшее развитие важнейших составляющих этой системы — советчиков диспетчера по восстановлению ЭЭС, работа над созданием которых находится в начальной стадии.

Противоаварийная автоматика в ближайшие годы будет развиваться в направлении создания верхних уровней иерархии, обеспечивающих координацию региональных и локальных устройств автоматической дозировки управляющих воздействий.

Совершенствование системы телепередачи должно обеспечить повышение скорости, надежности и объема информации, необходимых для решения задач координации.

Локальные устройства дозировки, а также пусковые и исполнительные устройства на энергообъектах будут переведены на микропроцессорную базу и связаны информационно с локальными сетями АСУ ТП подстанций и электрической части станций.

Быстродействующая и надежная передача команд противоаварийной автоматики требует совершенствования технологической связи и телемеханики. Основное направление технического перевооружения и развития средств связи — внедрение цифровых систем передачи и коммутации с переходом к широкополосным цифровым сетям и к интеллектуальным сетям. Переход к цифровой первичной сети связи будет осуществляться преимущественно путем широкого внедрения ВОЛС с подвеской оптических кабелей на линиях электропередачи и прокладкой кабелей для организации выходов на узлы связи Министерства связи и других ведомств.

Развитие систем противоаварийного управления требует не только совершенствования координации работы устройств, но и совершенствования самих систем автоматики.

Развитие отрасли потребует модернизации систем регулирования паровых турбин и технического перевооружения АСУ ТП блоков с целью повышения маневренности тепловых электростанций и участия их в первичном регулировании частоты за счет развития систем *автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ)*.

Техническое перевооружение АРЧМ должно обеспечить поддержание качества электроэнергии по частоте, предотвращение перегрузки связей, экономию затрат на топливо в целом по ЕЭС.

Особое внимание в связи с утяжелением режимов работы ЭЭС будет уделяться совершенствованию систем *автоматического регулирования напряжения (АРН) и реактивной мощности*. АРН требует развития

производства управляемых средств компенсации реактивной мощности и FACTS: статических тиристорных преобразователей (СТК), управляемых шунтирующих реакторов (УШР), асинхронизированных синхронных генераторов (АСГ) и др.

На электростанциях необходимо внедрение групповых систем регулирования возбуждения генераторов (ГУВ).

Регулирование напряжения в узловых точках сети во многих случаях является локальной проблемой. Однако в отдельных регионах потребуется создание централизованных систем, обеспечивающих оптимизацию распределения реактивной мощности между отдельными ее источниками с целью снижения потерь электроэнергии в сетях.

Произошедший за последние годы в мире скачок в техническом совершенствовании *автоматики релейной защиты*, выразившийся в появлении микропроцессорных устройств, определяет необходимость ориентации на их широкое внедрение в практику проектирования и эксплуатации. Использование такой техники позволит перейти к качественно новому поколению устройств, которые в отличие от электромеханических и статических (полупроводниковых и микроэлектронных) устройств дадут возможность реализовать более сложные и совершенные алгоритмы, они обладают свойством расширенной самодиагностики и практически неограниченными возможностями интеграции с АСУ ТП энергообъектов.

Вместе с тем микропроцессорные устройства вносят новые качества как в идеологию *автоматики релейной защиты*, так и в практику ее эксплуатации. Требуется решение сложных и важных проблем, связанных с помехоустойчивостью и электромагнитной совместимостью, сигнализацией, управлением коммутационной аппаратурой, обеспечением дальнего резервирования, согласованием уставок дистанционных защит от замыканий на землю и т.п.

1.4.4. Электромашиностроение и электротехника

Большую часть производимой на российских электростанциях электроэнергии вырабатывают **турбогенераторы** ТЭС и АЭС. В настоящее время установленная мощность действующего парка турбогенераторов мощностью 25—1200 МВт на тепловых электростанциях России составляет около 120 тыс. МВт. В эксплуатации находится около 1200 турбогенераторов; из них мощностью 25—50 МВт — около 350; 60—1200 МВт около 850. Более 50 % общего числа турбогенераторов, установленных на электростанциях России, отработали устанавливаемый стандартами минимальный срок службы. Их суммарная мощность превышает 60 тыс. МВт.

В России разработаны и выпускаются серии ТВВ и ТЗВ турбогенераторов с водородным и полностью водяным охлаждением на весь требуемый диапазон мощностей. Созданы головные образцы турбогенераторов мощностью до 160 МВт с воздушным охлаждением, разрабатываются подобные турбогенераторы мощностью до 350 МВт. По предельным мощностям, КПД, удельной материалоемкости, гарантированной надежности отечественные генераторы последних конструкций находятся на уровне мировых достижений.

Зарубежные фирмы опередили отечественное электромашиностроение по предельным мощностям турбогенераторов с полностью воздушным охлаждением. Освоено производство таких генераторов мощностью до 350 МВт, создана головная машина мощностью около 500 МВт. Наблюдается отставание российской энергетики от передового зарубежного опыта в области практического применения автоматизированных систем диагностики.

Компанией АBB созданы генераторы с обмоткой кабельного типа, работающие непосредственно на сеть без повышающего трансформатора, в том числе турбогенератор рабочим напряжением 136 кВ. Японские фирмы проводят успешные эксперименты со сверхпроводниковыми турбогенераторами (три образца мощностью по 70 МВ $\times$ А).

Важнейшим перспективным, опережающим мировой уровень достижением отечественной электроэнергетики является разработка и освоение производства

асинхронизированных турбогенераторов (АСТГ), обладающих значительно лучшими, чем традиционные синхронные турбогенераторы возможностями положительного воздействия на режим работы энергосистем, по их управляемости, устойчивости, диапазону выработки, особенно потреблению из сети реактивной мощности. Два самые мощные в мире АСТГ мощностью 200 МВт, изготовленные заводом «Электротяжмаш» (г. Харьков), более 20 лет эксплуатируются на Бурштынской ГРЭС (Украина). Ныне ОАО «Электросила» (г. С. Петербург) разработана серия АСТГ 110—220—320 МВт. Головной образец АСТГ мощностью 110 МВт с 2003 г. успешно эксплуатируется на ТЭЦ-22 ОАО «Мосэнерго».

Применение АСТГ в составе «легкого» агрегата паротурбинной установки (ПТУ) позволяет повысить динамическую устойчивость энергетической установки. ПТУ с АСТГ способны работать в широком диапазоне регулирования мощности от выдачи до глубокого потребления, т.е. являются маневренными энергоблоками в отношении активной и реактивной мощности. При этом может быть повышен КПД ПТУ в целом за счет оптимизации загрузки по реактивной мощности синхронных турбогенераторов и АСТГ. Данное техническое решение по применению АСТГ в составе ПТУ не имеет мировых аналогов и может найти достойное применение в программах по созданию и применению ПТУ в энергосистемах России.

На ГЭС России установлено 256 **гидрогенераторов** мощностью 50 МВт и более, причем около 60% из них проработали без коренной реконструкции 25 лет и более. Отечественные гидрогенераторы по максимальной мощности машин находятся на передовом мировом уровне, агрегаты Саяно-Шушенской ГЭС имеют мощность по 640 МВт. За рубежом изготавливаются гидрогенераторы мощностью до 700 МВт.

Отставание по сравнению с зарубежным уровнем наблюдается в использовании крупных двигатель-генераторов для ГАЭС. В России эксплуатируются лишь машины Загорской ГАЭС мощностью по 200 МВт. За рубежом освоены и в большом количестве эксплуатируются обратимые машины мощностью 250—300 МВт. Японские фирмы производят обратимые двигатель-

генераторы на базе асинхронизированных машин, способные работать с регулируемой частотой вращения, что существенно повышает эффективность работы ГАЭС. Компания ABB разработала гидрогенераторы с обмоткой кабельного типа, работающие непосредственно на сеть высокого напряжения.

Электродвигатели систем собственных нужд ТЭС и АЭС. Электропривод механизмов собственных нужд ТЭС осуществляется асинхронными короткозамкнутыми электродвигателями мощностью от 200 до 8000 кВт, с частотой вращения 300—3000 об/мин, напряжением от 0,4 до 6 кВ. Особенность парка двигателей электростанций России в том, что до конца 80-х гг. энергоблоки комплектовались асинхронными двигателями общепромышленного назначения, с конца 70-х гг. уже не соответствовавшими изменившимся условиям работы (маневренные режимы, частые пуски, повышенные моменты инерции новых механизмов). Двигатели этих серий недостаточно надежны. В начале 90-х гг. начат выпуск двигателей новых серий, отвечающих специально разработанным требованиям для асинхронных двигателей собственных нужд ТЭС и имеющих более высокую надежность. Новые серии по своим техническим данным соответствуют лучшим мировым образцам. В настоящее время на электростанциях России в системе собственных нужд энергоблоков продолжает находиться в эксплуатации большое количество электродвигателей, отработавших свой ресурс, физически и морально устаревших.

Существенно важное направление — развитие регулируемого электропривода механизмов собственных нужд. За рубежом такой привод нашел широкое применение. Регулируемый электропривод обеспечивает снижение расхода электроэнергии на 25—40 %, повышает ресурс работы оборудования благодаря исключению пусковых токов и моментов. Применяются для питательных насосов специальные высокооборотные двигатели (600 об/мин и выше) в сочетании с преобразователями частоты.

В России объем внедрения регулируемых электроприводов на ТЭС и АЭС существенно ниже, чем за рубежом. Исключение составляет ОАО «Мосэнерго», на ТЭС и насосно-перекачивающих станциях которого еще в течение 1991—2000 гг.

осуществлено массовое внедрение (около 30 комплексов) регулируемых электроприводов мощностью от 630 до 4000 кВт.

Общая мощность установленных **силовых трансформаторов** на подстанциях 35—750 кВ энергосистем России составляет в настоящее время 573,7 ГВ·А (в том числе на подстанциях 35—110 кВ — 269,9 ГВ·А). Эксплуатируются силовые трансформаторы на напряжение от 6 до 1150 кВ и номинальной мощностью от 5 кВ·А до 1200 МВ·А.

По предельным мощностям отечественные силовые трансформаторы находятся на мировом уровне. Опережение в части освоения 1150 кВ имеет место в разработке и кратковременной опытной эксплуатации таких трансформаторов и шунтирующих реакторов. Технический уровень наших силовых трансформаторов значительно ниже зарубежного по эксплуатационным характеристикам из-за отставания в части материалов с необходимыми параметрами. Значительная часть аварий происходит из-за низкой надежности вводов. Отрицательная особенность наших трансформаторов — повышенные потери. Ряд типов трансформаторов большой мощности не имеют достаточной динамической стойкости к воздействию КЗ.

Крупнейшими производителями трансформаторов в мире являются компании General Electric и Westinghouse. На их долю приходится около одной трети всей трансформаторной продукции в мире. Ежегодно эти фирмы производят трансформаторы общей мощностью около 100 млн. кВ·А на сумму примерно 3 млрд долл. Далее по объему производства следуют японские фирмы (Hitachi, Toshiba, Fuji, Mitsubishi). Япония производит трансформаторов больше, чем любая европейская страна.

Крупнейшие производители трансформаторов в Европе — концерн ASEA-Brown Boveri, фирмы Trafo-Union, General Electric-Alstom, Jeumont-Schneider, Ansaldo, ACEC, NEI, Hawker Siddeley. Крупнейший завод в Европе — в Нюрнберге, фирмы Trafo-Union (Siemens). Он может производить в год

трансформаторы общей мощностью более 40 млн кВ·А. Примерно такими же производственными возможностями обладает ПО «Запорожтрансформатор» (Украина). Зарубежными фирмами выпускаются силовые трансформаторы на напряжения до 765 кВ. В Японии изготовлены и испытаны на месте установки три фазы по 1000 МВ·А группы 1050/525 кВ силового трансформатора для ВЛ 1000 кВ.

Весьма актуальным является снижение потерь в современных трансформаторах. Введенное за рубежом в последние 10—15 лет понятие «капитализированные потери» — стоимость электроэнергии, расходуемой на потери в трансформаторе за все время срока его службы — используется для оценки экономичности трансформатора. Трансформатор считают неэкономичным, если капитализированные потери превышают его стоимость. Борьба с потерями в первую очередь относится к потерям холостого хода. Используются электротехнические стали с пониженными потерями, оптимизируется конструкция сердечника и технология его сборки. Стремление к снижению потерь стимулирует применение сердечников из аморфных сплавов. Так, для трансформаторов мощностью 300 кВ·А и 2 МВ·А фирмы Hitachi с сердечниками Metglas потери холостого хода на 20 % меньше обычных. Наиболее широкое распространение такие трансформаторы получили в США и Великобритании. Быстро развивается трансформаторостроение с использованием элегазовой изоляции, что решает многие вопросы экологии. Следует ожидать применения элегазовой изоляции на трансформаторах мощностью более 100 МВ·А и на напряжения вплоть до самых высших классов. Уже шесть лет работает трансформатор фирмы Mitsubishi с изоляцией элегаз + перфлуорокарбон и жидкостным охлаждением мощностью 300 МВ·А на напряжение 275 кВ.

Трансформаторы меньшей мощности за рубежом применяются довольно широко, особенно для глубокого ввода высоких напряжений в крупные города. Высокая стоимость таких трансформаторов пока ограничивает их применение. Перспективы развития сверхпроводниковых трансформаторов достаточно широки, однако нынешние затраты на создание прототипов чрезвычайно велики. Разработки таких трансформаторов ведутся уже около 25 лет. Созданы

действующие образцы (прототипы) на высокотемпературных сверхпроводниках мощностью до 10 МВ·А, существуют проекты сверхпроводниковых трансформаторов мощностью до 1000 МВ·А.

Новая разработка концерна АББ — взрыво- и пожаробезопасные трансформаторы без масла с обмоткой, выполненной кабелем с полиэтиленовой изоляцией и воздушным охлаждением. Изготовлены прототипы таких трансформаторов мощностью 10 МВ·А на напряжение 52/17 кВ, 16 МВ·А 78/11 кВ и 20 МВ·А 140/6,6 кВ, работающие на подстанциях в Швеции.

Парк трансформаторного оборудования ЕЭС России имеет большую долю оборудования, отработавшего установленный стандартами минимальный срок службы. К 2005 г. около половины трансформаторов имело срок службы более 25 лет. Опыт показывает, что продление службы до 30—40 лет возможно при условии грамотного обслуживания, наблюдения за состоянием трансформатора и своевременного устранения развивающихся дефектов. Срок службы 45—50 лет — критический.

Ситуация со старением парка силовых трансформаторов в мире аналогична. По данным организации Newton-Evans Research Company, в мире из почти 100 тыс. трансформаторов в магистральных сетях 25 % считаются «критическим оборудованием» (большая наработка, признаки дефектов, особая роль в системе). Для наблюдения за состоянием этих трансформаторов 13 % из них оснащены системами мониторинга, в ближайшие годы предполагается довести эту цифру до 36 %.

Сегодня актуальными являются следующие направления в эксплуатации трансформаторов:

- определение широкого круга дефектов трансформаторов с помощью газохроматографического анализа проб масла, измерения интенсивности частичных разрядов электрическими и акустическими методами;
- выявление старения твердой изоляции с помощью анализа фуранов в пробе масла без вскрытия трансформатора;

- определение температуры наиболее нагретых точек с помощью точечных и распределенных оптических датчиков;
- внедрение методики оценки увлажнения изоляции.

Количество **измерительных трансформаторов** 110—750 кВ, установленных в энергосистемах, примерно на порядок превосходит количество крупных силовых трансформаторов. Срок службы измерительных трансформаторов, установленных на подстанциях России, примерно соответствует срокам службы силового оборудования. Трансформаторы тока типа ТФЗМ 110—500 кВ имеют существенный изъян — недостаточную защиты от атмосферной влаги, причем трансформаторы напряжения, забракованные по показателям увлажнения изоляции или повышения напряжения на вторичной стороне, подлежит замене. Восстановление их невозможно.

В настоящее время Раменским электротехническим заводом выпускаются антирезонансные индуктивные трансформаторы напряжения 110—220—330 кВ, имеющие по сравнению с емкостными трансформаторами напряжения лучшую стабильность в наивысших классах точности, меньшие погрешности в переходных процессах, большую нагрузочную способность и более выгодное соотношение стоимость-качество. Однако с ростом номинального напряжения конструкция трансформаторов этой серии сильно усложняется. Поэтому эта серия антирезонансных трансформаторов напряжения ограничивается классом напряжения 330 кВ включительно.

Зарубежные фирмы широко используют на практике измерительные трансформаторы тока (ТТ) с элегазовой изоляцией. Их преимущества таковы:

- низкая пожароопасность из-за отсутствия масла;
- наличие мембранного предохранительного устройства для предотвращения разрушения и пожара при коротком замыкании внутри ТТ;
- ТТ, заполненный элегазом, имеет меньшую массу;
- обслуживание ТТ в эксплуатации сводится к мониторингу давления элегаза в ТТ;

- контроль качества элегаза методом взятия проб не требуется;
- правильно выбранные и изготовленные уплотнения в конструкции ТТ обеспечивают его эксплуатацию без подпитки элегазом 15—20 лет.

В последние годы применяются также измерительные преобразователи на оптоволоконной технике, отличающиеся высокой точностью измерений.

За пределами 2010—2015 гг. можно ожидать применение сверхпроводниковых трансформаторов, с более высоким КПД, пожаробезопасностью, меньшими габаритами.

Для эффективного функционирования электрических сетей и энергосистем большое значение имеет **коммутационная аппаратура**. В электрических сетях Российской Федерации в эксплуатации находится около 4000 воздушных выключателей напряжением 110—750 кВ и 10 тыс. масляных выключателей, в том числе 2000 малообъемных, напряжением 110—220 кВ. Имеется небольшое количество элегазовых выключателей отечественного и зарубежного производства. Но большая доля коммутационной аппаратуры морально и физически устарела. Отставание от зарубежного уровня весьма значительно, в том числе по массогабаритным показателям, коммутационной способности и особенно ресурсу работы. За рубежом широкое распространение получили элегазовые и вакуумные выключатели, обладающие гораздо более высокими показателями, чем масляные и воздушные, применяемые в наших энергосистемах. Генераторные выключатели отечественного производства на большие мощности не выпускались, что приводило к использованию основных схем электростанций, имеющих невысокую надежность. Все сказанное выше о выключателях относится и к разъединителям морально устаревших конструкций, применяемых в наших сетях и на электростанциях. Значительная часть (около 40 %) масляных и воздушных выключателей, эксплуатируемых в ЕЭС России, прежде всего на напряжения 110 и 220 кВ, отработала установленный нормативными документами срок службы. Отработали свой нормативный ресурс 90 % выключателей МКП-110, 40 % выключателей У-110, 30 % выключателей, ВВН-110, 40 % выключателей ВВН-220.

Программа технического перевооружения и реконструкции Единой национальной электрической сети предусматривает замену выключателей, отработавших свой ресурс. Прежде всего должна производиться замена воздушных и масляных выключателей. При замене должны использоваться элегазовые выключатели, имеющие высокую надежность, высокие механический и коммутационный ресурсы, обеспечивающие надежную коммутацию индуктивных и емкостных нагрузок, позволяющие организовать их эксплуатацию при минимальных эксплуатационных издержках без воздухоприготовительных установок и маслохозяйств.

По данным СИГРЭ, в зарубежных сетях парк элегазовых выключателей для различных классов напряжения составляет: 110 кВ — 52 %; 220 кВ — 55 %; 330 кВ — 69 %; 500 кВ — 66 %; 750 кВ — 92 %. Среди выключателей, установленных за последние 10 лет, доля элегазовых составляет 93 %.

Сейчас за рубежом ведущие фирмы практически полностью перешли на выпуск комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) и элегазовых выключателей для открытых распределительных устройств (ОРУ) на классы напряжения 110 кВ и выше, а также вакуумных выключателей на напряжение 6—35 кВ (с некоторой долей элегазовых выключателей и КРУЭ).

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) — это совокупность коммутационных, измерительных и других аппаратов и устройств, заключенных в герметичную металлическую оболочку, заполненную элегазом. КРУЭ изготавливается либо как комплекс различных функциональных единиц (ячеек), каждая из которых выполняет функцию какой-либо электрической схемы распределительного устройства (РУ), либо как комплекс всех необходимых элементов в соответствии с заданной схемой. В последнее время в отечественной и мировой практике конкретизировались области применения КРУЭ:

- это крупные города, где из-за большой плотности застройки, высокой стоимости земли и необходимости ввода напряжения, в основном прокладки кабельных линий в центральные районы, альтернативы КРУЭ просто не

существует. Строительство подстанций возможно как в виде отдельных зданий из сборных блоков, так и в виде подвальных подземных сооружений;

- труднодоступные районы, особенно районы вечной мерзлоты с полностью автоматизированными подстанциями;
- объекты металлургии и химии, а также ТЭЦ при сильно загрязненной атмосфере;
- береговые районы с солевыми туманами;
- гидростанции в скальном грунте с ограниченными или трудно осваиваемыми площадями под подстанциями;
- подстанции с ультравысоким напряжением 750 кВ и выше, где эксплуатация традиционного оборудования сильно затруднена, в том числе по соображениям экологии, а само оборудование не может быть выполнено с необходимыми характеристиками надежности.

Наряду с минимизацией размеров оборудования применение элегаза ввиду его специфических физико-химических свойств и герметизированной конструкции оборудования придает КРУЭ и входящим в его состав элементам еще ряд преимуществ. Это защита обслуживающего персонала от воздействия электрических и магнитных полей; повышенная безопасность обслуживания; отсутствие атмосферных воздействий на работу изоляции, контактных и конструктивных элементов и пр.

Комплексность конструкции КРУЭ облегчает проектные работы, сокращает трудоемкость и сроки их выполнения. В то же время компактность и малогабаритность КРУЭ, а также высокая заводская готовность их элементов, поступающих на монтаж, позволяют сократить сроки, трудоемкость и стоимость строительства РУ и ввода в эксплуатацию подстанций (ПС).

Эти же факторы дают возможность оптимального выбора местоположения ПС и достижения экономии средств у потребителя и изготовителя оборудования; экономии материалов при строительстве РУ за счет экономии производственных площадей, необходимых для выпуска всего комплекса аппаратуры РУ и материалов при изготовлении КРУЭ, а также внедрения диагностики в систему

управления коммутационного оборудования, увеличения межремонтных периодов, снижения затрат на обслуживание и, наконец, возможность эксплуатации без постоянного обслуживающего персонала.

1.5. Экология электроэнергетики

1.5.1. Экологический аспект производства и передачи электроэнергии

Выработка электроэнергии сопряжена с отрицательными воздействиями на окружающую среду. Энергетические объекты по степени влияния принадлежат к числу наиболее интенсивно воздействующих на окружающую среду планеты. Объекты электроэнергетики, прежде всего ТЭС, воздействуют на атмосферный воздух выбросами загрязняющих веществ, на природные воды — сбросами в водные объекты загрязненных сточных вод, используют значительное количество водных и земельных ресурсов, загрязняют окружающие территории золошлаковыми отходами. Масштабы этого воздействия в России более детально охарактеризованы в 11.8. Что касается передачи электроэнергии по линиям электропередач, то по сравнению с перевозкой разных видов топлива и их перекачкой по системам трубопроводов она экологически безопасна.

На современном этапе проблема взаимодействия энергетических объектов и окружающей среды приобрела новые черты, оказывая влияние на огромные территории, реки и озера, атмосферу и гидросферу Земли. Более значительные объемы энергопотребления в обозримом будущем предопределяют дальнейшее расширение области воздействия на все компоненты окружающей среды в глобальных масштабах.

С ростом единичных мощностей блоков, электрических станций и энергетических систем, удельных и суммарных уровней энергопотребления возникла задача ограничения загрязняющих выбросов в воздушный и водный бассейны, а также более полного использования их естественной рассеивающей способности. Ранее при выборе способов получения электрической и тепловой энергии, путей комплексного решения проблем энергетики, водного хозяйства,

транспорта, установления основных параметров объектов (тип и мощность станции, объем водохранилища и др.) руководствовались в первую очередь минимизацией экономических затрат. В настоящее время на первый план выдвигаются вопросы оценки возможных последствий возведения и эксплуатации объектов энергетики на окружающую среду.

Принято выделять три уровня экологических ограничений:

- локальный — нормативы абсолютных и удельных экологических показателей работы энергопредприятия;
- региональный — ограничения на трансграничные потоки выбросов SO_2 и NO_x энергопредприятий, расположенных на европейской территории России;
- глобальный уровень — ограничения на валовый выброс парниковых газов (CO_2).

Отнесение выбросов парниковых газов к разряду экологических проблем всегда было дискуссионным, поскольку CO_2 не является загрязнителем окружающей среды. Существуют его естественная и антропогенная эмиссии. Влияние антропогенной эмиссии на глобальное потепление, да и сам факт глобального потепления, вызывал многочисленные споры. В 2005–2006 гг. работы Межправительственной группы экспертов по изменению климата убедительно доказали факт глобального потепления и его зависимость от антропогенной эмиссии CO_2 .

Реализация «Рамочной Конвенции ООН об изменении климата» и Киотского протокола к ней (эта проблематика рассмотрена в 11.8) привели к формированию в ряде стран систем управления ограничениями эмиссии CO_2 , основанных на сочетании государственных решений по размерам ограничений и сокращений, и рынков сокращений CO_2 . Можно говорить о том, что в мире формируется глобальная система управления процессом сокращения антропогенной эмиссии парниковых газов.

Борьба с глобальными изменениями климата всё в большей мере влияет на экономическую политику стран. Эта борьба становится одной из важнейших

социальных целей экономической политики, определяя её эволюцию в сторону инновационной экономики и уход от сырьевой ориентации.

Поэтому проблематика ограничения выбросов парниковых газов оформилась в самостоятельную предметную область, очень тесно связанную с экологической политикой, но всё же отличающуюся от неё глобальностью подхода, комплексностью и разнообразием инструментария для решения проблем. Этот инструментарий включает в себя применение специальных моделей для глобального моделирования вариантов развития экономико-энергетического комплекса на долгосрочный период. Наиболее известные из них – это модельный комплекс MARKAL и его усовершенствованная версия TIMES, разработанные под эгидой Международного энергетического агентства (МЭА)² и применяющиеся во многих странах мира. Инструментарий ограничения и сокращения выбросов парниковых газов включает в себя комплекс мер по повышению энергоэффективности экономики, применению наилучших существующих и появляющихся технологий производства и потребления энергии, введение платы за выбросы парниковых газов и рыночных механизмов торговли сокращением выбросов CO₂.

В отличие от проблематики парниковых газов, традиционные экологические проблемы имеют преимущественно локальный и региональный характер.

Создание в электроэнергетической отрасли новых генерирующих компаний, перспективы интеграции отечественных и зарубежных рынков электроэнергии определяют актуальность разработки новой экологической политики в области электроэнергетики. Её основная цель — создание условий и разработка системы мер, обеспечивающих надежное и экологически безопасное производство, транспорт и распределение энергии при соблюдении норм и требований природоохранного законодательства.

При разработке экологической политики в электроэнергетике необходимо учитывать неизбежный переход национального законодательства к принципу

² См. <http://www.profiprint.ru/Products/Intrama/markal-b.html>

использования наилучших существующих технологий и введению технических нормативов допустимых выбросов и сбросов веществ в окружающую среду.

Приоритетные направления по использованию наилучших существующих технологий в электроэнергетике (кроме атомной) определены концепцией технической политики РАО «ЕЭС России»³. В указанном документе приведены наиболее прогрессивные технические решения и охарактеризованы наилучшие существующие технологии, которые должны применяться при проектировании, эксплуатации, реконструкции и строительстве энергопредприятий.

Следует учитывать, что реализация перспективных технологий в электроэнергетике, включая использование парогазовых технологий и технологии циркулирующего кипящего слоя на ТЭС, в ряде случаев (в промышленных центрах и других местах с повышенной антропогенной нагрузкой на окружающую среду, а также вблизи особо охраняемых природных территорий) далеко не всегда согласуется с требованием обеспечить жесткие нормативы качества окружающей среды. В этом случае необходимо внедрение специальных природоохранных мер.

1.5.2. Особенности экологических проблем ТЭС и ГЭС, пути их решения.

К экологическим проблемам **тепловых электрических станций**, использующих для выработки электрической и тепловой энергии ископаемое топливо, относятся выбросы оксидов азота, двуокиси серы, твердых частиц, а также выбросы CO₂ в атмосферу, сбросы загрязняющих веществ в водоемы, наличие большого количества отходов золошлаковых материалов и низкий уровень их полезного использования.

Оксиды серы и оксиды азота представляют серьезную экологическую проблему. При увеличениях концентрации этих загрязняющих веществ возрастает число заболеваний дыхательных путей, в первую очередь среди людей старшего поколения. Кроме оксидов серы и азота опасны для здоровья человека также аэрозольные частицы кислотного характера, содержащие сульфаты или серную кислоту (степень их опасности зависит от размеров: пыль и более крупные

³ «Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г.» http://www.rao-ees.ru/invest_inov/concept_2030.pdf

аэрозольные частицы задерживаются в верхних дыхательных путях, а мелкие (менее 1 мкм) капли или частицы могут проникать в самые дальние участки легких. Степень вредного воздействия пропорциональна концентрации загрязняющих веществ).

Также, в результате реакции между водой и оксидами серы (SO_2) и азота (NO_x) образуются кислотные дожди (выделяющиеся двуокись серы и окислы азота в атмосфере земли трансформируются в кислотообразующие частицы, которые вступают в реакцию с водой атмосферы, превращая ее в растворы кислот, выпадающие в качестве кислотных дождей). Кислотные дожди создают угрозу существования биосферы и самого человека, являются одной из причин гибели жизни в водоемах, лесов, урожаев и растительности, ускоряют разрушение зданий и памятников культуры, трубопроводов, понижают плодородие почв.

Твердые частицы - золы уноса тепловых электростанций в атмосферу (в объеме более 3 млн. тонн в год) также оказывают негативное воздействие на органы дыхания человека и животных, лесные угодья, водные объекты.

Зола и шлаки - золошлаковые отходы угольных ТЭС, размещаемые в золоотвалах, которые уже сейчас занимают более 22 тыс. га земельных площадей. Удаление и утилизация золошлаковых отходов - одна из основных экологических проблем угольных ТЭС. Существующая в настоящее время практика использования гидрозолоудаления с последующим хранением золошлаковых отходов не соответствует перспективным требованиям и не позволяет эффективно использовать золошлаковые материалы в строительной индустрии, приводя к увеличению накопления золошлаков в отвалах на 25-30 млн. тонн в год.

Сбросы загрязняющих веществ в водоемы не должны превышать ассимилирующую способность водных объектов (способность принять определенную массу веществ в единицу времени без нарушения норм качества воды в контролируемом створе или пункте водопользования), используемых для питьевого и хозяйственного водоснабжения, в рыбохозяйственных и других целях.

Выбросы CO₂: на долю электроэнергетики России приходится около четверти парниковых газов, выбрасываемых промышленными стационарными источниками. В условиях постоянного внимания со стороны международных и российских организаций вопросам изменения климата, в электроэнергетической отрасли должны жестко контролироваться уровни собственной эмиссии CO₂.

Экологические проблемы ТЭС, использующих в качестве топлива уголь, выражены гораздо более сильно, чем для газовых электростанций. Об этом свидетельствуют данные, приведенные в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1

**Выбросы загрязняющих веществ на ТЭС при выработке 1 МВт.ч
(при сжигании угля и газа)**

Топливо	Выбросы загрязняющих веществ, кг/МВт.ч		
	Зола	NO _x	SO ₂
Уголь	5,5	2,4	6,7
Газ	-	0,8	-

Поэтому основное внимание при разработке природоохранных технологий уделяется ТЭС, использующих уголь.

Как показано в п. 1.4, в целом ряде подотраслей и видов производства имеет место отставание технического уровня российской электроэнергетики от мировых образцов. Без внедрения нового и модернизации существующего природоохранного оборудования на действующих российских ТЭС при номинальной их загрузке нормативы предельно допустимых выбросов (ПДВ) могут быть превышены уже к 2015 году: по зольным твердым частицам - на 50% ТЭС, по оксидам азота - на 44% ТЭС, по оксиду серы - на 25% ТЭС.

Перечень решений экологических проблем на действующих ТЭС включает в себя технологические методы подавления оксидов азота и внедрение систем азотоочистки, специальные сероочистные установки, высокоэффективные

золоуловители, передовые технологии обработки воды и утилизации золошлаков. В целом для ТЭС следует использовать дифференцированный подход - в зависимости от вида топлива, мощности и срока эксплуатации оборудования:

- котельные установки с пониженными параметрами (9 МПа/510 °С и 2,9 МПа/420 °С) и сданные в эксплуатацию еще в 50-е гг. прошлого века должны быть демонтированы, как только появится возможность обеспечить потребителей тепловой и электрической энергией из других источников;
- на котлах, которые еще длительное время будут работать на твердом и газомазутном топливе, провести набор мероприятий для снижения выбросов NO_x в атмосферу (табл. 1.5.2). Эти мероприятия в большинстве случаев могут быть реализованы ремонтными компаниями за счет некоторого увеличения стоимости и сроков проведения капитального ремонта;
- на этой же группе оборудования (пылеугольные котлы на параметры пара 13,8 МПа со сроком остаточной эксплуатации более 10 лет) необходимо реализовать малозатратные мероприятия по повышению эффективности золоулавливания и (в случае сжигания высокосернистых углей) упрощенные схемы сероочистки.

Таблица 1.5.2

Способы снижения выбросов NO_x для действующих котлов с длительным сроком их последующей эксплуатации

Название метода	Эффективность, %	Рекомендуемое топливо	Ограничение применимости	Примечание
<i>Модернизация топочного процесса</i>				
Малотоксичные горелки	30—50	Все виды топлива	Стабильность факела и полнота сгорания топлива	Ступенчатый ввод воздуха или топлива на горизонтальном участке факела требует определенного расстояния до противоположного экрана
Рециркуляция дымовых газов	20—60	Большая цифра — для газа, меньшая — для высокоресакционных углей. Не годится для	Стабильность факела, на барабанных котлах — рост температуры	Подача газов рециркуляции — через горелки. При сжигании угля — через пылесистему (вместе с

		АШ, Т и СС	перегрева	первичным воздухом).
Двухступенчатое сжигание	20—50	Все виды топлива	Повышение содержания горючих в уносе, коррозия НРЧ	При сжигании серосодержащего топлива, особенно в котлах СКД, появляется опасность высокотемпературной коррозии топочных экранов
Концентрическое сжигание	20—50	Бурые угли и каменные угли с высоким выходом летучих	Появление СО и рост горючих в уносе	При реконструкции тангенциальных топок можно ограничиться заменой горелок. Одновременно снижается шлакование и коррозия топочных экранов
Трехступенчатое сжигание с восстановлением NO _x (Reburning)	30—60	Все виды топлива (для АШ и Т необходимо 10—15 % газа по теплу)	Появление СО и рост горючих в уносе	Большой эффект достигается при использовании газа для создания восстановительной зоны (10—15 % по теплу).

Для улучшения экологической обстановки на действующих ТЭС, с учетом возможного увеличения доли твердого топлива в структуре их топливного баланса:

- на высокоэкономичных блоках 300—800 МВт на канско-ачинских углях для снижения образования оксидов азота целесообразно использовать оправдавший себя на многих действующих котлах (П-67, БКЗ-500-140) принцип низкотемпературного сжигания;
- при использовании на блоках 300—500 МВт каменных углей Кузнецкого бассейна для уменьшения образования NO_x, необходимо применять малотоксичные горелки и ступенчатое сжигание топлива. При сочетании этих мероприятий возможно обеспечить концентрацию NO_x менее 350 мг/м³ и удовлетворить нормы на вновь вводимое оборудование ТЭС;
- при сжигании малореакционных топлив (уголь АШ и кузнецкий тощий) в котлах с жидким шлакоудалением, при наличии на электростанциях природного газа целесообразно организовывать трехступенчатое сжигание с восстановлением NO_x в верхней части топки (ребенинг-процесс).

Там, где не удастся с помощью технологических методов снизить концентрацию NO_x до требуемого уровня, должны применяться системы азотоочистки. Перспективу промышленного применения имеют две азотоочистные технологии: селективного некаталитического восстановления и селективного каталитического восстановления оксидов азота.

Для снижения образования оксидов серы следует использовать мокрые известковые и аммиачно-сульфатные или упрощенные мокро-сухие технологии. Первые две целесообразны при приведенной сернистости топлива около 0,15 % кг/МДж, когда необходимо связывание более 90—95 % SO_2 , а упрощенная мокрыесухая технология (уменьшение выбросов SO_2 на 50—70 %) — при сжигании мало- и среднесернистых топлив.

Обеспечить требуемую эффективность золоулавливания (концентрация твердых частиц (зола) в дымовых газах после очистки — 50 мг/м³) и отпуск золы потребителю на действующих ТЭС можно с помощью многопольных горизонтальных электрофильтров.

Электрофильтры со стандартным (непрерывным) режимом электропитания целесообразно применять для улавливания золы канско-ачинских и донецких углей, а с прерывистым и импульсным питанием — для улавливания золы экибастузских и кузнецких углей. Электрофильтры реконструируются так, чтобы их можно было разместить на имеющихся фундаментах. Применение микросекундного питания при улавливании золы кузнецких углей позволяет разместить аппараты в один ярус.

В результате планомерного внедрения природоохранных мероприятий на действующих котлах, которые еще останутся в эксплуатации до 2015 г., должны быть достигнуты концентрации вредных веществ, приведенные в табл. 1.5.3.

Таблица 1.5.3

Прогнозируемые достижимые максимальные концентрации вредных выбросов для действующего оборудования к 2015 г.

Выбросы (в пересчете на O ₂ = 15 %)	Концентрация, мг/м ³ при O ₂ = 6 %	Топливо
Твердые частицы	50—100	Все виды углей
Оксиды серы	200—2400 ^{*)}	Уголь и мазут
Оксиды азота при установке котлов	80—120	Природный газ
	200—250	Мазут
	250—350	Бурые угли
	350—450	Каменные угли
	550—700	Тощие угли и АШ
Оксиды азота при установке ГТУ	50 ^{**}	Природный газ

^{*)} Минимальная цифра — для котлов тепловой мощностью более 500 МВт, максимальная — менее 100 МВт.

Решение экологических проблем ТЭС для действующего парка электростанций существенно отличается от мер, применяемых для вновь сооружаемых электростанций.

В табл. 1.5.4 содержатся прогнозируемые экологические показатели для вновь сооружаемых угольных блоков ТЭС России до 2030 г. Для их достижения необходимо совершенствовать известные в настоящее время газоочистные технологии и создавать новые, более эффективные. Прогноз использования этих технологий до 2030 г. приведен в табл. 1.5.5.

Таблица 1.5.4

Достижимые экологические показатели для вновь сооружаемых угольных блоков ТЭС России

Показатель	2010 г.	2020 г.	2030 г.
Степень улавливания SO ₂ , %	30÷50	80÷90	95÷98
Концентрация оксидов азота (O ₂ = 6 %), мг/м ³	200÷600	200÷400	50÷100
Твердые частицы, мг/м ³	50÷80	20÷30; по содержанию частиц размером менее 10 мкм (PM-10)	5÷10; ограничение по содержанию частиц размером менее 2,5 мкм (PM 2,5)
Степень улавливания ртути (тяжелых металлов), %	—	50÷60	>90
Использование золошлаковых отходов, %	15	30÷50	60÷80

Вновь строящиеся угольные энергоблоки необходимо оснащать полным набором природоохранного оборудования, включая установки для очистки дымовых газов от твердых частиц, оксидов серы (SO_2) и оксидов азота (NO_x).

В качестве золоуловителей на новых котлах должны использоваться многопольные электрофильтры, которые способны обеспечить сегодняшние нормы по допустимым выбросам в атмосферу (массовые концентрации золы в дымовых газах после очистки 30—50 мг/м³).

Дополнительный эффект при сжигании кузнецких и экибастузских углей может быть получен при снижении температуры и кондиционировании дымовых газов.

Для использования сложного оборудования в стесненных условиях может применяться двухзонный электрофильтр. Перспективными для использования в энергетике являются комбинированные золоулавливающие аппараты (электрофильтр плюс рукавный фильтр, электрофильтр плюс водяной аппарат для улавливания в том числе и мелких частиц).

Для успешного решения проблемы утилизации золошлаковых материалов и нанесения минимального экологического ущерба окружающей среде при разработке систем золошлакоудаления для новых угольных ТЭС должны быть заложены конструктивные решения, направленные на раздельное удаление золы и шлака. Необходимо предусмотреть возможность 100%-го сбора и отгрузки сухой золы (в том числе — по группам фракций), а также максимальную механизацию и автоматизацию всех технологических процессов.

Обязательным элементом новых угольных энергоблоков, как уже отмечалось ранее, должны стать *установки сероочистки дымовых газов*. В настоящее время на зарубежных ТЭС наиболее распространены мокрые известняковые сероочистки, снижающие выбросы SO_2 в среднем на 95 %. На новых российских энергоблоках при сжигании высокосернистых углей для обеспечения принятых и перспективных норм по допустимым выбросам SO_2 необходимо будет использовать такие же

схемы или уже внедренную на Дорогобужской ТЭЦ аммиачно-сульфатную технологию сероочистки.

При сжигании средне- и малосернистых топлив (к которым относится большинство угольных месторождений в России, включая угли Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов) достаточно эффективной является менее капиталоемкая упрощенная мокросухая технология сероочистки. В настоящее время исследуются новые технологии сероочисток с более эффективными сорбентами, позволяющими решать проблемы удаления вредных веществ комплексно (в том числе — и тяжелых металлов).

Снижение выбросов оксидов азота при сооружении ПГУ, так и при установке мощных пылеугольных котлов осуществляется за счет следующих технологических решений. Нормативные выбросы NO_x при сжигании природного газа в ГТУ могут быть обеспечены путем использования «сухих» камер сгорания последнего поколения. Вероятно, для энергоблоков с ПГУ не потребуется установка азотоочистки выбрасываемых в атмосферу дымовых газов. Сложнее обстоит дело с пылеугольными котлами мощных энергоблоков. Разработанные и проверенные в промышленности технологические методы позволяют в настоящее время уложиться в отечественные нормы по допустимым выбросам NO_x только при сжигании бурых углей, а также каменных углей марок Д и Г. Для других каменных углей, и особенно для антрацитов, задача может быть решена только в результате установки за котлом каталитического реактора и восстановления образовавшихся оксидов азота путем подачи в газовый тракт аминосодержащих реагентов (аммиачной воды или мочевины).

В перспективе, учитывая необходимость приближения отечественных норм к европейским (где концентрация NO_x в дымовых газах за угольным котлом не должна превышать 200 мг/м^3 при 6 % O_2), придется, очевидно, применить на новых пылеугольных котлах не только комплекс технологических методов (малотоксичные горелки, различные варианты двух- и трехступенчатого сжигания), но и системы азотоочистки дымовых газов от NO_x . Не исключено, что в ближайшие годы появятся новые технологии очистки дымовых газов от NO_x .

Например, при установке на новом блоке мокроизвестняковой системы сероочистки, значительное (до 90 %) снижение выбросов NO_x можно будет обеспечить путем вдувания элементарного фосфора P_4 в газоход перед скруббером при температуре 121—280 °С.

В области *технологий улавливания субмикронных твердых частиц* введение вышеназванных требований означает необходимость добавления к сухим электрофильтрам новых аппаратов, позволяющих более эффективно (при приемлемых затратах) улавливать субмикронные частицы: рукавных фильтров, гибридных аппаратов, состоящих из ступени электроочистки и ступени фильтрации, и даже мокрых электрофильтров. Применение перечисленных новых технологий помимо субмикронных твердых частиц позволяет улавливать еще и ртуть, а также ее соединения. Все это необходимо будет учитывать при выборе газоочистного оборудования, поскольку в промышленно развитых странах уже в настоящее время уделяется большое внимание уменьшению выбросов ртути с дымовыми газами ТЭС.

Таблица 1.5.5.

Перспективные технологии по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от ТЭС

Наименование загрязняющих веществ	До 2010 г.	До 2020 г.	До 2030 г.
<i>Технология, ее эффективность</i>			
Оксиды азота	<i>Технологические методы</i>		
	для котлов на угле — 30÷50 %; для ПГУ на природном газе — 50 мг/м ³	для котлов на угле — 40÷60 %; для ПГУ — 20÷30 мг/м ³	для котлов на угле — 50÷70 %; для ПГУ — 10÷15 мг/м ³
	СНКВ — 30÷50 %	СНКВ-М — 50÷80 %	СКВ — 90÷95 %
	СКВ — 70÷80 %	СКВ — 80÷90 %	
Оксиды серы	<i>Малосернистые топлива</i>		
	Использование мокрых золоуловителей $\eta = 30\div 60\%$; упрощенная мокросухая технология — $\eta = 50\div 60\%$	Мокрая известняковая (известковая) технология $\eta = 80\div 90\%$	Мокрая известняковая (известковая) технология $\eta = 90\div 95\%$
	<i>Сернистые топлива</i> — мокрые (известняковая, аммиачно-сульфатная, сульфатно-магниева) технологии		

	$\eta_{\text{SO}_2} = 90 \div 95 \%$	$\eta_{\text{SO}_2} = 95 \div 98 \%$	$\eta_{\text{SO}_2} \geq 99 \%$
	— мокросухая технология циркулирующей инертной массой $\eta_{\text{SO}_2} = 90 \%$	- мокросухая технология с ЦКС $\eta_{\text{SO}_2} = 92 \div 95 \%$	- аммиачно-циклическая технология $\eta_{\text{SO}_2} = 99 \%$ Мокрые технологии с новыми эффективными сорбентами $\eta_{\text{SO}_2} = 99 \%$
Зольные частицы	Электрофилтры $\eta = 98 \%$; Модернизированные мокрые золоуловители $\eta > 95 \%$	Электрофилтры $\eta = 98 \div 99 \%$; Рукавные филтры $\eta = 98 \div 99 \%$; Комбинированные сухие аппараты (электрофилтр + тканевый филтр) $\eta = 99,0 \%$	Электрофилтры $\eta > 99,5 \%$; Мокрые электрофилтры $\eta > 99,5 \%$; Сухие гибридные аппараты $\eta > 99,5 \%$; Комплексная очистка в мокрых ЭФ с импульсным электропитанием
Ртуть (тяжелые металлы)	—	Ввод сорбентов (активированный уголь и др.) перед электрофилтром; $\eta = 50 \div 60 \%$	Ввод галогеносодержащих сорбентов в газовый тракт + сероочистка; $\eta = 90 \div 95 \%$
CO ₂	Повышение экономичности энергоблоков, в т.ч. при комбинированной выработке электроэнергии и тепла	Пилотные проекты с выводом CO ₂ из цикла энергоустановок и последующего его захоронения	Крупные демонстрационные установки с различными технологиями вывода из цикла и захоронения CO ₂ :

Основной проблемой действующих ГЭС отрасли является обязательность одновременного выполнения следующих требований:

- безусловное обеспечение выработки объемов электроэнергии, заданных диспетчерским графиком;

- соблюдение приоритетов питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, судоходства, рыбного хозяйства на участках рек и водохранилищ, имеющих важное значение для сохранения и воспроизводства рыбных ресурсов, выполнение режима наполнения и сработки водохранилищ, недопущение эрозии береговой линии водохранилищ и сброса в них масел.

При этом **на строящихся ГЭС** необходимо своевременное решение проблем лесосводки, затопления земель, перекрытия путей миграции рыб, переселение населения из зоны затопления и др.

Применительно к объектам гидроэнергетики природоохранные меры включают в себя:

- выбор створов новых ГЭС с учетом экологического благополучия региона с обеспечением приоритета сохранения биоразнообразия и охраны особо охраняемых природных территорий при проектировании и размещении новых ГЭС;

- обеспечение полной и своевременной компенсации ущерба водным биологическим ресурсам;

- проведение мелиоративных работ и обвалование мелководных зон водохранилищ для комплексного (сельскохозяйственного и рыбохозяйственного) их использования;

- строительство компенсационных рыбохозяйственных объектов, рыбопропускных и защитных сооружений, разработка мероприятий для сохранения рыбных запасов, мест размножения и нагула, внедрение технических устройств для сохранения путей миграции рыб в целях уменьшения негативного воздействия гидроузлов на ихтиофауну;

- разработка и внедрение селективных водозаборов ГЭС, позволяющих регулировать температурный режим воды в нижнем бьефе, путем ее забора с различных глубин водохранилища и уменьшения тем самым влияния на микроклимат;

- реконструкция систем водоотведения с целью полного прекращения сбросов в водные объекты неочищенных хозяйственных стоков;

- применение современных материалов в различных элементах гидросилового и гидромеханического оборудования, возведение каскадов ГЭС и малых ГЭС из блок-модулей заводского изготовления с использованием наплавной технологии;

- использование рабочих колес, исключаящих протечки экологически опасных жидкостей в проточную часть;

- применение самосмазывающихся материалов в узлах трения механизмов кинематики (без использования масел);

- организация обеспечения комфортным жильем населения, переселяемого из зон затопления.

1.5.3. Проблема эмиссии парниковых газов

Весьма острая экологическая проблема для энергетиков, связанная с использованием органического топлива, — выбросы в атмосферу основного парникового газа — CO_2 . В ЕС уже сейчас введены платежи за повышенные выбросы CO_2 на тепловых электростанциях.

Эффективным, в т.ч. и с точки зрения уменьшения выбросов CO_2 , является совершенствование процессов производства энергии на ТЭС на основе:

- внедрения угольных энергоблоков на сверхкритические (к.п.д.=41 %) и суперкритические (к.п.д.=46 %) параметры пара;
- внедрения парогазовых установок (к.п.д.=55-60 %);
- применения котлов с циркулирующим кипящим слоем при сжигании низкосортных топлив;
- применения топлив с повышенной теплотворностью и природного газа;
- использования технологий сжигания топлива, использующих кислород.

Процесс секвестрации углекислоты, образующейся при сжигании органического топлива, состоит из трех основных звеньев: улавливания, транспортировки и захоронения.

Процесс улавливания углекислоты может быть организован либо после сжигания топлива (улавливание из дымовых газов), либо до его сжигания (удаление CO_2 в процессе газификации топлива).

При улавливании углекислоты могут применяться различные физические или химические методы: криогенное отделение, мембранная сепарация, физическая адсорбция или химическая абсорбция. В перспективе возможно промышленное применение нетрадиционных методов снижения эмиссии CO_2 : сжигание топлива в химическом цикле, сухая регенеративная адсорбция и др.

Важным перспективным направлением снижения эмиссии CO_2 является его захоронение в земных полостях методами:

- использования пористых структур;

- использования резервуаров в солях;
- закачки в действующие нефтяные пласты.

Наилучших результатов при новом строительстве можно ожидать от энергоблоков ПГУ с газификацией угля. Технологически такие установки допускают получение избыточного водорода для использования его в технологических процессах или в качестве топлива для топливных элементов (аналогичные ПГУ мощностью до 500 МВт (но без сепарации и вывода CO₂) уже эксплуатируются на электростанциях, обслуживающих нефтеперерабатывающие заводы. Сырьем для них служат тяжелые нефтяные остатки, а их продукция — электрическая энергия, тепло в виде пара и водород, который используется в процессах нефтепереработки).

Рекомендуемая литература к главе I

Раздел 1.1

- 1.1.1. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес: Учебное пособие. 2-е изд. испр., М.: Дело, 2002. - 600 стр.
- 1.1.2. Экономическая теория: Учебник / Под общ. Ред. Акад. В.И. Видяпина, А.И. Добрынина, Г.П. Журавлевой, Л.С. Тарасевича. - М: ИНФРА-М, 2002. - 714 с.
- 1.1.3. Stoft Steven. Power System Economics, IEEE Press, 2002.
- 1.1.4. International Energy Agency, Key world energy statistics, 2004.
- 1.1.5. Key world energy statistic 2004 IEA, 2004.
- 1.1.6. Российский статистический ежегодник. 2005.
- 1.1.7. Energy Information Administration, «International Electricity Installed Capacity», <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/electricitycapacity.html>.
- 1.1.8. Отчеты International energy agency. 2005.
- 1.1.9. Отчеты ОАО РАО «ЕЭС России». 2005.
- 1.1.10. Отчеты ИНЭИ РАН (Институт энергетических исследований

Российской академии наук), 2005.

1.1.11. Теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. Книга первая, под общей редакцией А.В.Клименко и В.М.Зорина.

1.1.12. Федеральный закон № 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России».

1.1.13. Федеральные законы № 35-ФЗ, №3 6-ФЗ и № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».

Раздел 1.2.

1.2.1. Экономика и управление энергетическими предприятиями / Под ред. Н.Н. Кожевникова, М.: Издательский центр «Академия», 2004.

1.2.3. Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. Энергетический бизнес. М.: «Дело», 2006.

1.2.4. Хлебников В.В. Рынок электроэнергии в России. М.: Издательство «Владос», 2005.

Раздел 1.3

1.3.1. Концепция технической политики РАО «ЕЭС России». Электрические станции. 2005, № 10, с. 2—19.

1.3.2. Основы современной энергетики: Учебник для вузов. В двух частях. / Под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. — 3-е издание, перераб. и доп. М.: Издательство МЭИ, 2004. Часть 1, 2.

1.3.3. Трухний А.Д. Переход к ультрасверхкритическим параметрам пара — важнейшая задача теплоэнергетики России // Тяжелое машиностроение. 1994. № 9, 10, с. 2—8.

1.3.4. Ольховский Г.Г. Технологии для тепловых электростанций. Теплоэнергетика. 1999. № 8, с. 20—25.

1.3.5. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. — М.: Энергоатомиздат, 2001. 432 с.

- 1.3.6. Зотов В.М., Новоженин В.Д., Файн И.И. Гидроэнергетика России // Электрические станции, 2000, № 1.
- 1.3.7. Безруких П.П., Стребков Д.С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // Малая энергетика, № 1—2, 2005. С. 5—12.
- 1.3.8. Поваров О.А., Томаров Г.В. Развитие геотермальной энергетики в России и за рубежом // Малая энергетика, № 1—2, 2005. С. 84—98.
- 1.3.9. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (от 10.01.2002. № 7-ФЗ).
- 1.3.10. «Экологическая политика ОАО РАО «ЕЭС России» (утв. 05.12.2005 г. № 1355 пр/2).
- 1.3.11. Концепция реализации экологической политики ОАО РАО «ЕЭС России», (утв. 05.12.2005 г. № 1355 пр/2).
- 1.3.12. Рамочная конвенция ООН по изменению климата (РКИК).
- И.С. Кожуховский, О.А.Новоселова. Энергетика и окружающая среда. 1.3.13. Экологическая политика ОАО РАО «ЕЭС России». «Теплоэнергетика». 2007. № 6.

Глава 2. Взаимодействие российской и мировой электроэнергетики

2.1. Либерализация электроэнергетики – мировой опыт

2.1.1. Эра вертикально-интегрированных компаний и предпосылки изменения структуры электроэнергетики

Дадим предварительно несколько определений.

Электроэнергетической системой (ЭЭС) называется электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электроэнергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Энергетической системой (энергосистемой) называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

ЭЭС — совокупность множества объектов. Их можно условно разделить на три группы, которые обеспечивают:

- выработку электроэнергии — турбогенераторы и гидрогенераторы, являющиеся синхронными машинами и осуществляющие преобразование механической энергии вращающегося ротора паровой или гидравлической турбины в электрическую;
- распределение электроэнергии, осуществляемое посредством электрической сети, состоящей из трансформаторов, линий электропередачи различных классов напряжения и вспомогательного оборудования;
- потребление электроэнергии. Объекты нагрузки — это в основном электродвигатели, являющиеся основой электропривода в различных отраслях промышленности и транспорта, электротехнологические установки, осветительные приборы, электропечи.

Из множества объектов ЭЭС только синхронные машины определяют характерное свойство синхронной зоны — работу ЭЭС с единой частотой переменного тока. В нормальном режиме частота вращения роторов всех синхронных машин должна быть такой, чтобы обеспечить частоту тока 50 Гц во всех частях синхронной зоны. Если по каким-либо причинам частота вращения ротора отдельной синхронной машины отклоняется от синхронной, такая машина переходит в асинхронный режим, который считается аварийным и должен быть прекращен действием автоматических устройств и (или) оперативного персонала ЭЭС.

Главные тенденции развития электроэнергетических систем (ЭЭС) на рубеже XX и XXI столетий связаны с процессами глобализации, либерализации, диверсификации, децентрализации и модернизации в электроэнергетике. *Глобализация* в электроэнергетике характеризуется усилением интеграции ЭЭС в следующих аспектах: экономическом (рынки электроэнергии, инвестиции); технологическом (расширение охвата территории централизованным электроснабжением); межгосударственном; межконтинентальном (межгосударственные и межконтинентальные энергообъединения). *Либерализация* ведет к возрастанию дерегулирования и конкуренции, развитию региональных, межрегиональных и межгосударственных рынков электроэнергии. *Диверсификация* выражается в увеличении разнообразия используемых видов топлива, источников топливно- и электроснабжения, используемых типов энергоустановок. *Децентрализация* связана с вводом наряду с крупными электроэнергетическими объектами небольших энергоустановок при сохранении роли транспортной и распределительной электрической сети как инфраструктуры, обеспечивающей эффективность, надежность и качество электроснабжения потребителей (в связи с этим появилось понятие распределенной генерации). *Модернизация* определяется повышением эффективности традиционных и созданием новых высокоэффективных технологий и установок.

На протяжении почти столетия электроэнергия повсеместно поставлялась конечному потребителю вертикально-интегрированными энергокомпаниями

(ВИК)*-монополистами. Они владели и управляли объектами на всех трех технологических этапах электроснабжения — производства электроэнергии, ее передачи по магистральным сетям и распределения. Вертикальная интеграция и монопольные права означают, что в руках одной организации сосредоточено управление всем процессом электроснабжения — от закупки топлива для электростанций до выставления счета за потребленную электроэнергию. Во многих случаях вертикально интегрированные энергокомпании были государственными монополиями. Но даже там, где они находились в частных руках, такие компании наделялись монопольными правами в пределах определенной территории, а государство лишь контролировало их тарифы и инвестиционные программы.

Логика конструирования систем электроснабжения, созданных в прошлом столетии, была такова, что они базировались на крупных электростанциях и разветвленных сетях линий электропередачи. Подобные системы позволяли полностью электрифицировать все индустриальные страны и частично электрифицировать большинство развивающихся стран. В эпоху бурного роста спроса на электроэнергию во второй половине прошлого века им удалось обеспечить надежное электроснабжение потребителей по доступным ценам. Некоторые государственные энергокомпании были сформированы за счет национализации частных компаний, которые были или слишком малы, чтобы воспользоваться преимуществами эффекта экономии от масштаба* производства (например, в Западной Европе сразу после Второй мировой войны) или слишком велики, чтобы можно было предотвратить их монополистическое поведение (например в ЮАР). В ряде случаев национализация мотивировалась идеологическими соображениями, тем не менее, участие государственного сектора в электроэнергетике во многом объяснимо с точки зрения ее технологической эволюции.

* Вертикально интегрированные компании (ВИК) – компании, совмещающие конкурентные функции с функциями естественных монополий (в контексте электроэнергетики). Подробнее – см. в разделе 5.1.2.

* «Экономия от масштаба» — экономический термин, который применяется, когда удельные издержки производства единицы продукции обратно пропорциональны размерам производства. В этом случае при росте объема производства происходит снижение средних затрат на единицу продукции.

В процессе погони за достижением эффекта экономии от масштаба системы электроснабжения укрупнялись, становились структурами с сильной централизацией управления, что приводит к необходимости привлечения существенных капиталовложений. Средства, вложенные в объекты электроэнергетики, приносят огромную пользу всей экономике страны. В то же время период окупаемости капиталовложений по необходимости должен быть длительным, иначе тарифы на электроэнергию станут недопустимо высокими. Справиться с привлечением крупных инвестиционных средств и ждать их возврата десятилетиями зачастую под силу только государству. Кроме того, такой мощный рычаг, как электроснабжение, позволяет государству контролировать не только экономику страны, но и ее политическую жизнь. Даже там, где частный сектор активно участвовал в электроснабжении с самого зарождения электроэнергетики (например, в США, Японии и Германии), государство все же играло существенную роль, иногда поддерживая частный сектор, а иногда конкурируя с ним.

Деятельность ВИК повсеместно регулировалась государством. В зависимости от эффективности и развитости институтов регулирования (прежде всего тарифного) в разных странах существовали как государственные, так и частные вертикально-интегрированные компании. При этом, чем более развитым являлся режим регулирования, тем меньше необходимости в подкреплении его инструментами прямого административного управления и тем шире и эффективнее участие частного бизнеса в управлении и владении вертикально-интегрированными компаниями.

В последние десятилетия прошлого века стало ясно, что прозрачность системы управления вертикально-интегрированными энергокомпаниями и общественный контроль за их деятельностью оставляют желать лучшего, несмотря на существенную роль государства в отрасли. Важнейшие решения принимались узким кругом технических специалистов и правительственных чиновников, иногда с участием представителей крупных потребителей электроэнергии. Тарифы устанавливались таким образом, что риск, связанный с инвестиционными решениями, ложился на конечного потребителя электроэнергии и/или на

налогоплательщика. Монопольные энергокомпании превратились в могущественные организации, способные продвигать свои политические и корпоративные интересы, зачастую в ущерб общественным. В отсутствие эффективного общественного надзора они во многих странах стали очагами коррупции, клановости и неблагоприятной политической деятельности, а не защитниками общественных интересов, как это предполагалось.

Существование и деятельность крупных централизованных систем электроснабжения стали причиной серьезных экологических и экономических проблем. Мегапроекты — крупные ГЭС, АЭС и ТЭС, использующие ископаемое топливо, — не только наносят ущерб окружающей среде, но и изымают из бюджета страны средства, необходимые для решения насущных социальных задач, что особенно ощутимо в развивающихся странах.

Результаты деятельности вертикально-интегрированных энергокомпаний резко различались в разных странах. В электроэнергетике многих развивающихся стран наблюдались низкая производительность труда, плохое качество обслуживания потребителей, высокие технологические и коммерческие потери в сетях, низкая собираемость платежей. Из популистских соображений государство устанавливало тарифы на электроэнергию, не покрывшие затрат. Энергокомпании эксплуатировали оборудование, оставшееся в наследство с колониальных времен, и не были в состоянии инвестировать в строительство сетей, новых электростанций, или модернизацию имеющихся. Только узкий круг городских элит имел доступ к электроснабжению.

В промышленно развитых странах электроэнергетика работала намного лучше и надежнее, но большие эксплуатационные расходы, высокая стоимость нового строительства, зачастую в разы превышавшая сметные оценки, дорогостоящие, обусловленные политическими причинами, программы развития и, в конечном счете, высокие розничные цены вызвали общественное недовольство и необходимость перемен.

В восьмидесятые годы прошлого века становилось все более очевидным, что долгий период государственного владения и управления предприятием при отсутствии конкуренции и без стимула извлечения прибыли в конечном счете ведет к высоким затратам, низкому качеству обслуживания потребителей, плохим инвестиционным решениям, отсутствию инноваций и не способствуют развитию. В эти годы пересмотру подвергся подход не только к энергетическим компаниям, но и к иным отраслям, до того рассматривавшимся как естественные монополии, например газоснабжению, телефонной связи и индустрии авиаперевозок. В них выявлены и выделены естественно-монопольные виды деятельности (обслуживание газотранспортных сетей, проводной инфраструктуры в телефонии и управление аэропортами в авиаперевозках) и конкурентные — торговля природным газом, предоставление услуг связи в телефонии и эксплуатация авиалиний в авиаперевозках. Связь и индустрия авиаперевозок были успешно реструктурированы и потеряли статус монополий. Возникла конкуренция. В результате качество обслуживания потребителей повысилось, а цены упали. Успешные прецеденты реструктуризации связи, авиаперевозок и газоснабжения привели к пониманию, что производство электроэнергии и ее передачу по магистральным и распределительным сетям также стоило бы рассматривать в отдельности.

2.1.2. Общие черты и суть либерализации электроэнергетики

В девяностые годы прошлого века развитые и развивающиеся страны приступили к реформированию электроэнергетического сектора с целью улучшения его работы. В программы реформ входили такие меры, как разделение энергокомпаний по видам деятельности, чтобы обособить потенциально конкурентные производство электроэнергии и ее сбыт от естественно-монопольных электропередачи и диспетчерского управления; создание конкурентных оптовых и розничных рынков электроэнергии и внедрение мотивационных регулятивных систем, основанных не на затратном принципе, а на стимулировании снижения производственных затрат, создание достаточного для

обеспечения конкуренции частных рыночных агентов. Этот набор институциональных реформ принято называть «либерализацией».

Первичная цель либерализации — через создание конкурентной среды повысить эффективность работы системы, а, следовательно, максимально удовлетворить основные требования потребителей:

- обеспечить рыночный (а не завышенный) уровень цен, их стабильность и предсказуемость изменения;
- создать возможность получения электроэнергии для новых объектов или увеличения потребления на существующих;
- повысить качество обслуживания — надежность электроснабжения, качество поставляемой электроэнергии и весь диапазон взаимодействия с поставщиком, точность выставляемых счетов, скорость восстановления электроснабжения после аварий и т.д.

Основное содержание либерализации - изменение структуры отрасли и создание рыночных механизмов и новых механизмов управления отраслью, которые, как правило, подразумевает:

- внедрение рыночных механизмов, призванных снизить затраты на строительство и эксплуатацию генерирующих мощностей, стимулировать технологические инновации, а также перенести риски, связанные с выбором технологии, стоимостью строительства и эксплуатационными «ошибками», с потребителей на производителей;
- внедрение конкуренции между производителями электроэнергии и между ее оптовыми покупателями, чтобы оптимально осуществлять планирование и управление (ведение) режимами работы генерирующих мощностей, и, в конечном счете, добиться снижения оптовых цен;
- внедрение конкуренции в сбытовой деятельности на уровне розничной торговли электроэнергией, чтобы дать возможность потребителю выбрать поставщика, предлагающего оптимальные для данного потребителя условия приобретения электроэнергии;

- пересмотр подхода к регулированию естественно-монопольных областей деятельности как важного дополнения к внедрению конкуренции на оптовом и розничном уровне.

Возможны разного рода конструкции конкурентной электроэнергетики, однако все они содержат перечисленные ниже **общие черты**:

- вертикальное обособление потенциально конкурентных видов деятельности (генерация и сбыт) от естественно-монопольных (оперативно-диспетчерское управление и эксплуатация сетевого хозяйства). Это достигается либо с помощью структурных изменений — (за счет дробления вертикально интегрированных энергокомпаний), либо организационно (с помощью так называемых «китайских стен» между подразделениями внутри одной корпорации);
- горизонтальная интеграция сетевых предприятий по региональному принципу и централизация оперативно-диспетчерского управления в руках одной структуры для управления системой и режимами генерации, чтобы поддерживать частоту, напряжение, и устойчивость в режиме реального времени;
- создание публичных инфраструктурных организаций для управления рынками электроэнергии и оперативных резервов, чтобы поддерживать баланс спроса и предложения на электроэнергию, сохранять надежность системы и способствовать созданию условий для совершения торговых операций между продавцами и покупателями;
- разработка и применение правил недискриминационного доступа к сетям для оптовых продавцов и покупателей электроэнергии, чтобы создать возможность конкуренции между ними, включая механизмы для эффективного распределения ограниченной пропускной способности сети между ее пользователями;
- разделение розничных тарифов на составляющие, чтобы выделить цены на электроэнергию и сопутствующие услуги, поставляемые конкурирующими сбытовыми организациями, от регулируемой составляющей

тарифов за использование магистральных и распределительных сетей. Это дает возможность розничным потребителям выбирать между конкурирующими сбытовыми организациями;

- наличие, независимых от участников рынка, регулирующих органов, обладающих информацией о затратах и качестве обслуживания компаний, предоставляющих сетевые услуги, наделенных соответствующими полномочиями правоприменения, имеющих квалифицированный персонал и возможность привлечения экспертов, способных использовать эту информацию и полномочия для того, чтобы устанавливать эффективные сетевые тарифы, выявлять и пресекать нарушение правил недискриминационного доступа к сетям.

Если программа либерализации и внедрения конкуренции спроектирована правильно и эффективно реализуется, то практика показывает значительный рост эффективности системы.

2.1.3. Примеры рынков электроэнергии

В период доминирования вертикально-интегрированных компаний между ними существовало тесное сходство в том, как они работали. С началом либерализации электроэнергетики и с созданием конкурентных рынков в разных странах и юрисдикциях (штатах, или отдельных местностях со своими законами) обозначились существенные различия, обусловленные историческими, политическими, экономическими и иными причинами. На сегодняшний день в мире не существует двух абсолютно идентичных по устройству в той или иной степени конкурентных рынков электроэнергии. Описать все здесь не представляется возможным. Однако с некоторыми наиболее характерными, краткое описание которых приводится ниже, полезно ознакомиться.

Прежде всего рассмотрим **Пул Англии и Уэльса и новую систему торговли (NETA)**. В Великобритании, после национализации всех предприятий электроэнергетики лейбористским правительством Антони Идена в 1947 г. создано предприятие под названием Центральная дирекция по производству электроэнергии (Central Electricity Generating Board или CEGB), которому переданы все электростанции и вся высоковольтная сеть. Эта организация

продавала электроэнергию двенадцати региональным распределительным компаниям по оптовому тарифу (который утверждался правительством), а те продавали ее конечным потребителям. К концу восьмидесятых годов прошлого века цены на электроэнергию в Великобритании были выше, чем во всех остальных странах Западной Европы. Причины этого заключались в следующем.

Во-первых, большая часть электростанций в Англии и Уэльсе работала на дорогом угле, который поставлялся государственной угольной компанией, а на использование импортного топлива действовал правительственный запрет.

Во-вторых, Центральная дирекция по производству электроэнергии закупала оборудование, произведенное только в Великобритании, иногда по ценам намного выше, чем на мировом рынке. Как выяснилось в дальнейшем, количество персонала в Центральной дирекции и в распределительных компаниях намного превышало необходимое. Производительность труда была низкой. Центральная дирекция по производству электроэнергии настаивала на необходимости масштабной программы строительства новых генерирующих мощностей, в основном чрезвычайно дорогих АЭС.

Экономическая политика правительства г-жи Тэтчер была направлена на приватизацию государственных предприятий и внедрение конкуренции всюду, где есть для этого возможность. В 1989 г. Британский Парламент принял закон о прекращении деятельности Центральной дирекции по производству электроэнергии. Вместо нее были созданы две крупные генерирующие компании, которым передали все тепловые электростанции в Англии и Уэльсе. Их акции были проданы на бирже. Производство электроэнергии на АЭС осталось в руках государства. В то время считалось, что по разумной цене АЭС в тот момент продать не удастся. Тем не менее, они были успешно приватизированы уже через несколько лет. Все двенадцать распределительных компаний приватизированы также путем продажи их акций на бирже. Вся система электропередачи высокого напряжения была передана вновь созданной Национальной Сетевой Компании (NGC), акции которой были переданы теперь уже частным распределительным компаниям. Правительство сохранило за собой «золотую акцию», дающую право

вето на любое решение Совета Директоров Национальной Сетевой Компании. До сегодняшнего дня это право ни разу не было использовано.

Первый в истории *полностью* конкурентный рынок электроэнергии (England and Wales Pool — далее Пул), начал работать в Англии и Уэльсе в 1990 г. В нем использовалась практика централизованного планирования и ведения режимов, так как в тот момент никто не верил, что надежность энергосистемы удастся обеспечить каким-либо другим образом. Алгоритм оптимизации механизма производства - потребления электроэнергии учитывал большое число различного рода особенностей энергосистемы и даже исторических факторов, связанных со сложившимися традициями в управлении генерацией*, и поэтому был чрезвычайно сложным. Попытки упростить его и усовершенствовать оказались безуспешными.

Перечислим особенности Пула Англии и Уэльса:

- наличие рынка «на сутки вперед» и балансирующего рынка; причем цены последнего рассчитывались уже *postfactum* (после факта); как в одном, так и в другом рынке использовалось ценообразование на основе цены в замыкающей заявке (маржинальное ценообразование, см. параграф 6.2.);
- одновременная оптимизация как производства электроэнергии, так и размещения резервов;
- односторонность конкурентного механизма — конкурируют только предприятия — производители энергии без участия потребителей;
- отсутствие требования заявлять всю рабочую мощность и практически отсутствие санкций за невыполнение обязательств — прошедшую через аукцион заявку производитель электроэнергии мог не выполнять;
- плата за мощность устанавливалась пропорционально расчетной вероятности перерыва в энергоснабжении;
- компенсация упущенной выгоды производителям электроэнергии, чье производство ограничивается или не востребовано ввиду системных ограничений;
- распределение стоимости потерь среди потребителей пропорционально количеству потребленной электроэнергии.

* Под генерацией, здесь и далее, авторы понимают системы производства электроэнергии.

Цена электроэнергии для оптовых покупателей была одинакова и не зависела от дифференцированного сетевого тарифа, который определялся следующим образом. Территория Англии и Уэльса была поделена на 11 зон; в каждой из них производители и потребители энергии оплачивали сетевой тариф по разным ставкам. В зонах с избыточной мощностью ставки для потребителей были низкими, а для производителей — высокими. В зонах с дефицитом мощности наоборот. Пул Англии и Уэльса, несмотря на ряд недостатков, доказал, что эффективная конкуренция между производителями электроэнергии не только возможна, но и весьма благотворна. Результатами его работы стали: модернизация существующих электростанций; вывод из строя заведомо убыточного устаревшего генерирующего оборудования; привлечение крупных частных инвестиций в строительство новых электростанций; существенное снижение издержек производства электроэнергии, в частности, за счет снижения числа работников. За время работы Пула заметно снизились цены на электроэнергию для конечных потребителей. Пул научил энергетиков работать в конкурентной среде и положил конец мифу о том, что без вертикальной интеграции нельзя обеспечить надежность электроснабжения. Его конструкция послужила основой для проектирования конкурентных рынков электроэнергии в Австралии, Новой Зеландии, Сингапуре.

Пул Англии и Уэльса прекратил свое существование в 2001 г. Ему на смену пришла новая система торговли. Причиной замены пула на **новую систему торговли NETA (New Electricity Trading Arrangement)** послужили перечисленные выше его недостатки и политические соображения. Можно привести следующие доводы, в которые власти Великобритании, очевидно, верили, идя на этот, стоивший, по многим оценкам, около 1 млрд английских фунтов, шаг:

- негибкость управления Пулом препятствовала изменениям и тормозила проводимые реформы энергетики;
- ограниченное влияние спроса на механизм ценообразования привело к ценам, которые оказались выше экономически обоснованных;

- сложность и непрозрачность механизма ценообразования и ограниченная конкуренция задерживали развитие рынков финансовых производных инструментов и ограничивали ликвидность на рынке контрактов;

- Пул давал возможность злоупотреблений, поскольку у всех производителей электроэнергия покупалась оптовиками по одной и той же цене, в то время как сама эта цена устанавливалась на основании заявок лишь немногих из них. То есть существование единой цены Пула вместо договорных цен между индивидуальными продавцами и покупателями препятствовало оказанию давления спроса на уровень цен.

Последнее утверждение, наиболее сомнительное с точки зрения доказательности, оказалось определяющим для принятия решения. К сожалению, те, кто принимали решение по поводу ввода NETA, не предоставили абсолютно никаких доказательств злоупотреблений, а фактом остается то, что с начала работы новой системы никакого снижения цен для конечных потребителей не произошло.

Существуют документальные доказательства того, что лейбористское правительство Великобритании, поддерживая ввод NETA, было убеждено, что таким образом создаются более благоприятные условия для продолжения жизни британской угольной промышленности и соответственно шахтеров, традиционно голосующих за лейбористскую партию. Тем не менее одного введения NETA оказалось явно недостаточно для осуществления этой цели. В настоящий момент впервые за много лет разрабатывается новая энергетическая стратегия Великобритании, предусматривающая специальные меры, стимулирующие строительство угольных и атомных электростанций. Предыдущая энергетическая стратегия Великобритании определялась одной фразой: «Мы создали рынок электроэнергии и убеждены, что он обеспечит необходимое количество генерирующих мощностей сегодня и в будущем».

Основной принцип NETA — *все, в том числе и физические лица, желающие купить или продать электроэнергию, имеют право вступать в любые свободно заключенные договорные отношения между собой*. Это, по мнению разработчиков NETA, должно было привести к тому, что львиная доля поставляемой на рынок

электроэнергии будет продаваться или покупаться через одну из биржевых площадок или посредством двусторонних или многосторонних контрактов. В число тех, кто торгует электроэнергией, входят не только генерирующие и сбытовые организации, которые непосредственно производят и поставляют электроэнергию конечным потребителям, но и перекупщики (трейдеры).

Роль NETA не только в том, чтобы задавать правила торговли электроэнергией на биржевых площадках и/или через двусторонние договоры, но и в осуществлении в режиме, близком к режиму реального времени, клиринга и расчетов отклонений между контрактными и физическими объемами электроэнергии у лиц, покупающих, продающих, производящих и потребляющих электроэнергию.

На практике трейдеры могут купить или продать больше или меньше электроэнергии, чем они продали или купили; генерирующие предприятия могут физически произвести больше или меньше, чем они продали; конечные потребители могут потребить больше или меньше электроэнергии, чем их сбытовые компании для них приобрели. Центральная система NETA как раз и предназначена, чтобы измерять эти отклонения и определять цены, по которым они торгуются, а также рассылать счета за них. Процессы, с помощью которых рассчитываются объемы отклонений и размеры платежей за них, носят название «Расчет отклонений» (Imbalance Settlement). Задача расчета отклонений не в том, чтобы установить оптовые цены на электроэнергию, как это было ранее, а в том, чтобы определить цену и произвести расчет именно за отклонения фактических объемов от плановых при относительно малой разнице между контрактными и физическими объемами покупки-продажи электроэнергии участниками рынка.

Данные коммерческого учета по генерации и потреблению на оптовом рынке в Англии определяются каждые полчаса, поэтому расчет отклонений в рамках NETA также производится каждые полчаса.

Помимо расчета отклонений, NETA также призвана осуществлять функции балансирования системы, т.е. корректировки загрузки генерирующих мощностей в зависимости от спроса в режиме реального времени. Необходимость в этом

механизме обусловлена двумя причинами: весьма возможно, что совокупный объем генерации, который электростанции готовы произвести или физически производят, не будет равняться совокупному уровню потребления, который потребители намерены потребить или физически потребляют в любой заданный момент; из-за ограниченной пропускной способности сети иногда необходимо изменить объем производства или потребления отдельных генераторов или потребителей по сравнению с их желаемым объемом производства-потребления, чтобы предотвратить нарушение системных ограничений.

Именно поэтому в дополнение к расчету отклонений в рамках NETA предусмотрено функционирование «механизма балансирования» (balancing mechanism). Системный оператор определяет, какие действия следует предпринять для поддержания баланса между потреблением и производством, как на национальном (поддержание стабильности частоты), так и на локальном (предотвращение нарушения системных ограничений) уровне. Для этого он заключает с производителями электроэнергии краткосрочные контракты, действующие в режиме, близком к режиму реального времени. Таким образом, в NETA отсутствуют механизмы централизованного выбора состава оборудования, планирования и отчасти ведения режимов, присущие Пулу Англии и Уэльса. Вместо этого действия продавцов и покупателей определяются в основном теми договорами, которые им удалось заключить. Эффективность данной системы торговых отношений, а также надежность снабжения электроэнергией подкрепляется следующими немаловажными факторами:

- наличием избытка генерирующих мощностей, значительная часть которых представлена самым современным и маневренным оборудованием типа ПГУ, введенным в действие на протяжении предыдущего десятилетия;
- наличием достаточно мощной магистральной сети с избыточной пропускной способностью;
- накопленным за последнее десятилетие опытом работы в конкурентной среде;
- тщательно разработанной нормативно-правовой базой;

- достаточно совершенной структурой финансовых отношений;
- развитой системой измерений и оснащенностью приборами типа АСКУЭ и соответствующими базами данных для коммерческого учета;
- практически полностью конкурентными рынками топлива.

Внедрение NETA было сопряжено со многими трудностями, в основном связанными с созданием программно-аппаратного комплекса (ПАК), призванного реализовать положения Кодекса «О балансировании и проведении расчетов». После внедрения NETA обнаружилось много ошибок как в самом ПАКе, так и ошибок, допущенных участниками. Тем не менее можно утверждать, что внедрение комплекса NETA стало успешным благодаря именно тому, что участники к этому моменту уже имели за своими плечами десятилетний опыт жизни в рыночной среде.

Существенное развитие идея конкурентного рынка электроэнергии с централизованной системой планирования и ведения режимов получила благодаря работам группы ученых Гарвардского университета под руководством профессора Вильяма Хогана. Эти работы стали основой предложенной Федеральной Энергетической Комиссией США (FERC) **Стандартной модели рынка (Standard Market Design)**. Основные отличительные черты Стандартной модели рынка:

- ценообразование на основе аукционов ценовых заявок продавцов и покупателей с использованием оптимизационных алгоритмов, учитывающих системные ограничения для планирования режимов на «сутки вперед»;
- ведение режимов в реальном времени через «спотовый» рынок, объединяющий технологию и коммерцию (системный оператор обеспечивает баланс производства и потребления на основе заявок и оптимизационного алгоритма);
- почасовые узловые цены;
- допустимость двухсторонних договоров между продавцами и покупателями при условии оплаты ими разницы узловых цен между точкой поставки и точкой потребления торгуемой электроэнергии.

- требование к организациям, управляющим сетями, обеспечить участникам рынка возможность приобрести финансовые права на передачу электроэнергии (Firm transmission rights), ограждающие их от рисков, связанных с разницей узловых цен.

В США к 2004 г. активно функционировали шесть конкурентных оптовых рынков электроэнергии, под управлением независимых системных операторов: PJM (Пенсильвания — Нью-Джерси — Мэрилэнд); рынок Новой Англии; рынок штата Нью-Йорк; рынок Среднего Запада (MISO); рынок Калифорнии; рынок Техаса.

Рынок Новой Англии, рынок штата Нью-Йорк, рынок PJM и рынок Среднего Запада (MISO) близки по своей конструкции к предложенной Федеральной Энергетической Комиссией США (FERC) Стандартной модели рынка. Устройство первых трех рынков во многом объяснимо тем, что до перехода к торговле на конкурентной основе все три объединения существовали в виде жестких пулов (tight pools) — объединений вертикально интегрированных энергокомпаний, для которых характерно централизованное планирование и контроля режимов всех генерирующих мощностей, принадлежащих различным энергокомпаниям, входящим в такой пул. Отличия правил рынка в Калифорнии и Техасе существеннее, однако по всей вероятности, всем энергосистемам США придется привести их в соответствие со Стандартной моделью рынка.

Особенности розничного рынка электроэнергии США

Создание розничных рынков в США связано с образованием независимых системных операторов (НСО) и управляемых ими конкурентных оптовых рынков, а также с реструктуризацией вертикально интегрированных энергетических компаний, приведшей к отделению передающих сетей от генерации. В результате образовались сетевые компании (передающие и распределительные), подлежащие регулированию со стороны администрации штатов, и конкурентные генерирующие и сбытовые компании. Первые НСО появились на Северо-Востоке США в 1997 г. (PJM и Новая Англия), первый оптовый рынок в 1998 г. (PJM), первые розничные

рынки в 1999 г. В настоящее время наиболее развитые розничные рынки работают в штатах РМ и Новой Англии — с 1999 г., Нью-Йорк — с 2000 г., Техас — с 2002 г. Розничные рынки, как правило, регулируются регулирующими комиссиями штатов, НСО (за исключением Техаса) в работу розничных рынков не вмешиваются. В Техасе розничный рынок управляется НСО штата Техас — ERCOT. В большинстве штатов с розничной конкуренцией сети выведены в отдельные компании. Но в некоторых штатах ограничились введением Кодекса поведения, регламентирующего разделение функций в рамках одной компании.

В упомянутых выше розничных рынках все розничные потребители имеют право выбора поставщиков. Обеспечение почасового учета объема потребления может обуславливаться требованиями конкретного конкурентного поставщика, но в общем случае не обязательно.

Роль гарантирующего поставщика выполняют распределительные компании — «поставщики стандартного предложения». В некоторых штатах (например, Массачусетс) не все потребители, не выбравшие себе поставщика, имеют право на «стандартное предложение»; для них существует «предложение дефолта». Это потребители, подключившиеся после начала действия «стандартного предложения», и те, кто вернулся от конкурентных поставщиков. «Стандартные предложения» предполагались только на время переходного периода, но регулирующие комиссии штатов пока не собираются от них отказываться, так что в обозримом будущем с распределительных компаний эта ответственность не будет снята. Практика показала, что среди бытовых потребителей доля перешедших к конкурентным поставщикам оказалась небольшой — меньше 10 %, среди промышленных — до 30—40 %.

Цены для розничных потребителей устанавливаются регулирующими комиссиями штатов, при этом стоимость электроэнергии и мощности, поставляемой конкурентными поставщиками, регулированию не подлежит. В принципе стоимость поставляемой «поставщиком стандартного потребления» электроэнергии и мощности не является предметом регулирования, но комиссии имеют право требовать от такого поставщика доказательств того, что он

добросовестно отнестся к их приобретению на оптовом рынке для своих потребителей. В штате Мэн регулирующая комиссия сама занимается выбором оптового поставщика для своего «гарантирующего поставщика». Как правило, все расходы, связанные с операциями на оптовом рынке, напрямую транслируются в счета розничных потребителей. Для регулирования затрат, связанных с остальными видами деятельности распределительных компаний, применяется традиционная система, учитывающая качество выполнения компанией своих функций. Разрешенная норма прибыли для распределительных компаний сейчас обычно ниже, чем до реструктуризации. Принято считать, что привлечение капитала для них обходится дешевле, чем раньше, из-за отсутствия рисков, связанных со строительством и эксплуатацией генерирующих мощностей.

Все поставщики электроэнергии для розничных потребителей должны быть зарегистрированы в НСО как участники оптового рынка. Конкурентные поставщики могут требовать от своих потребителей наличия приборов с почасовым учетом объемов потребления. Те, кто этого не требует, вырабатывают с распределительной компанией систему расчета часовых нагрузок, базирующуюся на профилях нагрузок за предыдущие периоды. Как правило, учет нагрузок и передача данных в НСО для выдачи счетов с учетом цен оптового рынка производится персоналом распределительных компаний.

В Скандинавии работает уникальный международный рынок электроэнергии «Nord Pool». Норвегия основала «Nord Pool» в январе 1991 г. В январе 1996 г. к нему присоединилась Швеция, в январе 1998 г. — Финляндия, в январе 2000 г. — Дания (включая Восточную часть).

В Скандинавских странах доминирует гидроэнергетика. В Норвегии ГЭС составляют 99,2 % установленной мощности генерации; в Швеции — 49,7 %. Доля АЭС и ТЭС в Скандинавских странах соответственно 23,5 и 20,4 %. Около 1,2 % электроэнергии производится на возобновляемых источниках (ветер и др., кроме ГЭС). Участники рынка Nord Pool вправе заключать между собой двухсторонние физические договоры купли-продажи электроэнергии или торговать на рынке с

централизованным планированием режимов (бирже). Около 70 % всего объема электроэнергии продается по двухсторонним договорам.

Характерные особенности скандинавского рынка электроэнергии:

- унифицированные правила торговли;
- отсутствие трансграничных пошлин на покупку и продажу электроэнергии;
- торговля электроэнергией на централизованном рынке (бирже) в двух формах:
 - физические поставки электроэнергии*;
 - финансовые инструменты.

Первоначально возник рынок физических поставок. Со 2 января 2002 г. рынок физических поставок электрической энергии работает в рамках самостоятельного структурного подразделения биржи — Nord Pool Spot AS. Рынок физических поставок разделен на два сектора: Elspot и Elbas. Elspot — рынок электрической энергии. На нем торгуются контракты на физические поставки на сутки вперед. Цена на электроэнергию формируется на основе баланса спроса и предложения участников торгов. В заявке участника указывается цена, по которой участник готов купить определенный объем электроэнергии, и цена, по которой он готов этот объем продать, поскольку владельцы ГЭС ежедневно должны принимать решение по поводу реальных запасов воды в водохранилище ГЭС. Если в будущем ожидается ситуация, в которой цена воды будет больше, чем сейчас, разумно не производить электроэнергию самому, а купить ее на рынке и наоборот.

На рынке физических поставок Elbas торговля осуществляется непосредственно перед поставкой с целью балансирования спроса и предложения электрической энергии. Эта часть рынка эффективно функционирует с 1998 г. В настоящий момент энергобаланс производства и потребления сводится за 2 часа до момента фактической поставки.

Специально для торгов финансовыми инструментами образованы два структурных подразделения биржи: Nord Pool ASA и Nordic Electricity Clearing

* Авторы имеют ввиду прямые поставки электроэнергии от производителя – потребителю.

House ASA (NECH). Если контракты регистрируются для клиринга, биржа становится дополнительной стороной в контрактах и гарантирует расчеты по ним. В настоящее время 90 % двухсторонних контрактов предусматривают клиринг. NECH оказывает такие услуги участникам рынка по снижению рисков.

Nord Pool — механизм, способный достаточно точно оценивать факторы, влияющие на производство и потребление электроэнергии: структуру производственных мощностей, их загрузку, климатические и погодные условия, уровень водности рек. Правительства Скандинавских стран в основном воспринимают изменчивость рыночных цен на электроэнергию как факт жизни и не предпринимают экстренных мер, если цены растут.

Рынок электроэнергии в Японии зародился в девяностые годы прошлого века, когда была осуществлена реформа электроэнергетики. На первом ее этапе предоставлена возможность конкуренции при инвестировании в новые генерирующие мощности. На втором этапе возникла конкуренция за право снабжать крупнейших потребителей электроэнергии (26 % от общего потребления в стране) по двухсторонним физическим договорам.

В 2003 г. по инициативе Правительства Японии внесены поправки в законодательство, предусматривающие рост эффективности в отрасли за счет внедрения конкуренции вначале на оптовом, а затем и на розничном рынках электроэнергии. Переход к полностью конкурентному розничному рынку был осуществлен в 2007 г. Программа реформирования электроэнергетики в Японии предусматривала разделение по видам деятельности внутри частных вертикально интегрированных энергокомпаний за счет отдельного бухгалтерского учета. Были учреждены независимый системный оператор и энергетическая биржа, где происходят торги в режиме на «сутки вперед» и заключаются долгосрочные двухсторонние договоры. Применяемый ныне метод ценообразования на передачу электроэнергии по сетям, основанный на расчете цены за каждую конкретную двухстороннюю сделку, заменят сетевым тарифом по принципу «почтовой марки».

Электроэнергетика Испании реструктурирована в середине девяностых годов прошлого века. Процесс завершился в 1998 г. созданием **квазиконкурентного**

рынка в Испании, который, по всей видимости, останется таким достаточно продолжительное время. Электроэнергетическая отрасль в настоящий момент состоит из четырех частных вертикально-интегрированных компаний, в капитале которых присутствует и иностранный капитал, в том числе в форме контрольного (например, итальянская компания ENEL) и еще трех иностранных компаний, строящих газотурбинные электростанции. Магистральные сети принадлежат независимой компании Red Electrica. Регулирующий орган не имеет каких-либо властных полномочий и представляет собой скорее консультативный для правительства, нежели регулирующий орган. Несмотря на такую структуру отрасли, правительству удалось сконструировать систему отношений, допускающую некоторую степень конкуренции. Отрасль остается высоко политизированной, так как правительство рассматривает цены на электроэнергию как инструмент сдерживания инфляции. Посредством этих цен субсидируются некоторые отрасли промышленности. Тарифы регулируются правительством и одинаковы по всей территории страны.

Рынок электроэнергии (NZEM) в Новой Зеландии функционирует с 1996 г. Ему предшествовал процесс акционирования государственной вертикально интегрированной энергетической монополии ECNZ. Из нее выделена сетевая компания TransPower. Впоследствии из генерирующих активов ECNZ образовано несколько генерирующих компаний, которые были приватизированы. В Новой Зеландии не предусматривался регулирующий орган. Предполагалось, что отрасль будет действовать на основе принципа саморегулирования, т.е. правила рынка будут предметом договоренности между его участниками. Рынком NZEM управляет нанятая по конкурсу частная компания, отвечающая за коммерческий учет и расчеты между участниками. В устройстве рынка NZEM принцип узловых цен в реальном времени используется практически до теоретического идеала. В энергосистеме определено 244 узла, в отношении которых принимаются заявки продавцов и покупателей. Режимы, а соответственно и цены рассчитываются для каждого получаса в режиме «на сутки вперед» с учетом потерь, системных ограничений и потребности в резервах мощности. По мере приближения к

реальному времени цены пересчитываются несколько раз, а участники рынка вправе изменять свои заявки в любой момент, но не позднее, чем за два часа до реального времени. Расчет платежей, однако, производится на основе фактического режима. Имеют место двухсторонние договоры между продавцами и покупателями, но нет площадки, где бы они торговались.

Новая Зеландия состоит из двух островов — Северного и Южного. Большая часть потребления приходится на Северный остров, и на нем же расположены тепловые генерирующие мощности. На Южном острове есть комплекс ГЭС, электроэнергия с которых передается на Северный остров по подводному кабелю постоянного тока. С начала действия NZEM в стране имели место два засушливых периода. Оказалось, что стимулы, заложенные в механизм ценообразования, недостаточны, чтобы предотвратить дефицит электроэнергии. Правительство страны пришло к выводу: саморегулирование электроэнергетики не обеспечивает страну надежным и бесперебойным электроснабжением. Поэтому был учрежден регулирующий орган, разработавший систему резервирования на случай засушливого года. Система предусматривает наличие определенного объема воды в водохранилищах, соответствующего количественному эквиваленту электроэнергии, который владельцы ГЭС не вправе выставлять на рынок.

Политика либерализации в странах ЕС прошла несколько стадий. К моменту объединения страны ЕС пришли с существенно отличающимся построением электроэнергетики: от уже упомянутых либерализованных энергетик Великобритании и скандинавских стран, до государственной монополии во Франции и крупных частных вертикально-интегрированных монополий в Германии. Первые шаги ЕС в направлении либерализации были достаточно осторожными, но, в тоже время, довольно определенными. Директива ЕС предписывала всем странам открыть свои рынки для доступа «третьих» стран, обеспечить недискриминационный доступ к инфраструктуре и «мягкое» организационное разделение по видам деятельности.

Первые годы реализации указанной директивы показали, что «половинчатое – мягкое» движение по пути либерализации не снимает проблемы конфликтов

интересов, в связи с чем, в 2008 году была принята новая – значительно более жесткая Директива ЕС. Согласно указанной директиве не допускается одновременное управление конкурентными и монопольными видами деятельности. Таким образом, компании, владеющие сетями и генерацией будут вынуждены отдать свои сети под управление независимых операторов. Одновременно с этим, по инициативе ЕС, начались работы над объединенным рынком электроэнергии ЕС, первым этапом которых является создание межстрановых региональных рынков. Первые шаги в данном направлении уже осуществляются. Так страны Бенилюкс вместе с Францией и Голландией создали совместную энергетическую биржу и общий рынок электроэнергии.

2.1.4. Уроки, вытекающие из обобщения опыта и функционирования рынков электроэнергии

Либерализованная энергетика — новое явление в экономической и общественной жизни. От нее принято ожидать разных благ, в первую очередь снижения цен на электроэнергию для потребителей и одновременно притока в отрасль частных инвестиций. Здравый смысл подсказывает, что эти задачи противоречат друг другу. Конкурентные рынки электроэнергии, если грамотно спроектированы, хорошо справляются с задачей снижения цен, когда они начинают функционировать в период избытка установленных генерирующих мощностей. Эти рынки хорошо справляются и с задачей привлечения частных инвестиций при недостатке мощности, но только когда правительства не ограничивают их естественной деятельности. Вмешательство правительств в виде ограничений цен, как правило, ни к чему хорошему не приводят. Но если складывается ситуация, когда одновременно присутствуют плохо сконструированный рынок, нелепые действия властей, допускающий серьезные экономические нарушения крупный участник рынка, дефицит генерирующих мощностей и необычные погодные условия, катастрофы не миновать. Это и произошло в **Калифорнии**. Там установились очень высокие оптовые цены на электроэнергию начиная с лета 2000 г. до зимы 2000/01 г. Для понимания событий

этого периода приведем краткую справку о конструкции рынка электроэнергии в Калифорнии и системе управления им.

В Калифорнии Системный оператор (Cal ISO) управляет системой в реальном времени, т.е. обеспечивает балансирование производства и потребления энергии и поддерживает допустимые значения перетоков по сечениям сети. Для этого он ведет рынок реального времени, для которого регулирующий орган установил предельную цену (price cap). В дополнение к этому, существовала торговая площадка (PX), чтобы управлять еще двумя рынками электроэнергии — рынком «на сутки вперед» и рынком «того же дня», за час до реального времени потребления. Участниками этих рынков были координаторы режима. Каждый из них в зоне своей ответственности вел мини-рынок генераторов энергии и конечных потребителей, а на торги PX выставял излишки электроэнергии своей зоны. Каждый координатор режима был обязан сбалансировать производство и потребление в своем регионе за счет внутренних ресурсов, а если это не представлялось возможным, то за счет сделок на рынках PX. Режимы производства и потребления, полученные в результате работы координаторов режима и рыночного процесса на PX, представлялись в Cal ISO на утверждение (после проверки на технологическую осуществимость). Оба рынка PX устанавливали единую для всей Калифорнии часовую клиринговую цену, если не было насыщения пропускной способности сетевых сечений*. При насыщении сечений устанавливались отдельные клиринговые цены для заранее (в процессе создания рынка) определенных энергозон по обе стороны от насыщенного сечения. Цены в каждой из зон устанавливались на основе заявок на «отклонения», т.е. цен, по которым координаторы режима были готовы отклониться от того режима, который складывался на основе заявок продавцов и покупателей в их зоне ответственности. Для трех крупнейших энергетических компаний Калифорнии — Southern California Edison, San Diego и PG&E — установлены иные правила. Они должны были выставять всю вырабатываемую ими электроэнергию на торги PX и покупать всю электроэнергию для своих потребителей на рынках PX. Поскольку PX выполнял

* Условие, при котором подводящие сети обладают необходимой пропускной способностью.

для этих компаний роль координатора режима, то PX превращался в самого большого координатора режима в Калифорнии. Сделано это было для того, чтобы можно было ограничить рыночную силу этих трех компаний, а также рассчитать доходность от использования ими возможностей нового рынка и направить полученную выгоду на погашение затрат, связанных с их прошлыми инвестициями в генерирующие мощности. Считалось, что рыночные цены будут недостаточны для покрытия этих затрат. Если плата за энергию на рынках PX указанных трех компаний была меньше, чем их замороженные розничные тарифы для конечных потребителей, излишки следовало направлять на покрытие долгов компаний за прошлые инвестиции. До наступления кризиса компания San Diego именно за счет этого полностью покрывала свои прежние долги, PG&E собрала для этих же целей 8,3 млрд долл., а Southern California Edison — 9,3 млрд долл. Система, однако, дала сбой, когда рыночные цены превысили замороженные розничные тарифы. В результате разразившегося кризиса торговая площадка прекратила функционировать в 2001 г.

Очень высокие оптовые цены на электроэнергию в Калифорнии были обусловлены высокими ценами на природный газ в сочетании с ростом потребления (дефицит мощности около 6000 МВт), необычно жарким летом, нехваткой воды в водохранилищах ГЭС, авариями на электростанциях, ошибками в регулятивной политике штата и недостаточной пропускной способностью сетей. Электростанции, использовавшие природный газ в качестве топлива, вынуждены были покупать газ на спотовом* рынке, так как регулирующий орган Калифорнии (CPUC) ограничивал их в праве заключать долгосрочные контракты на поставку топлива. Рост потребности в поставках природного газа на 44 % в 2000 г. по сравнению с 1999 г. и ущербная конструкция рынка электроэнергии стали главными причинами роста цен на рынке газа, хотя и ценовые манипуляции участников рынка также сыграли в кризисе не последнюю роль. В настоящее время опубликована информация о различных организациях, которые принимали участие в ряде стратегий по манипулированию рыночными ценами, применявшимися

* Спот – сделка с немедленной оплатой – экономический термин.

компанией Enron. Эти компании вступали с Enron в соглашения о делении прибыли, чтобы скрыть реальную долю рынка, приходящуюся на Enron; практиковали экономическое (не путать с физическим) изъятие мощностей с рынка; завышали клиринговые цены рынка за счет подачи необоснованно высоких заявок. Компания Enron создала и контролировала электронную торговую площадку под названием EOL (Enron on line), одновременно являясь участником рынка. Площадка эта не стала прозрачной для рынка, но дала Enron огромное информационное преимущество, которое оно использовала для извлечения прибыли. EOL была не только площадкой, на которой совершались сделки. Она сама была активным и достаточно агрессивным игроком. Используя свое информационное преимущество, площадка EOL добивалась крупных прибылей на рынке финансовых производных (порядка полмиллиарда долларов в 2000—2001 гг.). Enron могла позволить себе небольшие убытки на рынке, на котором торговались физическая электроэнергия или топливо, одновременно получая информацию, дающую возможность заработать миллионы на производных финансовых инструментах. На EOL нормальным явлением стали так называемые «сделки-постирушки» (wash trades), в которых EOL объявляла о своей готовности продать и купить по одной и той же цене. В результате создавалась видимость ликвидности, искажавшая цены. Enron также манипулировала ценами, заставляя две из своих аффилированных компаний быть сторонами сделок типа «постирушек», создавая искусственную изменчивость (волатильность) цен и их рост. Есть доказательства, что компания Enron и аффилированные с ней организации преднамеренно применяли стратегии по манипулированию рынком. В мае 2002 г. адвокаты Enron представили Федеральной Энергетической Комиссии США внутреннюю переписку, подтверждавшую, что трейдеры Enron заключали фиктивные сделки, чтобы получать платежи за разгрузку перегруженных сечений сети. Это достигалось следующим образом: аффилированное лицо заключало сделку, предопределявшую переток энергии, заведомо перегружавший некоторое сечение; затем трейдер Enron регистрировал эквивалентную сделку в обратном направлении и получал за это плату за разгрузку сечения. Так как сальдо двух

встречных сделок было нулевым, то никакой связанной с ними энергии не производилось и не поставлялось. Неоправданная сложность конструкции рынка Калифорнии и его правил привела не только к его неэффективности, но и к возникновению стратегий поиска выгоды в обход правил.

Говоря о недостатках устройства рынка в Калифорнии, следует, однако, подчеркнуть, что они не являлись непоправимыми. Ошибки такого рода могли бы быть без излишних потерь устранимы, как только выяснилась практика обхода правил, если бы «замораживание» розничных цен на фоне либерализации не привело к быстрому коллапсу и банкротству основных игроков. Дело в том, что рост цены в Калифорнии в целом имел под собой вполне объективные основания, связанные с дефицитом развития мощностей из-за слишком высоких экологических требований. Приписывать все проблемы Калифорнии лишь неадекватному поведению игроков бессмысленно. Такое поведение лишь существенно ускорило процесс, в основании которого лежал объективный рост цены оптового рынка из-за дефицита мощностей, который сбытовые компании не смогли «оттранслировать» своим потребителям, что и вызвало череду банкротств.

Опыт различных стран показывает, что либерализация рынка электроэнергии при продуманной организации его функционирования способствует притоку инвестиций в электроэнергетику и устранению дефицита мощностей.

Механизмы привлечения инвестиций в электроэнергетику зависят от многих объективных и субъективных факторов. Первоочередную роль при этом играет уровень и прогнозируемость цен на электроэнергию. Все регулируемые системы подвержены высокому регуляторному риску и потому, в большинстве случаев, инвесторы используют лишь те механизмы, которые перекладывают все риски на потребителей электрической энергии.

Либерализованная система отношений в электроэнергетике позволяет распределить риски между инвесторами и потребителями и повысить качество принимаемых инвестиционных решений.

Во многих промышленно развитых странах в последние десятилетия в ходе либерализации электроэнергетики правительства переместили ответственность за поддержание достаточного уровня мощностей с вертикально интегрированных монополий, по большей части государственных, на частный сектор. Частный инвестор, лишенный возможности переложить ценовой и количественный риск на конечного потребителя, вынужден принимать инвестиционное решение с учетом этих факторов. Решение инвестора и банков, предоставляющих ему кредиты, в отличие от государственной или даже частной монополии, мотивируется только ожиданием прибыли, соответствующей степени риска вложения. Никакие побочные факторы в расчет не принимаются. Это, безусловно, приводит к более взвешенному и тщательно проработанному инвестиционному решению.

В тоже время, повышая качество принимаемых инвестиционных решений, либерализация выдвигает и дополнительные требования к устройству систем регулирования и рынков. Новая система отношений должна быть спроектирована таким образом, чтобы обеспечивать не только эффективное текущее функционирование системы, но и создавать адекватные инвестиционные сигналы. Наибольшей сложностью при проектировании является проблема «приближения» во времени инвестиционных сигналов с тем, чтобы, в отличие от остальных рынков, обеспечить расширение инвестиционного процесса не с возникновением дефицита, а опережая, не допустить его возникновения.

Проблема наиболее адекватного формирования инвестиционных механизмов в настоящее время является одной из наиболее обсуждаемых в мире.

Либерализация, проведенная консервативным правительством Великобритании в начале 1990 г., стала одним из самых масштабных событий в мировой электроэнергетике. Она распространялась только на **Англию и Уэльс**, как уже упоминалось в 2.1.3, и не коснулась других частей Объединенного Королевства. Созданные в процессе либерализации две крупные частные генерирующие компании* унаследовали ряд устаревших и неэффективных

* В них вошли все угольные электростанции, и одна государственная компания, которой переданы все атомные электростанции

угольных электростанций, которые в новых условиях, требовавших экономичных и высокоманевренных мощностей, приносили только убытки. Практически в то же время сняли долго существовавший законодательный запрет на использование природного газа для производства электроэнергии. В Англии и Уэльсе пошел активный процесс вывода из строя и демонтажа старых электростанций, модернизации тех, которые оставались рентабельными и строительства новых. За 11 лет работы Пула с 1990 по 2001 гг. в структуре выработки электроэнергии Англии и Уэльса по виду топлива произошли существенные изменения. Использование угля сократилось с 65 до 36 %; нефти — с 11 до 2 %; доля природного газа, наоборот, выросла с 1 до 33 %; доля выработки на ядерном топливе постоянно колеблется в пределах от 21 до 29 %; доля гидрогенерации в выработке электроэнергии 1 %.

При модернизации угольных электростанций основное внимание уделялось увеличению маневренности. Изначально генерирующие агрегаты были спроектированы для несения базовой нагрузки в недельном цикле. Их включали в ночь с воскресенья на понедельник и выключали в пятницу вечером для текущих ремонтов, чтобы запустить вновь в воскресенье ночью. Однако такой режим работы в рынке оказался убыточным. В течение двух лет, несмотря на утверждения, что это невозможно, ценой существенных капиталовложений практически все генерирующие агрегаты в Англии переоборудовали так, что их можно было останавливать вечером и утром запускать вновь. За счет этого резко увеличилась прибыльность. Все 12 созданных в 1990 г. распределительных компаний, за исключением одной, инвестировали в строительство парогазовых генерирующих мощностей на принципах проектного финансирования. Основой для привлечения инвестиций стали 15-летние договоры на поставку газа и 15-летние договоры на продажу электроэнергии и мощности. Оплата по этим договорам поступала от потребителей с мощностью потребления ниже 1 МВт, которые вначале не получили права выбора альтернативного поставщика.

Цель инвестиций в эти мощности состояла в получении нерегулируемых доходов и в противодействии доминирующей роли двух крупнейших тепловых

генерирующих компаний. На этой основе возникла первая волна инвестиций. Две крупнейшие генерирующие компании National Power и PowerGen одновременно инвестировали в строительство парогазовых блоков суммарной мощностью 4500 МВт и демонтировали убыточные устаревшие угольные электростанции. На оставшихся угольных электростанциях проводилась программа модернизации, позволившая значительно улучшить их операционные характеристики. Первая волна инвестиций приостановилась из-за увеличения цены на газ на 25 % в 1992 году. Второй цикл инвестиций пришелся на вторую половину девяностых годов прошлого века. Инвестиции в этом случае были на коммерческой основе (merchant plant), т.е. без долгосрочных договоров.

В результате в Англии и Уэльсе произошли:

- масштабная модернизация тепловых электростанций;
- демонтаж устаревших мощностей;
- строительство электростанций, использовавших новейшие технологии;
- увеличение резерва установленной мощности до 30% от пика потребления.

Принятие нового порядка торговли электроэнергией (NETA) в 2001 г. существенно изменило картину. Если в предыдущей системе торговли наиболее прибыльным сегментом рынка была генерация, то в новых условиях в выигрыше оказались структуры, одновременно владевшие и генерацией, и сбытом. Они продают энергию, произведенную своим генератором, своей сбытовой компании, которая продает ее конечным потребителям по свободным (трансфертным) ценам в условиях отсутствия репрезентативного ценового сигнала.. С этого времени строительство новых электростанций в Англии практически прекратилось.

Многие из введенных в ряде регионов Соединенных Штатов Америки конкурентных энергорынков строились и начали функционировать в условиях избытка генерирующих мощностей. Поэтому конкуренция привела к снижению цен на электроэнергию для потребителей. Однако в плане долгосрочного развития вопрос о привлечении инвестиций в новые мощности остается открытым. Достаточно много средств инвестировано в генерирующие мощности в 90-х годах, когда в строй введены новые электростанции суммарной установленной

мощностью около 150 000 МВт. Инвестиции в инфраструктуру электроэнергетики в США в период с января 2002 г. до июня 2003 г. позволили увеличить установленную мощность генерации еще на 10 %. Из 85 000 МВт новых мощностей, сданных в эксплуатацию за этот период, 96 % составляли газотурбинные электростанции. Многие из них построены на основе решений, принятых ранее в период высоких оптовых цен на электроэнергию. Львиная доля средств инвестирована в производство электроэнергии в основном коммерческими компаниями (merchant companies) для участия в конкурентных рынках. Небольшие инвестиции в сетевое хозяйство сделаны регулируемыми коммунальными компаниями. Коммерческие компании инвестировали около 30 млрд. долл. на финансирование строительства 60000 МВт новых генерирующих мощностей, что составило приблизительно 42 % от всех новых мощностей, сданных в эксплуатацию за период с 1998 по 2002 г. Инвесторы (а не конечные потребители электроэнергии) взяли на себя риск, связанный с этими инвестициями, в ожидании высоких прибылей. С вводом новых мощностей увеличились резервы и упали цены на рынках мощности, где генераторы обычно получают существенную долю своих доходов. В дополнение к этому, как обычно происходит на рынках с устойчивыми или снижающимися ценами на электроэнергию для конечных потребителей, рост цен на газ вызвал спад прибылей генераторов. При зарегистрированных в 2002 и 2003 гг. рыночных ценах на электроэнергию в большинстве регионов США инвестиции в новые генерирующие мощности оказались бы неоправданными. Тем не менее, в отдельных местностях рыночные цены продолжают сигнализировать о необходимости ввода новых мощностей.

В континентальных странах Европейского союза на протяжении многих десятилетий поставки электрической энергии были достаточно надежны. Практически повсеместно наблюдался избыток генерирующих мощностей. До либерализации рынка это обеспечивалось за счет деятельности монопольных вертикально интегрированных компаний, зачастую находившихся в государственной собственности. Либерализация рынка, появление конкуренции и падение цен ухудшили финансовое положение отрасли. Проведенный в 2001 г.

организацией «Евроэлектрик» анализ показал, что рентабельность вложений капитала в период с 1997 по 2000 гг. для большинства энергокомпаний либо была нулевой, либо сократилась. Фактически электроэнергетический сектор в странах ЕС сегодня можно считать высоко рисковым, с длительным сроком возврата инвестированных средств и средним уровнем доходности. Потребление электроэнергии в Европе растет год от года, хотя темпы этого роста несколько снизились. По прогнозам, в период с 2000 по 2030 г. в зонах ЕС-15 и ЕС-25 рост потребления составит 1,5 % в год.

Размеры капиталовложений для покрытия такого увеличения спроса будут почти в два раза больше, нежели расходы на простое расширение производства. Дело в том, что до 2030 г. ожидается вывод из эксплуатации большого количества устаревших электростанций или электростанций, которые будут закрыты из-за ужесточения природоохранного законодательства, слишком высоких затрат на соблюдение требований по сокращению выбросов в атмосферу, из-за низкой рентабельности, вызванной неэффективностью производства.

Внутренний рынок электрической энергии (ВРЭ) стран ЕС только сейчас, после 15 лет дискуссий становится реальностью. Новая директива по созданию ВРЭ от 2003 г. определяет эффективные инструменты, которые могут использоваться правительствами, когда рынок не обеспечивает привлечение необходимых инвестиций. В частности, одним из инструментов являются тендеры на строительство электростанций с гарантией возврата вложенного инвестором капитала.

Несмотря на изменение обстановки, в отрасли ощущается уверенность в способности либерализованного рынка обеспечить надежность поставок электроэнергии и наличие инвестиционных средств. Практика показывает, что если в вопросе либерализации электроэнергетики как направления дальнейшего ее развития в мировом масштабе достигнут консенсус, то инструменты развития и привлечения инвестиций все еще находятся в стадии разработки и вызывают активные дискуссии.

Создание институтов конкурентного рынка электроэнергии ставит новые задачи и требует учета **новых рисков, которые связаны с введением свободного ценообразования.**

Неравномерность уровней потребления, порождает необходимость искать в разные моменты времени разные уровни равновесных цен. Низкая эластичность текущего спроса может порождать в моменты временного дефицита (в силу аномальных климатических условий или интенсивных ремонтных программ) высокие всплески цен, к которым должны быть готовы как потребители, так и производители электроэнергии. Собственно ничего необычного в таких колебаниях цен нет, мы сталкиваемся с ними и на многих других товарных рынках. Особенностью электроэнергетики, как уже отмечалось, является невозможность хранения, а, следовательно колебательные процессы могут проявляться гораздо сильнее.

В таких условиях, как для потребителей, так и для производителей крайне важным становится появления инструментов хеджирования ценовых колебаний, в качестве которых обычно выступают долгосрочные контракты с формулами цен или финансовые инструменты вторичного рынка (фьючерсы и форварды).

Другим следствием нестабильности цен является необходимость учета ценовой кривой при принятии инвестиционных решений. В новых условиях инвестор не может ориентироваться на «средний» уровень цен, а должен избирать тип электростанции (базовый, пиковый или полупиковый), которую он собирается строить. При этом справедливо общее правило – чем более маневренна генерирующая станция, тем более выгодно ее функционирование с точки зрения доходов от продажи (см. пример инвестиций в рынке Великобритании).

Следует подчеркнуть, что волатильность цен сама по себе (как и все в рыночной экономике) является и риском и возможностью заработать. Настоящим риском является неадекватное поведение регулирующих органов в условиях волатильности цен.

Во многих странах конечные потребители изолированы от влияния рыночных цен с помощью усредненных тарифов. Но даже там, где потребитель

платит цены краткосрочного рынка, зачастую нет достаточного осознания связанного с этим риска и нет достаточного количества долгосрочных договоров. Это ведет к недостатку инвестиций в генерирующие мощности, росту цен, недовольству потребителей и панике в правительстве. Правительства и регулирующие органы, как правило, ведут себя сдержанно, когда уровень рыночных цен ниже их представлений о средних издержках производителей. Как только уровень рыночных цен начинает расти, у регуляторов возникает непреодолимая тяга к действию, вначале в виде анализа причин этого роста, а затем регулятивным вмешательством в виде ограничения цен. Работа рыночного механизма в результате этого нарушается, а ценовой сигнал, призванный стимулировать инвестиции, искажается или пропадает. Как результат – еще более высокие цены в последствии, когда, в силу необходимости обеспечить растущее потребление, приходится срочно привлекать инвестиции в электроэнергетику. При этом инвестор, напуганный нерациональным поведением регулятора, будет инвестировать только в том, случае, когда уровень доходности обеспечивает не только возврат капитала, но и окупает значительные регуляторные риски.

Конкурентные рынки электроэнергии достаточно хорошо справлялись с проблемой привлечения инвестиций в новые мощности не только в таких инвестиционно привлекательных странах и юрисдикциях, как Соединенные Штаты и Великобритания, но и в менее стабильных странах, в частности, в Латинской Америке. Однако этот процесс подвержен циклам нарастания и спада. Инвесторы строят новые электростанции в период высоких рыночных цен, за счет чего возникает избыток мощности. Тогда цены падают, и постепенно вновь возникает дефицит, после которого должен начаться новый период роста цен и строительства. Однако риск того, что он начнется с запозданием, достаточно велик.

В мире на сегодняшний день используются три основных типа регулятивного подхода к проблеме обеспечения достаточного резерва генерирующих мощностей: (а) положиться на рынок электроэнергии для решения этой проблемы; (б) установить регулятивный механизм платы за мощность, чтобы обеспечить нужный уровень инвестиций и, в некоторых случаях стабилизировать непредсказуемые

доходы генерирующих компаний; (в) обязать покупателей приобрести и оплатить доступ к определенному объему мощности, возможно через некий рыночный механизм, что должно обеспечить наличие достаточной величины установленной мощности в системе.

Первый подход наиболее простой. Однако на протяжении начального периода, когда покупатели только привыкают к заключению хеджирующих риски договоров, может привести к множественным случаям всплеска цен и перебоям в электроснабжении. Покупатели и власть, как правило, интерпретируют эти явления как недостатки рыночного механизма, а не как последствия недостаточного хеджирования рисков. Скорее всего, регулятор потребует существенного изменения правил работы рынка намного раньше, чем покупатели научатся вести себя соответствующим образом.

Во втором подходе предусматриваются административно установленные платежи за мощность. В теории они должны были бы привлекать новые инвестиции и приводить к стабильным и более низким ценам за электроэнергию. Однако регулятивная сущность процедуры установления цен за мощность и распределение собранных средств между разными генерирующими мощностями вызывают серьезные разногласия. Наиболее остро этот вопрос стоит в системах с тепловой и ГЭС-генерацией, так как последняя ограничена не установленной мощностью, а наличием воды. Кроме этого, совершенно неочевидно, улучшается ли надежность энергосистемы за счет этих платежей, а раздраженные потребители утверждают, что платят деньги, не получая ничего взамен.

Третий подход заключается в создании рынка мощности. Регулирующий орган устанавливает количество мощности, доступ к которой должен обеспечить себе каждый участник рынка, являющийся покупателем, и максимальную мощность, которую позволено продать каждому производителю электроэнергии. Организуется рынок, на котором осуществляется торговля мощностью по сформированным на нее ценам. Таким образом, размер компенсации генерирующим компаниям за их инвестиции в генерирующие объекты определяется на основе конкурентного рыночного процесса. Однако и этот подход

обладает рядом недостатков. Основной из них - покупатели не видят реального продукта, который они получают в обмен на плату за мощность. Производители же энергии имеют ограниченное количество обязанностей, вытекающих из сделки по продаже мощности и имеют право экспортировать энергию за пределы рынка, если цены там выше. При этом рынки мощности должны быть адекватным образом связаны с рынками электроэнергии для того, чтобы отразить иные потребительские свойства мощности (эффективность, маневренность и т.д.). Одним из направлений совершенствования механизмов рынков мощности является стимулирование долгосрочных стандартизованных контрактов на мощность и энергию и вторичная торговля такими контрактами. Рынки мощности, по-видимому, наиболее адекватный механизм регулирования цикличности процесса инвестиций в новые мощности.

Рассмотренные выше примеры деятельности конкурентных рынков электроэнергии убедительно показывают, что рыночные цены на электроэнергию подвержены влиянию таких объективных факторов, как климат, цены на топливо, водные режимы рек и наличие или отсутствие достаточных резервов мощности. Цены зависят и от структуры используемых ресурсов (органическое, ядерное топливо, гидроресурсы), структуры отрасли и механизма ее регулирования. Они зависят от таких субъективных факторов, как недостаточная степень конкурентности, неадекватные правила рынка и, наконец, от вмешательства властей в их работу. Пример Аргентины показывает, что политические соображения способны разрушить даже эффективно функционирующий рынок или существенно исказить его работу, как это видно на примере канадской провинции Онтарио. Пример Новой Зеландии и Чили показывает, что стандартные правила не способны обеспечить стабильность цен в локальных энергосистемах с высокой долей гидрогенерации. Опыт либеризации рынка электроэнергии в разных странах подтверждает способность рыночных структур привлекать частные инвестиции в создание новых мощностей. Примечательно, что даже весьма существенные инвестиции не влекут за собой роста рыночных цен, как это было бы при ценовом

регулировании. При избытке мощности инвесторы могут терпеть убытки или даже обанкротиться из-за падения цен, а на потребителях это почти не отразится.

Не выявлено ни одного факта явного роста цен, инспирированного введением конкурентного рынка взамен вертикально-интегрированной энергокомпании. Как правило, цены демонстрируют высокую волатильность в течение года-двух после запуска рынка, а затем начинают снижаться, по крайней мере в реальном выражении (с поправками на инфляцию и топливную составляющую). Все без исключения конкурентные рынки электроэнергии характеризуются повышением качества обслуживания потребителей. Стимулом для повышения качества обслуживания становится конкуренция, возникающая при получении потребителем права выбирать поставщика.

Если качество обслуживания потребителей повысилось во всех странах, где предпринималась реформа электроэнергетики, то этого нельзя сказать о снижении цен. Очевидно, что в тех странах, где дореформенные цены не покрывали затрат энергокомпаний, либерализация должна была привести к повышению тарифов. Однако и там, где тарифы соответствовали затратам, а в некоторых случаях были даже необоснованно выше их, наблюдались случаи резких скачков цен на электроэнергию.

Цена зависит от эффективности работы оптового рынка электроэнергии. Сбои в эффективной работе рынков, приводившие к резким всплескам цен, являлись следствием одного или нескольких следующих факторов:

- злоупотребления рыночной силой, возникающей из-за недостаточного количества участников рынка при неправильной структуре и размещении генерирующих компаний;
- просчетов в проектировании рынков;
- вертикальной интеграции между производителями электроэнергии и владельцами сетей;
- неучастия потребителей в рынках.

Дискуссия о наиболее эффективной конструкции оптового рынка электроэнергии остается в центре внимания. Центральный вопрос здесь следующий: как нужно строить рынок, — основываясь на принципе централизованного планирования и ведения режимов или на основе двухсторонних договоров между продавцами и покупателями. Эта дискуссия носит в значительной мере теоретический характер, очевидно одно, что ни одна конструкция рынка не будет эффективной, если нет достаточного числа конкурирующих продавцов электроэнергии.

Задачи контроля за эффективностью работы рынка и за развитием добросовестных конкурентных отношений в нем ставились во многих странах, где возникли либерализованные рынки электроэнергии. Они решались в разных странах по-своему и с разным успехом. Этот аспект деятельности регулирующих и антимонопольных органов имеет крайне важное значение для успешной либерализации электроэнергетики.

Наряду с большими успехами, достигнутыми в ряде стран, иногда усилия государств по созданию эффективных оптовых и розничных рынков электроэнергии сталкиваются с проблемами. Среди них отметим энергетический кризис в Калифорнии; скандалы, связанные с деятельностью компании Энрон; провал плохо продуманных реформ в Бразилии; макроэкономические проблемы, препятствующие инвестициям в такой достаточно продуманной системе, как в Аргентине; непрекращающееся политическое вмешательство, препятствующее частным инвестициям в Индии и Пакистане.

Имеющийся опыт позволяет сделать следующие **основные выводы**:

- либерализация электроэнергетики из регионального процесса, который начался с реформ в нескольких странах (Чили, Великобритания, Скандинавия), несмотря на объективные и субъективные сложности, превратился в глобальный процесс, который идет на всех континентах и только набирает обороты;
- проблемы, возникшие в странах, вступивших на путь либерализации, связаны не столько с либерализацией как таковой, сколько с

непоследовательностью или нерешительностью в ее реализации (Аргентина, Онтарио, Калифорния);

- поиск наилучших форм либерализации в мире не закончен и связан, в основном, с «балансированием» потребностей в текущей и долгосрочной эффективности электроэнергетики.

2.2. Синхронная зона ЕЭС/ОЭС — роль и стратегия развития на евроазиатском континенте

В главе 1 показано, что в СССР была заложена основа единой энергетической системы всех союзных республик. Современное энергетическое **объединение энергосистем стран СНГ и Балтии (синхронная зона* ЕЭС/ОЭС)** по своей структуре незначительно отличается от ЕЭС СССР. В настоящее время на обширной территории от западных границ Украины до Забайкалья и от Таджикистана до Кольского полуострова простирается синхронное объединение 14 национальных энергосистем, в которой Единая электроэнергетическая система России работает параллельно с объединенными энергосистемами стран СНГ и Балтии (рис. 2.2.1).

В состав ЕЭС России входят шесть параллельно работающих ОЭС — Центра, Средней Волги, Северо-Запада, Урала, Северного Кавказа, Сибири, а также ЭЭС Янтарьэнерго. ОЭС стран СНГ включают в себя энергосистемы Азербайджана, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Киргизстана, Молдовы, Монголии, Таджикистана, Узбекистана и Украины. В ОЭС стран Балтии входят энергосистемы Латвии, Литвы и Эстонии. ЕЭС/ОЭС — протяженная структура в пределах 6 часовых поясов — развивалась централизованно, но после распада СССР управление ЕЭС/ОЭС становится децентрализованным. При этом координацию балансов активной мощности продолжает выполнять СО-ЦДУ ЕЭС.

* Синхронная зона — объединение нескольких параллельно работающих электроэнергетических систем, связанных общностью режимов, едиными принципами управления и поддерживающих единую частоту переменного тока.

Структура установленных мощностей ЕЭС/ОЭС приведена в табл. 2.2.1 и на рис. 2.2.2.



Рис.2.2.1. Объединенные электроэнергетические системы в составе ЕЭС/ОЭС

Наибольшие генерирующие мощности установлены на ТЭС, но структуры генерирующих мощностей некоторых ОЭС имеют свои особенности. Так, в ОЭС Таджикистана преобладает гидрогенерация, а в ОЭС Белоруссии, Молдовы — ТЭС.

Установленная мощность ЕЭС России составляет 61,4% суммарной установленной мощности ЕЭС/ОЭС.

Таблица 2.2.1

Структура установленной мощности ЕЭС/ОЭС, в 2006 г., МВт

Страна	Суммарная установленная мощность	В том числе		
		ТЭС	ГЭС	АЭС
Азербайджан	5550	4600	950	—
Беларуссия	7820	7808	12	—
Грузия	4520	1787	2733	—
Казахстан	18035	15785	2250	—

Киргизстан	3617	707	2910	—
Латвия	2058	520	1538	—
Литва	6258	2562	1096	2600
Молдова	2914	2850	64	—
Монголия	840	840	—	—
Россия	193996	131650	40090	22256
Таджикистан	4400	320	4080	—
Украина	52143	33524	4784	13835
Узбекистан	11264	9844	1420	—
Эстония	2375	2370	5	—
Всего:	315790	215167	50374	38691

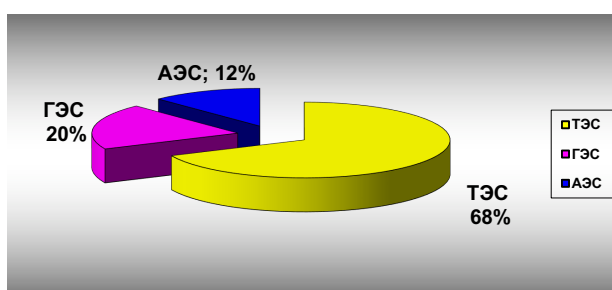


Рис. 2.2.2. Структура установленной мощности ЕЭС/ОЭС

Структура выработки электроэнергии ЕЭС/ОЭС приведена в табл. 2.2.2 и на рис. 2.2.3.

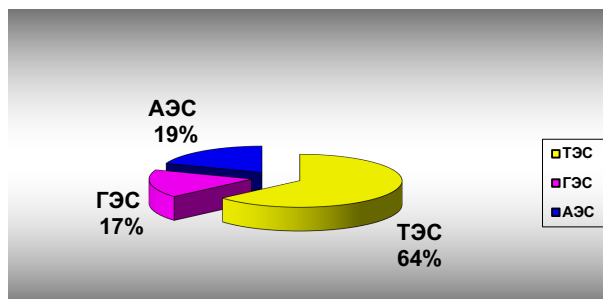


Рис. 2.2.4. Структура выработки электроэнергии ЕЭС/ОЭС (2006 г.)

Таблица 2.2.2

Структура годовой выработки электроэнергии ЕЭС/ОЭС, ГВт·ч

Страна	Суммарная генерируемая мощность	В том числе		
		ТЭС	ГЭС	АЭС
Азербайджан	21160	18690	2470	—
Белоруссия	30965	30942	23	—
Грузия	7120	670	6450	—
Казахстан	61450	52850	8600	—
Киргизстан	13830	960	12870	—
Латвия	4584	1540	3044	—
Литва	19240	3190	950	15100
Молдова	3990	3700	290	—
Монголия	3415	3415	—	—
Россия	871200	564800	161700	144700
Таджикистан	16300	100	16200	—
Украина	47300	41000	6300	87022
Узбекистан	181344	82586	11736	—
Эстония	8930	8900	30	—
Всего:	1290828	813343	230663	246822

Балансы мощности ЕЭС/ОЭС характеризуют соответствие между рабочей мощностью электростанций и нагрузкой потребителей энергосистемы с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, обмена мощностью с другими энергосистемами и нормированных резервов мощности. Он составляется для периода зимнего годового максимума нагрузки. В приходной части баланса учитывается располагаемая мощность электростанций, определяемая по суммарной установленной мощности с учетом ограничений, которыми являются:

- снижение располагаемой мощности из-за ограничений по выдаче мощности;
- отсутствие тепловых нагрузок ТЭС (для турбин с противодавлением);
- снижение напора ГЭС или ее используемой мощности по условиям удовлетворения потребностей неэнергетических потребителей.

При определении расходной части баланса мощности ЕЭС принимается ее абсолютный годовой максимум нагрузки. На основании баланса мощности составляется баланс электроэнергии с проверкой возможности выработки

требуемого количества электроэнергии, определением потребности в топливе, определения потоков электроэнергии между параллельно работающими энергосистемами.

На рис. 2.2.4 приведен баланс мощности ЕЭС/ОЭС, соответствующий зимнему максимуму 2004 г. Как следует из рисунка, основные мощности производства и потребления ЕЭС/ОЭС сосредоточены в ЕЭС России, что свидетельствует об определяющей роли ЕЭС в формировании режима в синхронной зоне.

Параллельная работа ЕЭС России с зарубежными энергосистемами, а также поставки электроэнергии из одной энергосистемы в другую (экспорт и импорт электроэнергии) в 2004 году показаны на рис. 2.2.5.

На территории евроазиатского континента, кроме ЕЭС/ОЭС, работают синхронные зоны UCTE — Союз по координации передачи электроэнергии и NORDEL — энергообъединение стран Северной Европы.

UCTE (или западная синхронная зона) охватывает энергосистемы Западной Европы. Энергосистемы Великобритании связаны с UCTE подводным кабелем под Ла-Маншем пропускной способностью 2000 МВт; установленная мощность UCTE — 608 ГВт; максимум потребления — 384 ГВт; годовое потребление — 2323 ТВт·ч.

Северная синхронная зона NORDEL объединяет энергосистемы Швеции, Норвегии, Дании, Финляндии и Исландии. Западная (континентальная) часть энергосистемы Дании работает параллельно с UCTE, а восточная — с NORDEL, энергосистема Исландии работает автономно. Установленная мощность NORDEL — 90 ГВт. Максимум потребления — 65 ГВт. Годовое потребление — 401 ТВт·ч.

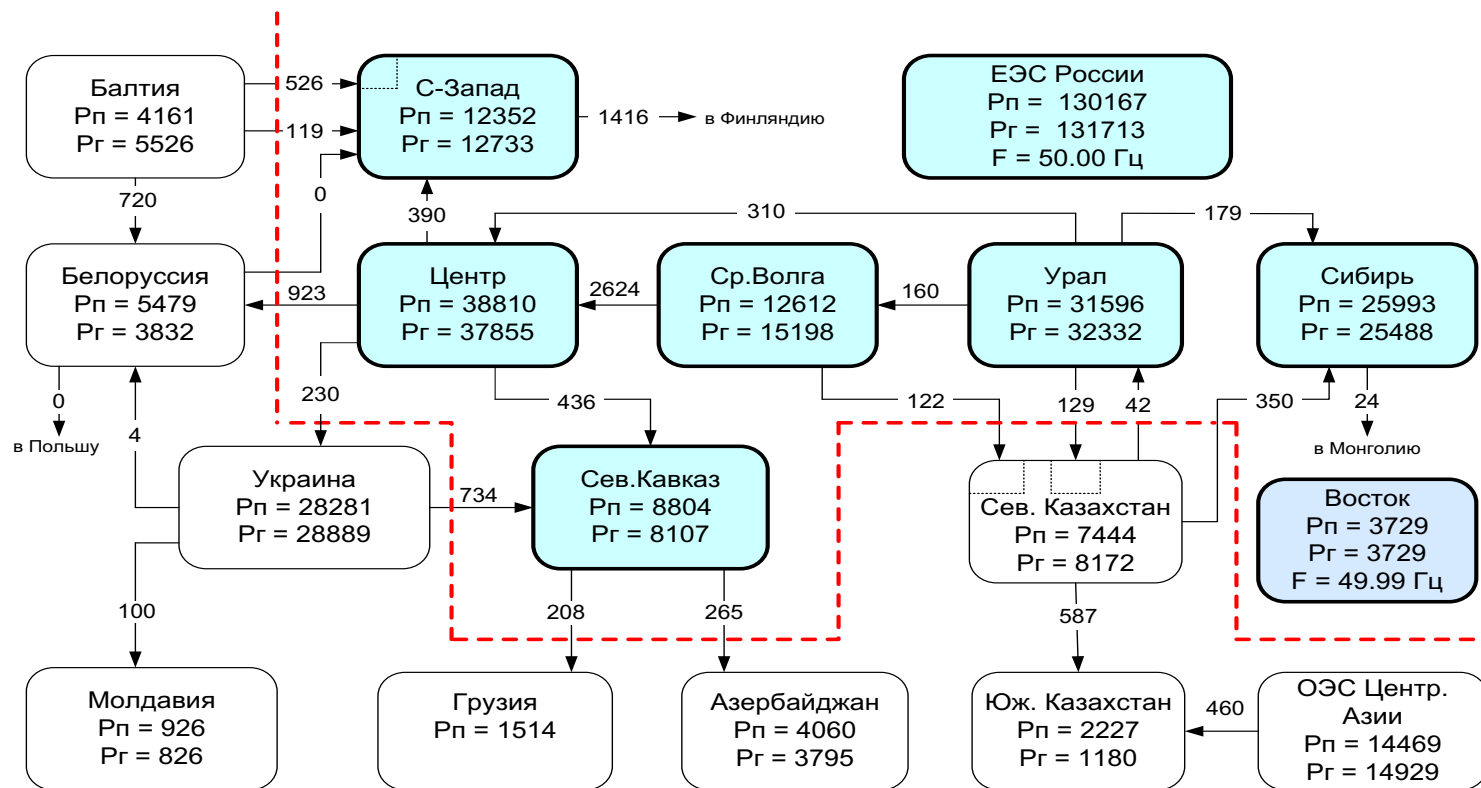


Рис. 2.2.4. Баланс мощности (МВт) ЕЭС/ОЭС, 18.00 московского времени зимнего дня 15.12.2004

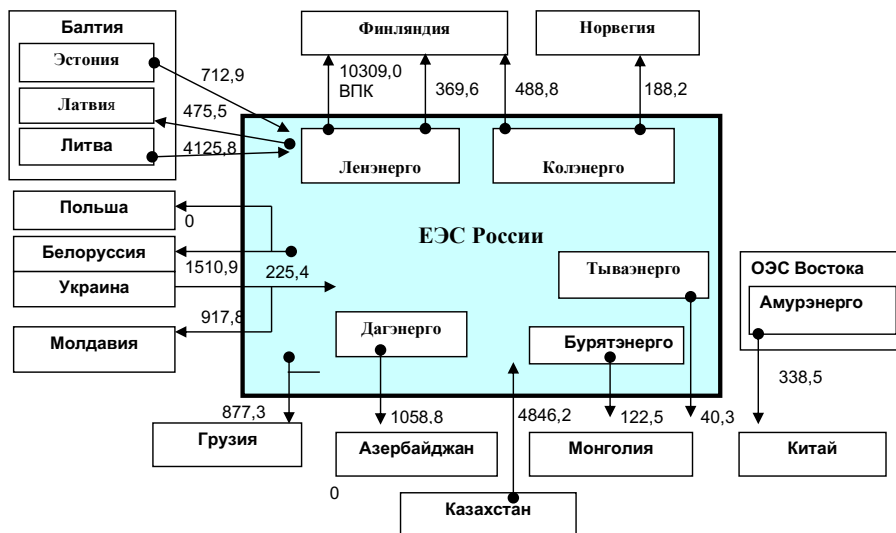


Рис.

2.2.5. Параллельная работа с зарубежными энергосистемами. Поставки электроэнергии (экспорт, импорт) между энергосистемами России, стран Балтии и СНГ в 2004 г., млн кВт·ч

Между ЕЭС России и NORDEL имеются три ВЛ 400 кВ, соединяющие ЕЭС/ОЭС с Финляндией и ряд ВЛ 110—150 кВ между Россией и Финляндией, Норвегией, по которым в островном режиме работают мелкие гидроагрегаты.

Между энергосистемами Западной Европы — энергосистемами UCTE и ЕЭС/ОЭС синхронной связи нет. С 1 июля 2002 г. параллельно с энергосистемами UCTE функционирует Западная энергосистема Украины (так называемый Бурштынский остров) с нагрузкой порядка 1000 МВт. В 2004 г. в эту синхронную зону вошли энергосистемы Румынии и Болгарии, ставшие членами UCTE с мая 2003 г.

Каждая энергосистема в составе ЕЭС/ОЭС управляется национальным Системным оператором, выполняющим традиционные функции оперативно-диспетчерского управления. В пределах каждой национальной энергосистемы оперативно-диспетчерское управление централизовано. В ЕЭС/ОЭС оно

децентрализовано, но Системный оператор ЦДУ ЕЭС управляет балансом активной мощности синхронной зоны.

Сложность комплексной задачи оперативно-диспетчерского управления режимами энергообъединения вызывает необходимость ее декомпозиции на ряд взаимосвязанных задач, решаемых на различных ступенях диспетчерского управления (территориальный аспект) и для различных временных периодов.

В Западной синхронной зоне (UCTE) нет централизованного оперативно-диспетчерского управления. Вместо него существует иерархическая структура, состоящая из областей, блоков и зон управления. Область управления — часть энергосистемы, управляемая одним системным оператором. В соответствии с правилами UCTE, каждый оператор области управления несет ответственность за поддержание первичных и вторичных резервов, третичных резервов, достаточных для восстановления вторичного резерва после крупных аварий, восстановление системы и т.д.

Блок управления состоит из одной или более областей управления. Оператор блока управления (один из системных операторов в блоке управления) несет ответственность за поддержание баланса всего блока управления в рамках согласованных перетоков.

Высший уровень — зона управления, состоящая из нескольких блоков управления. В UCTE существуют две зоны управления — зона управления Север (управляемая немецким системным оператором RWE TransportNetz); зона управления Юг, которой управляет швейцарская компания ETRANS.

Развитие ЕЭС/ОЭС на евроазиатском континенте происходит по двум основным направлениям:

- развитие интеграции ЕЭС/ОЭС с энергосистемами стран СНГ и дальнего зарубежья, усиление электрических связей с энергосистемами NORDEL, Китая, Монголии;

- объединение синхронных зон и, в частности, объединение ЕЭС/ОЭС с UCTE.

Идея синхронной работы ЕЭС/ОЭС с Европейскими энергообъединениями неоднократно обсуждалась на разных уровнях. Задача подготовки объединения ЕЭС/ОЭС с энергообъединениями Европы получила политическую поддержку руководства России и Евросоюза.

В Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2020 г., принятой Правительством РФ в 2003 г., к стратегическим целям развития электроэнергетики отнесено «сохранение целостности и развитие Единой энергетической системы страны, ее интеграция с другими энергообъединениями на Евразийском континенте».

Подготовка перехода на параллельную работу ЕЭС/ОЭС и UCTE — часть процесса преодоления технологического разрыва, образовавшегося между энергосистемами Запада и Востока, что может принести серьезные политические и экономические выгоды всем участникам проекта объединения. Синхронное объединение ЕЭС/ОЭС с UCTE создаст предпосылки для развития объединенного общеевропейского рынка электроэнергии и мощности, в котором проявят себя взаимовыгодные преимущества от совместной работы:

- взаимопомощь в аварийных ситуациях;
- возможность лучшего использования существующего парка генерирующих мощностей и первичных энергоресурсов за счет сокращения резервов мощности и несовпадения по времени максимумов нагрузки за счет часовых сдвигов, несовпадения праздничных дней и др.;
- расширение возможностей торговли электроэнергией;
- повышение надежности функционирования примыкающих энергосистем;
- сокращение расходов на дальнейшее развитие сетевой структуры, особенно интерфейса;
- повышение надежности, в том числе живучести, устойчивости энергосистем;

- повышение качества электроэнергии (в первую очередь, стабильность частоты), гармонизация стандартов и уменьшение затрат на их достижение.

Для России объединение энергосистем имеет долгосрочное стратегическое значение с точки зрения взаимодействия с европейскими странами, интеграции в общеевропейский рынок электроэнергии.

2.3. Торгово-экономическое сотрудничество российской электроэнергетики

2.3.1. Экспорт и импорт электроэнергии

В современных промышленно развитых государствах электроэнергетика считается важнейшей стратегической отраслью, влияющей на жизнеобеспечение всех элементов национальной экономики. В большинстве соседних с Россией государств электроэнергетика — крайне политизированная отрасль, непосредственно влияющая на экономику и общественно-политические процессы. Функционирование единой энергосистемы России в определенной степени зависит и от режимов работы энергосистем сопредельных стран, характера взаимодействия с ними. Обмен электроэнергией в рамках параллельной (синхронной) работы, а также взаимные поставки в рамках экспортно-импортных операций создают предпосылки для оптимизации национальных и региональных топливно-энергетических балансов.

Географическая неравномерность сосредоточения топливно-энергетических ресурсов предопределяет взаимозависимость их потребителей и поставщиков. В этом плане межгосударственный обмен электроэнергией представляет собой уникальный феномен: он дает государствам-участникам возможность решать свои внешнеэкономические (а в ряде случаев — и внешнеполитические) задачи и в значительно меньшей степени, чем международная торговля другими товарами, подвержен политическим ограничениям. Например, в период 2001—2003 гг. существовали поставки электроэнергии из Армении в Турцию, несмотря на то что политические и внешнеэкономические связи между этими странами в то время были

официально разорваны. Справедливость такого утверждения основана на уникальности электроэнергии как физического явления и товара. Электроэнергия, производимая на российских генерирующих мощностях в Армении, передается в Грузию; поставки «российской» в финансово-правовом смысле электроэнергии в Турцию транзитом через Грузию совершенно не исключали того, что по своему физическому происхождению она могла быть «армянской». Турецкие власти, весьма чувствительные к «армянскому вопросу», осознавали это, однако заняли достаточно реалистичную позицию и не препятствовали заключению и исполнению внешнеторгового контракта с Россией.

Специфика внешнеторговых операций в электроэнергетическом секторе в том, что они могут системно осуществляться исключительно на технологической основе совместной работы энергосистем стран-контрагентов. Со своей стороны, хорошо структурированная внешнеэкономическая деятельность в данном секторе стимулирует использование преимуществ параллельной работы энергосистем, разработку и реализацию программ восстановления и усиления межгосударственных электрических связей. С этой точки зрения взаимодействие в электроэнергетическом секторе есть неотъемлемый элемент общей системы функционирования единого экономического пространства как в рамках существующих сегодня межгосударственных объединений (СНГ, ЕврАзЭС и др.), так и на более высоком геополитическом уровне.

Внешнеторговая экспансия в электроэнергетическом секторе в сочетании с установлением российского контроля над стратегически важными зарубежными объектами жизнеобеспечения в энергетике — значимый фактор укрепления внешнеэкономических и внешнеполитических позиций России в ряде стран Европы и Азии, в первую очередь на пространстве СНГ.

Экономические предпосылки для экспорта (и импорта) электроэнергии практически ничем не отличаются от таковых для экспорта других товаров и услуг. В первую очередь это различие в ценах на электроэнергию в разных государствах,

обусловленное различиями в уровне издержек на ее производство, разной стоимостью топливно-энергетических и трудовых ресурсов, различиями в налоговой и тарифной политике государств. Безусловно, для экспорта необходим избыток генерирующих мощностей в национальной электроэнергетической системе, позволяющий не только обеспечить надежное снабжение электроэнергией народного хозяйства своей страны, но и производить излишки электроэнергии для целей экспорта. Для осуществления экспорта электроэнергии необходимы определенная технологическая совместимость и достаточно высокий уровень развития электроэнергетических комплексов государств, чтобы перемещать электроэнергию на значительные расстояния.

Сдерживающий фактор для экспорта — стратегическое значение электроэнергии как стержня не только экономики, но обороноспособности государства и, как следствие, стремление большинства государств к энергетической независимости, т.е. к самообеспечению электроэнергией.

Таким образом, объем экспортно-импортных операций существенно зависит от избыточности/дефицитности каждой из стран и подвержен значительным колебаниям. В этой связи принципиальным является не столько объем операций, сколько само его наличие, которое позволяет странами использовать преимущества совместной работы.

К 2003—2005 гг. основными рынками сбыта российской электроэнергии стали Финляндия (практически половина российского экспорта электроэнергии), Республика Беларусь, Казахстан и Азербайджан. Значительные объемы экспортировались в ряд других государств ближнего и дальнего зарубежья. Рост экспорта в Финляндию стал возможен благодаря увеличению пропускной способности российско-финляндского сечения вследствие ввода в эксплуатацию третьей межгосударственной ЛЭП и пуска первого энергоблока Северо-Западной ТЭЦ.

Возможности для увеличения российского экспорта электроэнергии связаны с возобновлением поставок в Центральную и Восточную Европу в результате синхронизации с объединением UCTE и с развитием энергетики российского

Дальнего Востока, открывающим перспективы для увеличения поставок электроэнергии в Китайскую Народную Республику (КНР). Весьма перспективными представляются возобновление экспорта в Турцию, выход на рынок электроэнергии Ирана. Более отдаленные перспективы связаны с поставками в Японию, однако они сдерживаются необходимостью очень больших инвестиций в новое строительство.

Хотя сегодня экспорт российской электроэнергии достиг значительного уровня (таблица 2.2.1), совершенно очевидно, что на ближайшие годы и даже десятилетия для России экспорт электроэнергии будет всегда стоять на втором месте после удовлетворения потребностей экономики страны.

Таблица 2.2.1.

Объемы экспорта электроэнергии с территории России в 2006 году

Страна	Поставка, млрд. кВт·ч
Объем экспорта, всего	21,1
Страны СНГ	6,0
Беларусь	2,3
Азербайджан	0,8
Грузия	0,6
Казахстан	1,9
Молдавия	0,4
Остальные страны	15,1
Китай	0,5
Монголия	0,2
Латвия	1,1
Финляндия	11,7
Литва	1,4
Норвегия	0,2

После распада СССР объективной экономической необходимости в импорте электроэнергии в Россию не было, поскольку российская электроэнергетика полностью покрывала потребности народного хозяйства в электроэнергии,

включая покрытие пиковых максимумов нагрузки с необходимым запасом по надежности. Однако уже к концу девяностых годов ситуация стала изменяться. Относительное отставание цен на электроэнергию в Казахстане, связанное в том числе с более ранней либерализацией электроэнергетики, позволило начать ее импорт. Электроэнергия импортировалась для нужд энергосистем, технологически связанных с ОЭС Казахстана, в частности для Омскэнерго.

Географическая удаленность Калининградской области и недостаток генерирующих мощностей на ее территории вкупе с большими затратами на транспортировку российской электроэнергии по территории сопредельных государств обусловили начало импорта электроэнергии из энергосистемы Литвы. Экономические показатели электроснабжения области существенно улучшились.

С вводом в эксплуатацию новых генерирующих мощностей на атомных электрических станциях в Украине энергосистема этой страны стала избыточной не только по располагаемым электрическим мощностям, но и по производству электроэнергии. Это позволило начать импорт электроэнергии из Украины по достаточно приемлемой для внутреннего рынка цене.

ЕЭС России обладая хорошими регулировочными возможностями, осуществляет импорт электроэнергии в определенные периоды времени, в частности избытков электроэнергии, производимой ГЭС сопредельных стран в период паводка, а также излишков электроэнергии, вырабатываемой электростанциями в период минимумов нагрузки вследствие технологических ограничений на минимальный уровень генерации. Такой импорт в ограниченных объемах осуществляется из энергосистем Латвии, Азербайджана, Грузии и Монголии. Данные по современному объему импорта электроэнергии в Россию приведены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2.

Объемы поставок импортной электроэнергии в 2006 году

Страна	Поставка, млрд. кВт·ч
Объем импорта, всего	5,1

Казахстан	3,7
Азербайджан	0,3
Беларусь	0,06
Монголия	0,02
Украина	0,5
Латвия	0,05
Литва	0,5

2.3.2. Приобретение и эксплуатация энергетических активов

В ходе процесса погашения долгов бывших советских республик перед ЕЭС России акции ряда энергокомпаний на территории бывшего СССР были полностью или частично переданы Российской Федерации. Так, в июле 2005 г. создано казахстанско-российское совместное предприятие на базе ОАО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» с 50%-ным пакетом акций ЗАО «Интер РАО ЕЭС» (дочерней структурой ОАО «РАО «ЕЭС России») и 50%-ным пакетом акций Госкомимущества Республики Казахстан. В течение последних 3 лет электростанция осуществляет поставки электроэнергии в регионы Российской Федерации, испытывающие ее дефицит. Созданы и успешно функционируют совместные органы корпоративного управления акционерным обществом. Формируется программа с комплексом мер до 2010 г., направленных на повышение эффективности совместного предприятия, в том числе и за счет строительства третьего энергоблока электростанции.

16 октября 2004 г. между Правительством Республики Таджикистан и Правительством Российской Федерации заключено соглашение о порядке и условиях долевого участия Российской Федерации в строительстве Сангтудинской ГЭС-1. Соглашением предусмотрено списание задолженности таджикской стороны и внесение этих средств в долю участия Российской Федерации в проекте.

Импульсом к развитию бизнеса РАО «ЕЭС России» в Армении послужило решение правительств РФ и Армении, принятое в ноябре 2002 г., о передаче имущественного комплекса Разданской ГРЭС в счет погашения государственного долга Армении Российской Федерации. В результате его осуществления в 2005 г.

РАО «ЕЭС России» управляло, являясь акционером, Севано-Разданским каскадом ГЭС (мощность 550 МВт), ЗАО «Армянские электрические сети» (100 % дистрибуции) и по договору с Правительством Армении получило права акционера, удостоверенные 100 %-ным пакетом акций, осуществляло финансовое управление Армянской АЭС. В Грузии взаимодействие по поставкам электроэнергии переросло в бизнес непосредственно на территории республики. В 2005 г. в собственности РАО «ЕЭС России» находились ООО «Мтквари энергетика» (2 блока по 300 МВт), крупнейшая распределительная компания «Теласи», в долгосрочное управление переданы ГЭС Храми-1 и Храми-2.

Для оценки целесообразности приобретения действующих энергетических активов (электростанций и распределительных сетей) помимо собственно оценки бизнеса проводится подробный анализ рынка электроэнергетики страны, в которой находится данный актив. Также анализируются энергорынки сопредельных государств и технические возможности межсистемных связей для осуществления экспортно-импортных операций с электроэнергией.

В рамках наращивания числа российских энергетических активов за границами России предпринимаются меры по приобретению распределительных сетей и генерирующих мощностей. Так, изначально учредителем и единственным акционером (держателем 100 % акций) ЗАО «Молдавская ГРЭС» являлось государство в лице Министерства промышленности. Позднее акции перешли во владении бельгийской компании Saint Guidon Invest NV; в 2005 г. владельцем 100 % акций компании стала дочерняя компания РАО «ЕЭС России» и концерна «Росэнергоатом» — ЗАО «ИнтерРАО ЕЭС».

В августе 2004 г. Правительство Республики Кыргызстан и ОАО РАО «ЕЭС России» подписали Меморандум о совместных действиях по завершению строительства Камбаратинских ГЭС-1 и ГЭС-2. Строительство Камбаратинских ГЭС позволит решить проблему регулирования водно-энергетического баланса и улучшит экологическую обстановку в Центрально-Азиатском регионе.

До начала структурных преобразований в электроэнергетике **участие иностранного бизнеса в российской электроэнергетике** ограничивалось

присутствием портфельных инвесторов, владевших, в основном акциями ОАО «РАО ЕЭС России». Преимущественно инвесторы были представлены крупными инвестиционными фондами. Следующей ступенью участия иностранного капитала стало появления специализированных иностранных энергетических компаний. Так, финская компания «Фортум» приобрела блокирующий пакет ОАО «Ленэнерго», а итальянская компания Энел выиграла контракт на управление Северо-Западной ТЭЦ. Но и на этой стадии участие не носило стратегического характера. Тем не менее эта стадия была необходима для последующего привлечения крупного иностранного капитала.

Как уже отмечалось в главе 1 в 2006 начался инвестиционный этап в реформировании электроэнергетики, в рамках которого стартовал процесс привлечения крупного капитала (в том числе зарубежного) в российские генерирующие компании. В результате к середине 2008 года в российской электроэнергетике в качестве крупных стратегических инвесторов присутствовали следующие компании: итальянская Энел, немецкие Эон и РВЕ, финская Фортум, каждая из них в приобрела контрольные пакеты акций соответственно ОГК-5, ОГК-4, ТГК-2, ТГК-10. Все они представляют собой компании первой десятки европейских энергокомпаний, которые вместе с капиталом привносят в российскую электроэнергетику опыт функционирования в либерализованной энергетике, современные технологии производства электроэнергии и управления бизнесом.

Рекомендуемая литература к главе 2

2.1. Bodie Z., Kane A., Marcus A. Investments. Chicago: Irvin, 1996. DOE (U.S. Department of Energy) / Assumption to the annual energy outlook 2001. Electricity market module. DOE/EIA-0554 (2001). Washington, D.C. FERC (U.S. Federal Energy Regulatory Commission). 2000. Creating or maintaining a monopoly. Washington, D.C. Текст представлен в Интернете (<http://ftc.gov/bc/compguide/maintain.htm>).

2.2. NECA (National Electricity Code Administrator Limited). A plain English Guide to VoLL. Report of the Reliability Panel. Adelaide, Australia, 1996.

- 2.3. NERC (North American Electric Reliability Council). Reliability assessment 2000—2009. Princeton, New Jersey, 2000.
- 2.4. PJM (PJM Interconnection, L.L.C.) State of market report 2000., Valley Forge, Pennsylvania, 2001.
- 2.5. Правила устройства электроустановок. — 6-е изд. М.: ЗАО «Энергосервис», 2000.
- 2.6. Нейман Л.Р., Демирчян К.С. Теоретические основы электротехники. Ч. I. — М.: Энергия, 1967. — 522 с.
- 2.7. Электротехническая энциклопедия, том 1-й // Изд-во МЭИ. 2005.
- 2.8. Дьяков А. Ф., Платонов В. В. Единая электроэнергетическая система России в период рыночных преобразований. Изд-во МЭИ, 2004.
- 2.9. Красник В.В. Коммерческая электроэнергетика. Словарь-справочник // Издательство: НЦ ЭНАС. 2006.
- 2.10. Раппопорт А.Н. Реструктуризация российской электроэнергетики: методология, практика, инвестирование // Экономика. 2005.
- 2.11. Фомина В.Н. Экономика электроэнергетики // ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы. 2005.

Глава 3. Реформа электроэнергетики в России

3.1. Экономические предпосылки и технологические ограничения реформирования электроэнергетики

К 2001 г. в электроэнергетической отрасли России накопились системные проблемы, обусловившие необходимость ее реформирования (см. 1.3, 1.4). Состояние электроэнергетики в это время характеризовалось низкой эффективностью, высоким уровнем физического и морального износа оборудования. Это создавало серьезные риски того, что отрасль не сможет обеспечивать растущие энергетические потребности экономики и станет тормозом экономического развития страны. Поэтому были приняты решения о реформировании электроэнергетики* в целях создания конкурентной среды в отрасли и условий для активизации инвестиционного процесса по приоритетным направлениям развития генерирующих и сетевых мощностей, формирования стимулов для внедрения новой техники и прогрессивных технологий в производство и транспорт электроэнергии. В результате реформирования российская электроэнергетика должна отвечать потребностям растущей экономики страны, обеспечивать быстрое обновление и развитие с учетом необходимости предотвращения возможного дефицита мощности в ЕЭС России.

В 2001 году в стране функционировал Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) - ФОРЭМ (см. 1.3). Его субъектами являлись:

- *поставщики* электрической энергии (мощности) – федеральные электростанции – дочерние акционерные общества ОАО РАО «ЕЭС России» и электростанции в составе региональных акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго);
- *покупатели* электрической энергии (мощности) – АО-энерго, а также юридические лица, имеющие право покупки электроэнергии с ФОРЭМ (оптовые покупатели-перепродавцы и конечные потребители).

* О реформировании электроэнергетики Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 11 июля 2001 г., №526

Как уже отмечалось в 1.3, ФОРЭМ функционировал в режиме «остаточной торговли»: здесь продавалась электрическая энергия (мощность), которой не хватало АО-энерго (с учетом их собственного производства) для покрытия потребления на обслуживаемой территории. В целом около 30% произведенной электрической энергии продавалось на оптовом рынке, остальная часть поставлялась напрямую региональными энергокомпаниями покупателям в рамках розничного рынка. Принципы, по которым функционировал ФОРЭМ, нельзя назвать рыночными. Они скорее отражали традиции централизованного директивного управления – оптовая торговля оставалась полностью регулируемой. ФЭК России устанавливала индивидуальные тарифы для каждой электростанции, поставляющей электроэнергию на ФОРЭМ, и тарифы на покупку электроэнергии с ФОРЭМ (см. 5.2).

Основой для загрузки станций являлся годовой баланс оптового рынка, который также утверждался ФЭК России. В рамках данного баланса оптимизация загрузки генерирующих мощностей практически не производилась. Она была невозможна, так как баланс не учитывал актуальных (текущих) изменений в потреблении и производстве электрической энергии, а также системные и сетевые ограничения. Плановый баланс электроэнергии (мощности) составлялся на год вперед, и в нем невозможно было учесть колебания спроса и предложения в различные периоды года. Загрузка мощностей происходила в соответствии с плановым балансом, а не на конкурентных началах. К тому же в условиях затратного механизма ценообразования региональные энергетические компании (АО-энерго), дефицитные по энергобалансу, стремились загружать собственные неэкономичные энергоисточники, вместо того чтобы покупать электроэнергию с ФОРЭМ.

Отношения на ФОРЭМ между поставщиками и покупателями не основывались на договорах, а лишь «оформлялись» через договорные документы. Каждому поставщику администратором ФОРЭМ (Центром финансовых расчетов) «прикреплялся» набор договоров с покупателями на поставку электроэнергии. По

существо, покупатели и поставщики не могли свободно выбирать, с кем и на каких условиях заключать договоры. Вытеснение бартерными операциями нормальных схем денежных расчетов за поставленную электроэнергию сильно усложнило функционирование расчетной системы ФОРЭМ и повышало затраты на нее. Непрозрачность механизма платежей и отчетности на ФОРЭМ затрудняли контроль за проведением расчетов между участниками оптовой торговли. Все это приводило к снижению доверия к оптовому рынку, заинтересованности производителей и покупателей электроэнергии участвовать в такой оптовой торговле.

В дореформенный период в электроэнергетической отрасли России существовала монопольная форма организации розничного рынка. На большей части территории конечным потребителям электроэнергию продавали вертикально интегрированные компании – региональные энергосистемы (АО-энерго) или муниципальные предприятия, которые являлись клиентами АО-энерго. При этом цены на электроэнергию для конечных потребителей устанавливались региональными органами государственного регулирования (региональными энергетическими комиссиями) в виде тарифов за 1 кВт·ч потребленной электроэнергии. Потребители были прикреплены к «своей» энергоснабжающей организации — АО-энерго, которая передавала по принадлежащим ей сетям электрическую энергию как собственного производства, так и купленную на оптовом рынке. АО-энерго, действуя как монополисты, не допускали другие энергокомпании, а также независимых производителей к обслуживанию потребителей на «своей» территории. АО-энерго владело всеми распределительными сетями на территории, а тарифы на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям не были выделены в отдельный от электроэнергии тариф. Эта модель имела серьезные недостатки, присущие любому монопольному рынку (см. гл. 5):

- у энергоснабжающей организации отсутствовали стимулы к повышению эффективности и улучшению качества оказываемых ею услуг и соответственно к снижению цен на свои услуги;

- деятельность энергоснабжающей организации была непрозрачна – сама экономическая модель стимулировала к завышению издержек;
- из-за совмещения видов деятельности и непрозрачности расходной базы тарифы устанавливались, как правило, с учетом перекрестного субсидирования.

Основу ценообразования в электроэнергетической отрасли составляли тарифы, устанавливаемые по принципу «затраты +» (см. 5.2). Такое ценообразование (при ограниченных возможностях ФЭК России и региональных энергетических комиссий по анализу и проверке состава этих издержек) не стимулировало компании к повышению эффективности, снижению затрат, модернизации и обновлению производства, экономии топлива. Возникающие дополнительные затраты перекладывались на потребителей электроэнергии. Недостаточная прозрачность функционирования энергетических компаний, невозможность достоверно определить ресурсы, необходимые для поддержания и развития предприятий, сдерживание тарифов регулирующими органами (электроэнергия дорожала медленнее большинства других товаров) на фоне раздутых производственных издержек — все это привело к тому, что перед началом реформы более половины предприятий отрасли оказались убыточными.

На фоне сокращения доходов из-за политики сдерживания тарифов энергокомпаний резко уменьшился объем инвестиций. Не хватало оборотных средств даже на текущие ремонты, тем более на модернизацию оборудования. Вводы новых генерирующих мощностей упали с 3,9 ГВт в 1990 г. до 0,6 ГВт в 2000 г. Степень износа основных фондов составила 42 % в 1995 г. и 56 % в 2002 г. Даже в самых благополучных энергосистемах европейской части России износ основных производственных фондов превысил 50 % и стал приближаться к уровню, при котором ремонт оборудования обходится дороже его замены. Аналогичная ситуация складывалась в сетевом хозяйстве. Возникла реальная угроза появления разрыва между имеющимися мощностями электроэнергетики и спросом на электроэнергию и тепло со стороны потребителей.

Действовавшая модель функционирования электроэнергетики негативно отражалась и на развитии других секторов экономики. Нарастающая

технологическая отсталость энергоемких отраслей промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, недооценка стоимости энергоресурсов, отсутствие стимулов к энергосбережению привели к тому, что удельная энергоемкость экономики России (расход энергии на единицу ВВП) в 2—3 раза превысила соответствующий показатель промышленно развитых стран. Таким образом, необходимость реформирования энергетики страны к 2001 г. стала очевидной.

Однако **технологические особенности электроэнергетики** (см. гл. 1) накладывали определенные **ограничения** на ее реформирование. Наиболее существенное из этих ограничений – безусловная необходимость сохранения и усиления централизованного оперативно-диспетчерского управления. Как уже отмечалось в гл. 1, важнейшая особенность энергетической системы заключается в единстве технологического процесса и неразрывной связи отдельных ее элементов, что требует единого управления процессом работы всей системы. Это тем более справедливо для российской энергосистемы, которая была изначально спроектирована как единая и рассчитана на значительные межрегиональные потоки активной мощности, широкое использование противоаварийной автоматики.

Стратегия реформирования должна была учесть территориальные особенности функционирования российской электроэнергетики: особенности построения энергосистемы Сибири с ее слабыми связями с Европейской частью и преимущественным развитием гидрогенерации, специфику функционирования систем Дальнего Востока и изолированных энергосистем.

Существенным корпоративным ограничением явилась сложная структура капитала холдинга РАО «ЕЭС России». С одной стороны, план реформирования должен был удовлетворять интересам государства, с другой стороны, учитывать интересы акционеров головной и дочерних компаний холдинга, причем во многих случаях интересы акционеров дочерних компаний холдинга не совпадали с интересами акционеров головной компании.

Наконец, с учетом климатического положения России, высокой доли энергоемких отраслей реформирование должно было носить постепенный характер с тем, чтобы исключить риски кризисных ситуаций и обеспечить достаточный по времени период для адаптации отраслей-потребителей к новым условиям.

3.2. Организация реформирования электроэнергетики

3.2.1. Реорганизация отрасли

Как показано в гл. 1, процесс от производства до потребления электрической энергии может быть поделен на 4 этапа:

- производство электрической энергии;
- передача электроэнергии по высоковольтным сетям;
- распределение электроэнергии по линиям электропередачи среднего и низкого напряжения;
- сбыт электрической энергии конечным потребителям.

Указанные этапы имеют разные экономические характеристики.

Принципиальной особенностью первого этапа является невозможность хранения электроэнергии и постоянно изменяющийся спрос на нее в течение года (сезонные колебания), по дням недели и времени суток. Поэтому генерирующие мощности, используемые в пиковые периоды для покрытия высокого спроса на электрическую энергию, оказываются неполностью задействованными в другие периоды времени. Вместе с тем необходимы резервные мощности, которые можно оперативно задействовать для удовлетворения кратковременных всплесков спроса. Следует также учитывать, что издержки производства электрической энергии на разных электростанциях различаются, а для создания новых генерирующих мощностей характерны высокая капиталоемкость и длительные сроки строительства.

Если производство электроэнергии относится к конкурентному сектору отрасли, то ее передача и распределение (второй и третий этапы) относятся к естественно монопольным видам деятельности. Строительство дублирующих

линий электропередачи из-за высоких фиксированных невозвратных издержек (sunk costs), как правило, нецелесообразно – не выгодно ни производителям электроэнергии, ни компаниям, осуществляющим ее транспортировку, ни потребителям электроэнергии и услуг по ее передаче.

К тому же здесь присутствуют сетевые экстерналии: инвестиции приносят благо всем взаимосвязанным участникам, так как увеличивается надежность энергоснабжения и сокращаются удельные затраты на доставку электрической энергии. Правда, иногда это порождает проблему «безбилетника» («free-rider»)* и снижает стимулы к инвестированию.

Также к естественно монопольным видам деятельности относятся услуги по оперативно-диспетчерскому управлению. Для устойчивого функционирования энергосистемы необходима постоянная координация, чтобы гарантированно поддерживать ее в равновесии. Последнее означает требование непрерывной сбалансированности потребления и поставки электрической энергии в каждом энергоузле. Данное равновесие может быть достигнуто только централизованным контролем за всеми потоками в системе и предоставлением системных услуг.

Услуги по сбыту (четвертый этап) – потенциально-конкурентный вид деятельности в электроэнергетике. Сбытовые организации действуют как брокеры, которые покупают и продают электрическую энергию конечным потребителям, принимая на себя риски изменения цен. Они также предоставляют конечным потребителям дополнительные услуги: биллинг, взаимодействие с инфраструктурными организациями и другие.

С учетом специфики каждого из четырех этапов производства и потребления электроэнергии либерализация и реформирование отрасли предусматривают:

- разделение конкурентных (производство и сбыт электрической энергии) и естественномонопольных (передача, распределение, диспетчерское управление) видов деятельности;

* Этим термином обозначают компании (генерирующие, транспортирующие или потребляющие электроэнергию), которые никак не участвовали в строительстве линий электропередач, но пользуются ими.

- введение рыночных принципов ценообразования и функционирования в конкурентных отраслях;
- усовершенствование политики регулирования цен и регламентация монопольных видов деятельности (см. гл. 5).

Либерализация и реформирование электроэнергетики должны обеспечить:

- оптимизацию цен на электроэнергию. Конкуренция будет вынуждать владельцев генерирующих объектов и сбытовых компаний повышать эффективность своей деятельности и снижать издержки, развивать современные технологии, точнее планировать свою деятельность и лучше управлять ею;
- повышение надежности функционирования ЕЭС России и улучшение загрузки генерирующих мощностей. На конкурентном рынке электроэнергии чаще будут востребованы те электростанции, которые в наибольшей мере удовлетворяют требованиям Системного оператора и предлагают электроэнергию по конкурентным ценам. Определяемые в ходе торгов объемы продажи электроэнергии обеспечат минимизацию совокупных затрат на ее производство, передачу и распределение;
- привлечение частных инвестиций в электроэнергетику. Рыночные цены будут давать правильные ценовые сигналы о том, где есть необходимость в расширении и реконструкции действующих, строительстве новых генерирующих мощностей;
- повышение инвестиционной привлекательности сетевой инфраструктуры. Ее модернизация и развитие создадут дополнительные возможности для увеличения пропускной способности сетевых сечений и объемов перетоков электроэнергии. Благодаря этому расширится география торговли электроэнергией, включая экспортно-импортные операции.

Инвестиционная активность в электроэнергетике будет способствовать росту оборотов и развитию отраслей, связанных с производством энергетического оборудования, строительства, металлургии, угольной и газовой промышленности, научно-проектного комплекса и других.

Конкурентный рынок существенно влияет на поведение потребителей. Не следует сводить это воздействие исключительно к ценовому давлению — в условиях развитого конкурентного рынка у потребителей появляются новые возможности по оптимизации графиков и стоимости энергопотребления, хеджирования рисков. Появятся стимулы к развитию энергосберегающих технологий и схем потребления энергии, что существенно снизит энергозатраты на единицу производимой продукции.

3.2.2. Переход к конкурентным рынкам

В самом общем виде можно выделить следующие четыре вида структуры отрасли и организации взаимодействия между субъектами электроэнергетики, отличающиеся по степени введения конкурентных отношений*.

Модель 1 (монополия на всех уровнях). В сфере производства электроэнергии отсутствует конкуренция, у конечного потребителя нет права выбора поставщика электроэнергии. Единая монопольная компания занимается производством электроэнергии и ее передачей по сетям к распределительным компаниям и/или конечным потребителям.

Модель 2 (закупочное агентство). Модель допускает, что Единый покупатель (Единый Закупщик) осуществляет выбор среди ряда производителей электроэнергии, что способствует конкуренции в сфере ее производства. Конечные потребители не имеют доступа к линиям электропередачи для продажи. Единый закупщик имеет монополию на сеть электропередачи и на продажу энергии конечным потребителям.

Модель 3 (конкуренция на оптовом рынке). Дистрибьюторы имеют право покупать электроэнергию непосредственно у производителей и передавать ее по линиям электропередачи. Дистрибьюторы, как и в вышеупомянутых моделях, являются монополистами по отношению к конечным потребителям. Имеется свободный доступ к линиям электропередачи.

* См. С.Хант и Г.Шаттлуорта «Конкуренция и выбор в электроэнергетике»

Модель 4 (конкуренция на розничном рынке). Модель позволяет каждому клиенту выбрать своего поставщика. Имеется свободный доступ к линиям электропередачи и распределению. Распределение (доставка) отделено от розничной продажи, которая является конкурентной.

Реформирование российской электроэнергетики направлено на переход от полностью монопольной модели 1 к полностью конкурентным рынкам модели 4. Для этого необходимо провести изменения по трем основным направлениям:

- структурному – осуществить разделение по видам деятельности и создать достаточное число рыночных агентов, способных конкурировать между собой;
- рыночному – сформировать коммерческую инфраструктуру, отвечающую принимаемой модели и правилам рынка электроэнергии;
- регуляторному – ввести правила регулирования в отрасли, позволяющие перейти от централизованного регулирования вертикально интегрированных компаний к государственному регулированию исключительно естественно монопольных видов деятельности и либерализации ценообразования для компаний, работающих в конкурентных секторах электроэнергетики.

Конкретные меры для продвижения по этим направлениям к конкурентным рынкам в электроэнергетике определены в двух ключевых нормативных документах: «Основные направления реформирования электроэнергетики РФ», утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 г. № 526; «План мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики Российской Федерации», принятый распоряжением Правительства от 3 августа 2001 г. № 1040-р. Закрепленные или принципы реформирования впоследствии практически не изменялись. Существенно модифицировались сроки, способы, пути реализации, последовательность шагов, но сами принципы оставались неизменными.

Учитывая сложную структуру капитала, особое внимание в «Основных направлениях реформирования электроэнергетики Российской Федерации» было уделено обеспечению прав акционеров, кредиторов и инвесторов

электроэнергетических компаний. Согласно этому документу в ходе реформирования отрасли должны обеспечиваться права акционеров:

- на участие в обсуждении и принятии решений, связанных с проведением структурных преобразований, которые затрагивают или могут затронуть их законные права;
- на доступ к информации, связанной с проведением структурных преобразований, которые затрагивают или могут затронуть их законные права.

В том же документе провозглашен принцип сохранения структуры акционерного капитала и размеров пакетов акций каждого акционера в создаваемых в ходе реформы компаниях, в которые передаются пакеты акций или иное имущество реорганизуемых обществ. Позже этот принцип пропорционального обмена акций был взят за основу при реструктуризации холдинга ОАО РАО «ЕЭС России». Такой подход сыграл важную роль в повышении инвестиционной привлекательности энергокомпаний по мере осуществления реформы российской электроэнергетики.

Основные направления реформирования были законодательно закреплены с принятием пакета законов, подписанных Президентом России в марте 2003 г. В этот пакет вошел целый ряд законодательных актов, которые содержат:

- направления реформирования электроэнергетики, основные элементы ее перспективной модели;
- этапы реформы, принципы функционирования отрасли в переходный период ее реформирования;
- принципы ценообразования, организации и функционирования рынка электроэнергии;
- гарантии обеспечения потребителей электроэнергией;
- гарантии соблюдения прав акционеров;
- меры обеспечения национальных интересов России;

- систему государственного регулирования электроэнергетики, направления дальнейшего развития нормативно-правовой базы, включая обязательные положения ключевых документов.

3.2.3. Структурные преобразования

В соответствии с принятыми решениями в отрасли должны быть созданы:

- единая компания магистральных сетей (Федеральная сетевая компания), в управление которой передаются все магистральные сети страны – Единая национальная электрическая сеть. (В российском законодательстве принято разделять сети на относящиеся к ЕНЭС). К ней относятся сети напряжением свыше 330 кВ;

- распределительные сетевые компании (РСК), каждая из которых управляет распределительными сетями (преимущественно – напряжением 110 КВт и ниже). До завершения становления институтов регулирования и рыночных институтов эти компании контролируются государством. Для обеспечения их инвестиционной привлекательности распределительные сетевые компании были объединены в одиннадцати межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК);

- системный оператор, который должен обеспечивать вертикаль оперативно-диспетчерского управления и объединить в своем составе диспетчерские службы как головной компании холдинга ОАО «РАО ЕЭС России», так и диспетчерские службы АО-энерго;

- генерирующие компании – оптовые (ОГК) и территориальные (ТГК) на базе тепловых электростанций, гидрогенерирующая компания (ГидроОГК) и генерирующая компания, объединяющая атомные электростанции. Количество и состав генерирующих компаний определен исходя из необходимости обеспечить компромисс между требованиями конкуренции в отрасли, финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности генерирующих компаний. Предполагалось, что генерирующие компании на базе тепловых электростанций

будут переданы в частные руки. Гидро- и атомную генерирующие компании было решено сохранить в государственной или преимущественно государственной собственности;

- открытые акционерные общества «Иркутскэнерго», «Башкирэнерго», «Татэнерго» и «Новосибирскэнерго», не зависящие от ОАО РАО «ЕЭС России»;
- частные сбытовые компании на основе сбытовых подразделений АО-энерго. На начальном этапе на них возлагается функция «гарантирующего поставщика» – сбытовой компании, обязанной обслужить на своей территории любого обратившегося к ней потребителя при условии оплаты им электрической энергии и сопутствующих услуг.

По мере продвижения реформы электроэнергетики наряду с компаниями, сформированными в ходе реструктуризации РАО «ЕЭС России», в отрасль должны входить генерирующие и сбытовые компании, создаваемые частными инвесторами.

Реструктуризация холдинга РАО «ЕЭС России» происходила в два этапа. На первом из АО-энерго и из ОАО РАО «ЕЭС России» обособлялась соответствующая электростанция или сетевая компания. На втором – несколько электростанций или сетевых компаний объединялись для того, чтобы создать более крупную компанию.

Таким образом, основным инструментом проведения структурных преобразований стало разделение АО-энерго по видам деятельности. Из АО-энерго выделялись генерирующие активы — электростанции, которые объединились в оптовые или территориальные генерирующие компании. Эти компании затем становились отдельными юридическими лицами. Сетевые активы АО-энерго распределялись следующим образом:

- магистральные сети сосредоточились в межрегиональных магистральных сетевых компаниях (ММСК), передаваемых под контроль ФСК;

- распределительные сети вошли в состав региональной сетевой компании (РСК), передаваемых под контроль межрегиональных сетевых компаний (МРСК).

Сбытовая деятельность АО-энерго, как правило, возлагалась на региональные энергосбытовые компании.

Все имущество АО-энерго, необходимое для функционирования региональных диспетчерских управлений, перешло к Системному оператору по договорам купли-продажи или долгосрочным договорам аренды.

Базовый вариант реформирования предусматривал распределение акций всех новообразованных компаний в первую очередь среди акционеров тех структур, из которых эти компании выделены. При этом в соответствии с указанными выше принципом акции распределялись пропорционально доле каждого акционера в уставном капитале «расформированной» компании.

Консолидация активов происходила преимущественно в форме реорганизации путем присоединения. Операции с активами предварялись их оценкой, на основе которой и рассчитывались коэффициенты конвертации акций, то есть определялось сколько акций объединенной компании получит в обмен на одну акцию акционер каждой из присоединяемых компаний (см. гл. 4 и гл. 9).

Для постепенного перехода к конкурентному рынку электроэнергии, адаптации к новым условиям всех субъектов и партнеров электроэнергетики предусматривался запуск переходной модели оптового рынка электроэнергии.

Оптовый рынок электроэнергии (мощности) переходного периода введен 1 ноября 2003 г. на территории европейской части России и на Урале и 1 мая 2005 г. на территории Сибири в соответствии с Постановлениями Правительства РФ № 643 «О правилах оптового рынка электроэнергии (мощности) переходного периода» от 24 октября 2003 г. и Постановлением Правительства РФ № 219 от 15 апреля 2005 г. На территории европейско-уральской и сибирской части России 20 октября 2005г. введен балансирующий рынок электроэнергии, основанный на конкурентном ценообразовании в режиме, близком к режиму реального времени. С 1 сентября 2006 г. введены новые правила функционирования оптового рынка,

означающие дальнейшее совершенствование переходной модели (см. гл. 6). Таким образом осуществляется постепенное расширение конкурентного сектора и переход к полностью конкурентной модели рынка.

Функционирование оптового рынка электроэнергии (мощности) обеспечивают следующие инфраструктурные организации:

Совет рынка – некоммерческое партнерство (НП) участников оптового рынка (генерирующих и сбытовых компаний), вырабатывающее правила и регламенты его работы, а также осуществляющее контроль за деятельностью инфраструктурных организаций и участников рынка. Создается в 2008 г. после завершения переходного периода;

Администратор торговой системы — предоставляет услуги по организации торговли на оптовом рынке и осуществлению централизованного клиринга. Как юридическое лицо он образован 23 ноября 2001 г. в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 526 от 11 июля 2001 года «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации». В 2008 г. преобразован в 100% дочернее общество некоммерческого партнерства «Совет рынка»;

Системный оператор – учрежден как открытое акционерное общество «Системный оператор — Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» 13 июня 2002 г. Он обеспечивает качество поставляемой электроэнергии и надежность работы системы, осуществляет планирование и управление режимами. В 2008 преобразован в ОАО «Системный оператор ЕЭС».

На переходный период реформирования электроэнергетики России установлены различные пороги допуска на оптовый рынок для разных категорий участников – потребителей, производителей, сбытовых организаций (см. п. 16 «Правил оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода», принятых постановлением Правительства РФ №643 от 24.10.2003 и №529 от 31.08.2006). Условия допуска на оптовый рынок России по окончании переходного периода будут скорректированы.

Правительство РФ установило также темпы постепенного расширения объемов торговли электрической энергией по свободным ценам с тем, чтобы к 2011 году обеспечить полную либерализацию рынка электроэнергии. При этом на оптовом рынке совмещаются две формы торговли – биржевая и прямых договоров, в том числе долгосрочных. Начиная с 2008 года, на оптовом рынке в увязке с рынком электроэнергии начинает функционировать рынок мощности. В перспективе предполагается введение торговли стандартизованными контрактами на электроэнергию и мощность.

Параллельно с либерализацией оптового рынка осуществляется расширение торговли по свободным ценам на розничном рынке. Основным принципом, реализованным при проектировании розничного рынка, является принцип «трансляции» цен оптового рынка гарантирующими поставщиками при формировании договорных отношений со своими потребителями. Данный принцип позволяет избежать рисков замораживания цен розничного рынка и не создает угрозы банкротства для сбытовых компаний. Более того, именно этот принцип позволяет «передать» ценовые сигналы, создаваемые на оптовом рынке розничным потребителям (см. гл. 6).

Рекомендуемая литература к главе 3

3.1. Постановление Правительства РФ № 643 от 24.10.2003 г. (в редакции Постановления Правительства РФ № 529 от 31.08.2006г) «О правилах оптового рынка электроэнергии (мощности) переходного периода».

3.2. Постановление Правительства РФ № 530 от 31.08.2006г «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».

3.3. Постановление Правительства РФ № 109 от 26.02.2004 г. «Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии».

3.4. Федеральный закон РФ от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

3.5. Федеральный закон РФ от 26.03.2003 г. № 36-ФЗ « Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признание утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике».

3.6. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям».

3.7. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854 «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

Глава 4. Организационно-экономическая структура отрасли электроэнергетики

4.1. Модель товарно-денежных потоков энергокомпании

4.1.1. Общая логика модели, экономический и финансовый анализ потоков

Хозяйственная деятельность любой компании, в том числе энергетической, характеризуется потоками товаров и услуг, идущими от производителей к потребителям, и потоками денег во встречном направлении. Топливные компании поставляют электростанциям газ, мазут и уголь, за что получают от них плату – часть выручки, полученной от потребителей. Продвижение электроэнергии к потребителям и поступления средств за ее использование проходят через несколько этапов, схематически показанных на рис. 4.1.1.

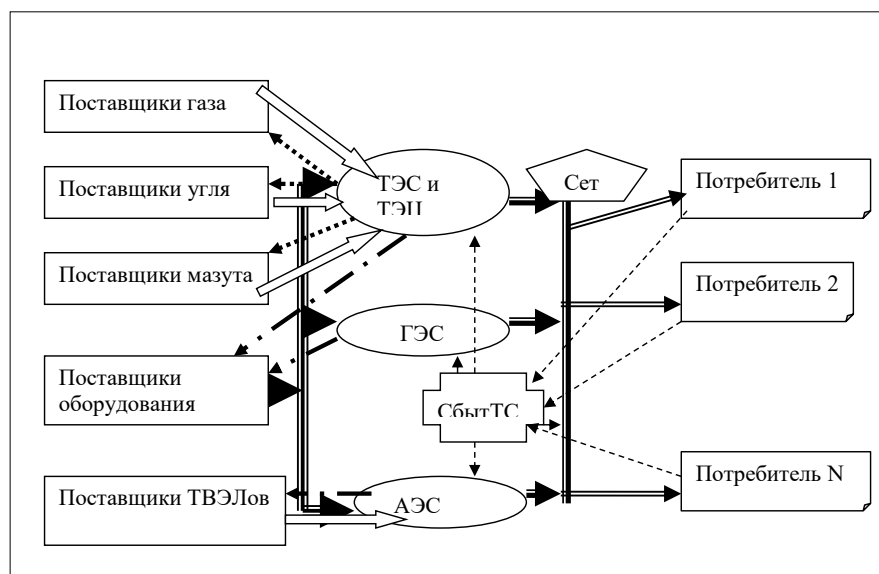


Рис. 4.1.1. Поток товаров и противоток денег

На схеме выделены четыре группы агентов, обеспечивающих производство и реализацию одного товара — электроэнергии:

- *поставщики электростанций*, представленные компаниями, производящими четыре вида топлива и оборудование. Число предметов снабжения, потребляемых электростанциями, несравнимо больше, но логика от этого не меняется: в обмен на продаваемые предметы снабжения (стрелки слева направо) поставщики получают деньги (стрелки справа налево, штрих-пунктирные стрелки). Поставки оборудования показаны «шиной», а его оплата индивидуально от электростанции каждого типа;

- *электростанции* разных типов (тепловые ТЭС и ТЭЦ, ГЭС и АЭС), объединенные в генерирующие компании, вырабатывают электроэнергию и тепло. Вся выработанная электростанциями электроэнергия передается в сети. Ради упрощения движения тепловой энергии не показано, а сети не разделены по классам напряжения;

- *сети*, принадлежащие ФСК, ММСК, МРСК и РСК, передают электроэнергию потребителям. Они обслуживают поставки двух типов — крупным потребителям с оптового рынка, и сбытовым компаниям, поставляющим электроэнергию на розничный рынок, т.е. предприятиям (кроме крупных потребителей) и населению. Сообразно этим потокам в обратном направлении движутся деньги. Схема оплаты электроэнергии показана схематически через виртуальный расчетный центр (РЦ), который получает плату за электроэнергию и распределяет ее между сетями и электростанциями. Для схемы безразлично как куплена электроэнергия — по долгосрочному договору или на рынке;

- *потребители*, в том числе население, рассматриваются как отдельный сектор. С переходом к оптовому рынку электроэнергии в России цены на электроэнергию для населения остаются регулируемыми. Потребители электроэнергии — юридические лица — приобретают электроэнергию на оптовом рынке (крупные) или у сбытовых компаний (остальные) (см. гл. 5).

Каждому потоку товаров и денег, показанному на рис. 4.1.1, соответствует свой тип стрелок. Аналогичные схемы могут быть построены для потоков тепловой энергии и мощности.

Сообразно двум типам потоков — товарному и денежному — существуют два разреза анализа хозяйственной деятельности энергокомпании — экономический, имеющий дело с материальными потоками, и финансовый, предмет которого денежные средства. В бухгалтерском балансе энергокомпании как коммерческой организации оба подхода совмещены. Левую часть баланса — активы — представляет экономический анализ, показывающий, чем распоряжается организация. Главную роль в активах играют основные средства, названные так с финансовой точки зрения. С экономической точки зрения они являются основными фондами, определяющими способность организации к производству продукции. В генерирующей компании основные фонды составляют примерно 3/4 от суммы всех активов. Правую часть баланса — пассивы — представляет финансовый анализ, показывающий источники средств, на которые имущество приобретено. Источники средств делятся на собственные (собственный капитал) и заемные.

Первую позицию в пассивах занимает собственный капитал. Например, в ОАО «Мозэнерго» на конец 2006 г. доля собственного капитала в общей сумме пассивов составляла 51 %. Это означает, что 49 % имущества приобретено на заемные деньги; задолженность по долгосрочным обязательствам составляла 36 % пассивов. Известное правило финансирования гласит: текущие расходы финансируются из текущих доходов, а инвестиции — заемными средствами. Пример Мосэнерго подтверждает это правило: за 2006 г. основные средства увеличились на 21,5 млрд руб. и долгосрочная задолженность выросла на 20,4 млрд руб.

Цель экономического анализа — сопоставление результатов продажи продукции и (или) оказания услуг с учетом затрат, понесенных для их производства и доставки потребителю. Результат анализа — размер эффекта. Основу экономического анализа составляют потоки материальных средств, т.е. продукции на стороне реализации и затрат на стороне производства и сбыта. Поэтому он проводится методом начислений (умножением физических объемов на цены). Это означает, что результат экономического анализа точно соответствует

доходу, произведенному физически. Превращение дохода в деньги — предмет финансового анализа.

Для электростанций продукцией является электроэнергия, отпускаемая в сеть, для ТЭЦ — отпускаемые тепло и электроэнергия, для сетевых компаний — услуги по доставке или доставленная электроэнергия, для сбытовых компаний — услуги по продаже электроэнергии и тепла. Разность между стоимостью проданной продукции (услугами) и затратами на ее производство — прибыль хозяйствующего субъекта, с которой уплачивается налог на доход, после чего в его распоряжении оказывается чистая прибыль. Отчет о прибылях-убытках — итоговый документ экономического анализа в отчете компании.

Цель финансового анализа — обеспечение бизнеса денежными средствами. В связи с этим анализ ведется в терминах денежных потоков: поступления, притоки средств, главным из которых является выручка за реализованную продукцию, и оттоки средств, представленные платежами за использованные ресурсы и (или) выполнением обязательств: уплатой налогов, возвратом долга, уплатой процентов по заемным средствам. Итог — притоки средств минус их оттоки, показывает изменение оборотного капитала компании. В отчете компании основным для финансового анализа является отчет о движении денежных средств и их эквивалентов.

Таким образом, модель товарно-денежных потоков имеет две стороны:

- экономическую, направленную на анализ эффективности путем сопоставления затрат и результатов;
- финансовую, ориентированную на обеспечение непрерывности бизнеса путем достаточного финансирования.

Исходным для модели товарно-денежных потоков энергокомпании является ее макроэкономическое окружение, которое определяет изменения спроса в целом по стране, отдельных регионов и потребителей на электрическую и тепловую энергию. Принципиально важно подчеркнуть, что начинать оценку перспектив развития компании необходимо с представления о рынке в целом, на котором оперирует компания. Изменение доли компании на рынке — основной показатель,

характеризующий ее деятельность. Именно этот показатель указывает: быть компании или не быть. Капитализация компании, размер прибыли и дивиденды — все это потом.

Минимальную информацию для того, чтобы судить о макроэкономическом окружении, дают три показателя:

- темп роста внутреннего валового продукта (ВВП) — он определяет спрос на электрическую и тепловую энергию;
- темп инфляции — по нему можно судить, как будут меняться цены на элементы издержек, кроме топлива;
- курс рубля по отношению к доллару (и евро) — он важен для оценки стоимости импортируемых предметов снабжения.

Наконец, важнейший показатель — ожидаемая мировая цена нефти, определяющая существенные для электроэнергетики цены на газ и мазут. На значения цен газа и мазута сильное влияние оказывает многие внеэкономические факторы, в том числе политика, проводимая правительством.

Все названные выше показатели можно, как правило, найти в материалах экономических министерств и ведомств Российской Федерации. Независимые оценки, в том числе консенсус — прогнозы, на которые имеет смысл ориентироваться в первую очередь при разработке собственных прогнозов, публикуются экспертным сообществом и специализированными журналами.

4.1.2. Операционная деятельность

Операционная деятельность связана с реализацией предприятием своих непосредственных функций, а также прочих экономических операций, не связанных с основными видами деятельности.

Рассмотрим иллюстрацию на примере очень крупной генерирующей компании — ОАО «Мосэнерго». Для удобства прочтения табл. 4.1.1 строки, характеризующие действия, например сложение, перенос из других строк, пронумерованы.

Таблица 4.1.1

Доходы ОАО «Мосэнерго», млн руб.

№ п/п	Статья доходов	2006 г.	2005 г.
1	Производство электроэнергии	30905	40294
2	Производство тепловой энергии	31684	27539
3	Прочие виды выручки	4654	2884
4 = 1 + 2 + 3	Итого от основной деятельности	67243	70717
5	Прочие операционные доходы	93	1276
6 = 4 + 5	Все операционные доходы	67336	71993

В российской системе учета годы располагаются в порядке возрастания. Традиционное для заданной отчетности расположение дат — обратное: от настоящему к прошлому, что перешло в международный стандарт отчетности, используемый в России.

В таблице приведены два года — 2006 и 2005. Двухлетка дает абсолютный минимум информации, по которому можно судить о том, что произошло за год, но практически невозможно судить о динамике развития.

Особенность отчета ОАО «Мосэнерго» за 2006 г. — явное снижение выручки за электроэнергию в 2006 г. по сравнению с 2005 г., что связано с реформированием компании. Преобладание в составе доходов оплаты электроэнергии и тепла очевидно для генерирующей компании. Другая особенность — значительные доходы от продажи тепла. Похожая картина наблюдается и по ТГК-1. Можно утверждать: во всех энергетических компаниях, работающих в крупных городах, в структуре доходов примерно половина будет приходиться на доходы от продажи тепла.

Итогом в табл. 4.1.1 является сумма только операционных доходов ОАО «Мосэнерго», а не всех доходов компании.

Затраты, связанные с обеспечением операционной деятельности, показаны в табл. 4.1.2. В таблице все цифры приведены со знаком «минус», что является традицией. Знак «минус» указывает на расход, на отток средств.

Таблица 4.1.2

Затраты на операционную деятельность ОАО «Мосэнерго», млн руб.

№ п/п	Статьи расходов	2006 г.	2005 г.
1	Расходы на топливо	–33303	–29552
2	Расходы на передачу энергии	–11358	–5751
3	Заработная плата, включая налоги и сборы с нее	–6651	–8550
4	Абонентная плата	–557	–1604
5	Платежи за воду	–342	–436
6	Покупка электрической и тепловой энергии	–305	–3913
7	Амортизация	–3812	–5612
8	Восстановление ранее признанного обесценения основных средств	10532	
9	Прочие расходы	–8503	–14963
10 (сумма поз.1 – 9)	Все расходы	–54299	–70381

Основная статья затрат — расходы на топливо. Особое положение занимает статья «Восстановление ранее признанного обесценения основных средств», представленная в годовом отчете компании и отражающая специфику ситуации. Обратим внимание на знак «плюс», означающий, что на эту величину снижаются затраты и увеличивается прибыль. Расшифровку прочих расходов можно найти в годовом отчете компании, имеющемся на ее сайте в Интернете.

Финансовые результаты деятельности компании приведены в табл. 4.1.3.

Таблица 4.1.3

Финансовые результаты деятельности ОАО «Мосэнерго», млн руб.

№ п/п	Показатель	2006 г.	2005 г.
1	Все доходы	67336	71993
2	Доход от инвестиций	18	79
3 = 1 + 2	Все доходы компании	67354	72072
4, т2/с10	Операционные затраты	–54299	–70381
5	Финансовые расходы, нетто	–363	–1125
6 = 3 – (4 + 5)	Прибыль до налогообложения,	12692	566
7	Налог на прибыль	–4096	–825
8 = 6 – 7	Чистая прибыль	8596	–259

В табл. 4.1.3 показана прибыль, определенная как разница между доходами и расходами, а не те деньги, которые компания фактически получила. С расчетной прибыли компания платит налог на прибыль. Сопоставление налога на прибыль с размером прибыли до налогообложения, особенно по 2005 г., показывает, что реальный расчет налога на прибыль много сложнее умножения налогооблагаемой прибыли на ставку налога. Другой вопрос — сколько компания реально заплатила по этому налогу. Ответ на этот вопрос содержится в таблице потоков.

Существенный результат деятельности в 2006 г. заключается в том, что компания получила заметную чистую прибыль против убытка в 2005 г.

Переход от расчетных показателей, используемых в экономическом анализе, к реальным денежным потокам осуществляется с помощью таблицы потоков. Через эту таблицу происходит соединение материальных потоков с финансовыми. Денежные потоки по операционной деятельности показаны в табл. 4.1.4.

Таблица 4.1.4

Операционная деятельность ОАО «Мосэнерго», млн руб.

№ п/п	Показатель	2006 г.	2005 г.
1, 3	Прибыль до налогообложения	12692	566
2	2. Амортизация, табл.1	3812	5612
3	3. Восстановление ранее признанного обесценения основных средств, табл.1	–10532	
4	4. Другие статьи	–46	394
5	5. Денежные средства от операционной деятельности до учета изменений в оборотном капитале и уплата налога на прибыль, 5 = сумма строк с 1 по 4	5926	6572
6	6. Увеличение запасов	–1305	–259
7	7. Уменьшение дебиторской задолженности	1188	–3626
8	8. Изменение других активов	13	1335
9	9. Увеличение кредиторской задолженности	1610	285
10	10. Уменьшение кредиторской задолженности по налогам (за исключением налога на прибыль)	–892	–1500
11	11. Прочие	–134	799
12	12. Доход до вычета затрат на амортизацию, процентов и налога на прибыль, EBITDA	6406	3606
13	13. Уплаченный налог на прибыль	–720	–3849

14	14. Возврат уплаченного налога на прибыль	854	0
15	15. Чистый приток денег 14 = сумма строк (6—14)	6540	–243
	Справочно: чистая прибыль	8596	–259

Точную информацию, сколько денег получила компания от своей деятельности, дает сальдо притока денег по операционной деятельности (строка 15). Сравнение сальдо притока с чистой прибылью показывает, что они достаточно сильно отличаются друг от друга.

Исходным пунктом расчета является налогооблагаемая прибыль, а не чистая прибыль, показываемая как результат операционной деятельности в табл. 4.1.3. Это связано с тем, что начисленный налог на прибыль (в 2006 г. 4096 млн руб.) существенно отличается от выплаченного налога на прибыль (в 2006 г. 720 млн руб., см. табл. 4.1.4 строка 13). Второе замечание касается амортизации: она является не платежом, а частью дохода, которая не облагается налогом на прибыль. По этой причине амортизация как бы возвращается. То же соображение, но с обратным знаком относится к восстановлению ранее признанного обесценения основных средств (строка 3). Формально оно является доходом, но не сопровождается притоком средств.

Сумма налогооблагаемой прибыли и амортизации, или разность между доходами и расходами (амортизация расходом не является!), называется *выручкой до вычета амортизации, процентов и налога на прибыль*. Она более известна под аббревиатурой *EBITDA*. В практику анализа этот показатель вошел в почти 30 лет назад.

Отношение EBITDA к выручке используется для сравнения компаний одной отрасли, что в международной практике называется «яблоко с яблоком». Компании, у которых это отношение больше, можно считать более эффективными, поскольку с каждого рубля выручки они имеют больший доход. Однако важно учитывать, что показатель EBITDA нельзя использовать для оценки денежного потока, поскольку в его состав входит амортизация, которая не является платежом. В табл. 4.1.5 данное отношение иллюстрируется на примере ОАО «Мосэнерго».

Таблица 4.1.5

Доля EBITDA в выручке ОАО «Мосэнерго»

Показатель	Номер таблицы	Строка	2006 г.	2005 г.
EBITDA	4.1.4	12	6406	3606
Все операционные доходы	4.1.1	6	67336	71993
Отношение, %			10 %	5 %

Из приведенных выше данных следует, что в результате реформирования эффективность компании существенно улучшилась. Если в 2005 г. только каждый 20-й рубль выручки составлял доход компании, то в 2006 г. им стал практически каждый 10-й рубль.

Строка 5 в табл. 4.1.4 — промежуточный итог, завершающий экономическую часть анализа операционной деятельности.

Знаки у показателей в строках 6—14 табл. 4.1.4 определяются логикой расчета. Так, увеличение запасов (строка 6) сопряжено с оттоком денег, что определило знак «минус». Уменьшение дебиторской задолженности (строка 7) означает приток средств, что определяет знак «плюс». По этой же логике увеличение кредиторской задолженности означает экономию денег, что определяет знак «плюс». Строка 15 показывает, сколько денег заработала компания.

4.1.3. Инвестиционная и финансовая деятельность

Инвестиционная деятельность в компании подразумевает долгосрочные операции как по вложению финансовых средств, так и по их возврату (реализации инвестиционных активов) и проходит по двум направлениям:

- прямые (реальные) инвестиции, цель которых — обеспечение непрерывности производства электроэнергии и тепла на современном технологическом уровне;
- финансовые инвестиции, связанные с использованием временно свободных денежных средств (табл. 4.1.6).

Таблица 4.1.6

Инвестиционная деятельность компании ОАО «Мосэнерго», млн руб.

	Показатель	2006 г.	2005 г.
1	Приобретение основных средств	–13241	–3178
2	Поступления от продажи основных средств	19	253

3	Проценты, уплаченные и капитализированные	–591	
4	Выбытие денежных средств в результате выделения обществ		–954
5	Поступления от продажи дочернего общества за вычетом выбывших		–1296
6	Чистый расход денег на инвестиционную деятельность	–13813	–5175

Расход на приобретение основных средств показан со знаком «минус». Соответственно поступление денег от продажи основных средств показано со знаком «плюс». Доходы от инвестиций показаны по операционной деятельности (см. табл. 4.1.3, строка 2). Итог по инвестиционной деятельности отрицательный. Это отражение общего правила: текущие расходы финансируются из текущих доходов, а инвестиции — заемными средствами.

Под финансовой деятельностью подразумевают операции, формирующие денежный поток за счет привлечения капитала и увеличения процентных обязательств.

Задача финансовой деятельности — обеспечение надежного финансирования достижения целей, поставленных компанией. Для решения этой задачи привлекаются внешние источники финансирования, типичным примером которых являются ссуды кредитных организаций и облигационные займы.

Структура денежных потоков при осуществлении финансовой деятельности определяется тем, что показывается движение чужих денег, которые компания либо привлекает (финансирование из бюджета, продажа собственных акций, ссуды и кредиты), либо, наоборот, расходует (возвращение заемных денег с процентами; выкуп собственных акций компании; дивиденды, выплачиваемые акционерам компании). Выкуп компанией собственных акций — стандартный прием борьбы с недружественным поглощением компании. Например, ОАО «Мосэнерго» эту практику не применяло.

Проиллюстрируем некоторые фрагменты финансовой деятельности энергокомпании на примере ОАО «Мосэнерго». Создание запасов топлива на зиму осуществляется с использованием банковских ссуд, которые в каждом году берутся

на три месяца (табл. 4.1.7). Поступление денег по ссудам, являющейся притоком денег, показано со знаком «плюс».

Возврат ссуд с процентами показан в строке 2 со знаком «минус».

Таблица 4.1.7

Финансовая деятельность ОАО «Мосэнерго», млн руб.

№ п/п	Показатель	2006 г.	2007 г.
1	Поступление заемных средств	41683	32010
2	Погашение кредитов и займов	-30351	-28696
3	Проценты выплаченные	-259	-1170
4	Поступления от продажи собственных акций		21
5	Дивиденды выплаченные акционерам ОАО «Мосэнерго»	-454	-624
6	Чистый приток денежных средств от финансовой деятельности	10619	1541

Из приведенных данных следует, что ОАО «Мосэнерго» привлекает займы в значительном объеме. Сравнение взятых займов с чистым притоком денег от операций позволяет понять, за сколько лет компания может расплатиться с долгами. Такое сравнение сделано в табл. 4.1.8.

Таблица 4.1.8

Долговая нагрузка ОАО «Мосэнерго»

Показатель	Номер таблицы	Строка	2006 г.	2007 г.
Поступление заемных средств	4.1.7	1	41683	32010
Чистая прибыль, $8 = 6 - 7$	4.1.3	8	8596	-259
Срок расплаты с долгами (годы)			5	

Из проведенного сравнения следует, что по состоянию на 2005 г. ОАО «Мосэнерго» исходя из итогов года, не имело шансов расплатиться с долгами. В 2006 г. ситуация качественно изменилась: при том же предположении ОАО «Мосэнерго» может расплатиться с долгами за пять лет. Однако и эта ситуация достаточно критична, и для устойчивого функционирования компании необходимо привлечение средств. Формы привлечения средств могут быть самыми разными.

Наиболее распространенные — дополнительная эмиссия акций и продажа части активов.

Итоги деятельности компании с финансовой точки зрения приведены в табл. 4.1.9.

Таблица 4.1.9

Сальдо денежных потоков ОАО «Мосэнерго».

№ п/п	Вид деятельности	Номер таблицы	Строка	2006 г.	2005 г.
1.	Операционная	4.1.4	15	6540	–243
2.	Инвестиционная	4.1.6	6	–13813	–5175
3.	Финансовая	4.1.7	6	10619	1541
4.	Итого			3346	–3877
5.	Расход на топливо	4.1.2	1	33303	29552
6.	Итого к расходу на топливо, %			10 %	

Формальным требованием сбалансированности денежных потоков является неотрицательность сальдо (строка 4). Это условие для 2005 г. не выполнено, что означает «проедание» собственного капитала. Поскольку в 2005 г. проходило активное реформирование компаний, данный результат может быть вызван разделением бизнесов, а не плохой работой ОАО «Мосэнерго». Об этом свидетельствует результат 2006 г., когда чистый приток средств составил 10 % основной статьи расхода. Достаточной нормой для защиты от риска считается приток 1—2 %.

4.1.4. Применение модели товарно-денежных потоков для оценки текущего состояния, прогнозов развития и инвестиционных проектов

Для использования данных таблицы потоков в аналитических целях требуется выполнение следующего минимума условий:

- данные должны относиться к периоду в несколько лет. При прогнозировании модель охватывает несколько отчетных лет, минимум 3—5, и весь прогнозируемый период;

- все крупные элементы модели потоков должны являться функциями от материальных потоков. Например, расходы на закупку топлива должны быть результатами отдельного расчета потребности в топливе. Такой подход позволяет увязать частные решения в единое целое и использовать метод вариации параметров (анализ чувствительности) для оценки реакции объекта, для которого построена модель товарно-денежных потоков на возможные изменения.

Использование модели для оценки текущего состояния связано с проверкой ситуации на непротиворечивость: итоги хозяйственной деятельности за анализируемый период не должны приводить к ухудшению положения фирмы, о чем можно судить по чистому сальдо потока по всем трем (операционная, инвестиционная и финансовая) видам деятельности.

Подготовка исходной базы для построения прогноза начинается с устранения аномалий в фактических данных. В этой работе можно выделить две составляющие: приведение к стандартным погодным условиям; устранение выбросов в данных.

Приведение к стандартным погодным условиям является необходимым этапом прогнозирования. Отчетные данные об отпуске электроэнергии и тепла, а также о расходе топлива основаны на данных о фактической погоде. Прогноз по необходимости строится в расчете на средние многолетние условия. По этой причине отчетные данные нуждаются в пересчете на среднюю погоду. Для этого используются коэффициенты, которые можно рассчитать по эконометрической модели потребления электроэнергии и тепла. Для каждой энергетической и сетевой компаний такие коэффициенты следует рассчитывать по местным данным. Работу по снятию эффекта колебания температуры следует делать по данным, относящимся к месяцам. Отношение уточненных значений выработки

электроэнергии к ее фактическому значению позволяет рассчитать поправочный коэффициент $(\text{год уточненный})/(\text{год факт}) = k$.

Этот коэффициент следует применять при корректировании основных расходов, прежде всего на топливо. При построении прогнозов таблица денежных потоков выполняет роль выходного контроля. С ее помощью достигается увязка материальных и денежных потоков, что является необходимым условием реализуемости разрабатываемого плана. На рис. 4.1.2 она обозначена как «Таблица».

Рис. 4.1.2 является блоком системы балансировки прогнозов. Если в цикле расчетов прогноз оказывается не сбалансированным, то начинается новый цикл с уточнения исходных значений.

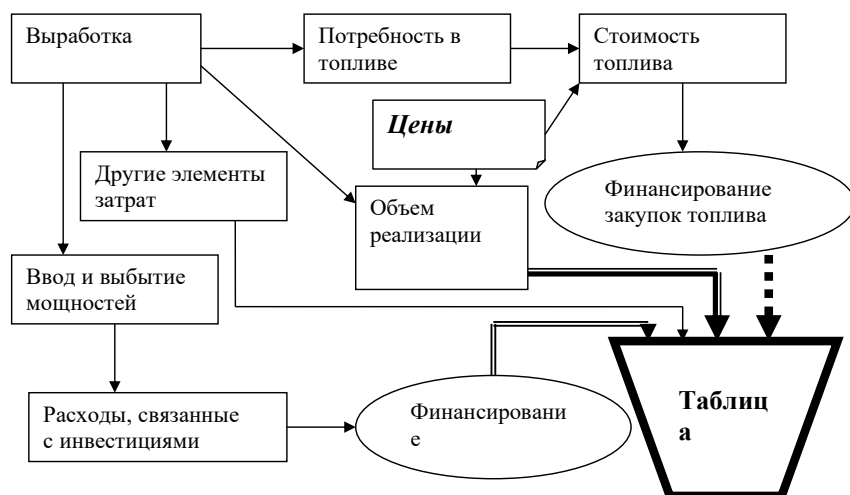


Рис. 4.1.2. Схема построения прогноза

Независимой переменной модели являются цены. Поскольку прогнозировать цены, например на газ, на уровне отдельной энергетической компании достаточно сложно, то для расчетов важно задать хотя бы два варианта — высокие и низкие цены. Более точный подход к построению прогнозов на годы вперед основан на использовании зависимости цены электроэнергии от уровня развития экономики.

Он позволяет привязать цены на электроэнергию в будущем к предполагаемому развитию экономики.

Выработка электроэнергии и тепла прогнозируется в соответствии со спросом. Для краткосрочных прогнозов часто применяется эконометрические модели. Однако, как показывает практический опыт, эти модели обладают большей точностью при построении прогнозов на глубину до пяти лет.

Оценка потребности в топливе делается с учетом плана по изменению мощностей, что позволяет учесть сокращение его удельных расходов на единицу энергии и тепла. Для электростанций, работающих на угле и мазуте, необходимый этап — накопление запасов топлива на зиму. Поскольку расходы на создание запасов делаются летом, а основной доход станции получают зимой, неизбежно возникает кассовый разрыв, покрываемый привлечением заемных средств. Привлечение этих средств определяет политика компании по финансированию закупок топлива. Другие элементы затрат обычно прогнозируются по динамическим рядам, построенным по отчетным данным.

Ввод и выбытие мощностей — центр плана по инвестициям. С помощью этих планов реализуется концепция долгосрочного развития компании. За пределами примера оставлены сделки по слиянию и поглощению; внимание концентрируется на физическом изменении активов.

Расходы, связанные с инвестициями, рассмотрены ранее. Особая тема — финансирование инвестиций, которое практически всегда связано с привлечением средств. Политика компании по привлечению средств определяет существо финансирования инвестиций.

Необходимое условие сбалансированности прогнозов — отсутствие отрицательных значений в итогах по таблице потоков. Это формальное указание на то, что намечаемые расходы покрываются запланированными доходами. По этой причине общее сальдо по всем трем видам деятельности по годам должно составлять 1—2 % основной статьи расходов. Применительно к рассматриваемому примеру это означает 1—2 % намечаемых расходов на топливо.

Выводы:

- модель товарно-денежных потоков описывает оба потока, составляющих существо бизнеса при производстве и потреблении товаров и услуг (материальные потоки) и идущих в противоположном направлении потока денег;
- использование модели для прогнозирования позволяет разделить работу на две части: сначала разработать прогноз в физических показателях (объемы выработки электроэнергии и тепла; ввод и выбытие мощностей; потребность в топливе), а затем определить условия его реализуемости с точки зрения обеспечения денежными средствами.

Оценка прогнозов развития и инвестиционных проектов предполагает предварительную разработку нулевого варианта развития компании (см. метод «с проектом» и «без проекта» в 11.4). Нулевой вариант развития компании не предполагает осуществление инвестиций и изменения в структуре выпускаемой продукции. Необходимость разработки такого варианта определяется пониманием: независимо от того, какое решение не было принято о дальнейшем развитии компании, она продолжит функционировать. Нулевой вариант описывается путем экстраполяции на прогнозируемый период значений таблицы денежных потоков. Сальдо по всем трем видам деятельности таблицы потоков, содержащей значения, рассчитанные путем экстраполяции отчетных данных, называется вариантом «без проекта». Вариант «без проекта» называется нулевым потому, что является точкой отсчета при оценке прогноза или инвестиционного проекта, называемого вариантом «с проектом».

Оценка вариантов строится дисконтированием разности вариантов «с проектом» *минус* вариант «без проекта». В предположении отсутствия риска полученное значение чистого дисконтированного дохода должно быть неотрицательным.

Разработка варианта «без проекта» может представлять определенные трудности. Дело в том, что вариант «без проекта» должен учитывать ухудшение эффективности деятельности компании, например, из-за старения оборудования и растущей в связи с этим его аварийности. Потеря части выручки и дополнительные

затраты на ремонты являются отражением падающей эффективности. По этой причине отказ от варианта «без проекта» и сравнение результатов прогноза (инвестиционного проекта) с результатами последнего отчетного года будет содержать систематическое понижение эффективности проекта.

4.2. Основные субъекты рынка электроэнергии

Как уже упоминалось в 2.2, энергетической системой (включающей в себя, в том числе электроэнергетическую систему) признается совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Единство процесса производства и передачи электроэнергии, предполагает некое *технологическое единство*, которое обеспечивается наличием общегосударственной электрической сети, т.е. соединенных между собой основных линий электропередачи, и единой системы оперативно-диспетчерского управления.

В Главе 3 уже были перечислены основные субъекты отрасли, образовавшиеся в результате реформирования отрасли. Однако подробно определение субъектов электроэнергетики, их роль, а также организационные и экономические основы их деятельности раскрываются в настоящей Главе.

4.2.1. Поставщики электрической энергии

Поставщики электрической энергии - юридические лица, имеющие на праве собственности или ином законном основании генерирующее оборудование, с использованием которого производится электрическая энергия, поставляемая потребителям электрической энергии в рамках оптового или розничного рынка электрической энергии.

Наиболее крупными поставщиками электрической энергии являются (по состоянию на начало 2008 г.):

- открытое акционерное общество "Концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях" (ОАО "Концерн Энергоатом"), которое принадлежит государственной корпорации «Росатом»;

- гидрогенерирующая компания, контрольный пакет акций которой принадлежит государству (Русгидро);

- 6 оптовых генерирующих компаний (ОГК);

- 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК);

- ОАО «ИнтерРАО»;

- 4 генерирующие компании, созданные на базе электростанций бывших ОАО «Башэнерго», ОАО «Иркутскэнерго», ОАО «Новосибирскэнерго», ОАО «Татэнерго».

ОГК сформированы (см. гл.3) на основе следующих принципов:

- объединение по способу выработки электроэнергии и масштабу — на базе наиболее крупных тепловых конденсационных электростанций, то есть электростанций которые не производят или практически не производят тепловой энергии;

- минимизация возможностей для монопольных злоупотреблений за счет включения в их состав конкурирующих между собой электростанций, расположенных в различных регионах;

- укрупненный масштаб - фактическая установленная мощность тепловых ОГК колеблется в пределах 8—10 ГВт, что соответствует установленной мощности электростанций небольших европейских стран. Формирование столь крупных компаний в итоге реформирования электроэнергетики характерно для многих государств (см. гл. 2);

- сопоставимые стартовые условия (по установленной мощности, стоимости активов, среднему износу оборудования).

Шесть тепловых ОГК — основные конкуренты на оптовом рынке электроэнергии. Свободная конкуренция данных ОГК на этом рынке в значительной мере обеспечивает формирование рыночных цен.

Гидроэлектростанции в мировой практике, как правило, сохраняются в собственности государства. Это мотивируется основными отличиями гидроэнергетики, в том числе способностью ГЭС оперативно изменять нагрузку, и дешевой гидроэнергии, обеспечивающими контроль энергосистемы и состояния рынка.

С учетом сказанного нецелесообразно одновременно включать ГЭС и ТЭС в конфигурацию отдельной ОГК, поскольку это создает конкурентные преимущества такой ОГК на рынке и одновременно нивелирует стимулы развития ее тепловых мощностей, которые в этом случае субсидируются гидростанциями. Контроль государства ограничивает также участие Русгидро в формировании рыночной цены электроэнергии, устраняя таким образом препятствия свободной для конкуренции других участников рынка.

В состав четырнадцати ТГК, каждая из которых является открытым акционерным обществом, включены генерирующие мощности электростанций (исключая ТЭС и ГЭС, вошедшие в состав ОГК). Базовые принципы формирования ТГК следующие: объединение электростанций по территориальному признаку; создание крупных компаний; минимизация возможностей для злоупотреблений монополистов. В состав ТГК включено большинство теплоэлектроцентралей, поэтому основная деятельность этих компаний — электро- и теплоснабжение.

В состав ОАО «ИнтерРАО» включены новые парогазовые мощности Сочинской ТЭЦ, Северо-Западной ТЭЦ, Калининградской ТЭЦ и Ивановской ГРЭС.

4.2.2. Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть

Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС) — совокупность линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства, находящихся в едином оперативном и технологическом управлении, имеющих стратегическое значение для обеспечения устойчивого электроснабжения потребителей и функционирования оптового рынка электроэнергии, а также обеспечения

параллельной работы ЕЭС России и энергосистем других государств, включая экспорт и импорт электроэнергии.

Иногда ЕНЭС также называют магистральными сетями.

В отличие от распределительных электрических сетей, которые подают энергию потребителям — магистральные сети:

- используются для передачи по высоковольтным ЛЭП (220 кВ и выше) электроэнергии между регионами, обеспечивая их соединение, параллельную работу, а также регулирование энергетического баланса данных регионов и России в целом;
- используются для передачи по высоковольтным ЛЭП (220 кВ и выше) электроэнергии в распределительные сети, обеспечивая участие потребителей и производителей в торгах на оптовом рынке электроэнергии и мощности, а также связь оптового рынка с розничным;
- связывают энергосистему России с энергосистемами других стран, обеспечивая процесс экспорта-импорта электроэнергии (ЛЭП любого класса напряжения).

Критерии отнесения линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства к ЕНЭС определены соответствующими постановлениями Правительства Российской Федерации. Линии электропередачи и объекты электросетевого хозяйства, содержащиеся в этих постановлениях (ЛЭП (воздушные и кабельные), различных классов напряжения, обеспечивающие работу энергетических систем различных субъектов РФ, трансформаторные и иные подстанции, комплекс оборудования для технического обслуживания и эксплуатации объектов электросетевого хозяйства, системы и средства управления объектами электросетевого хозяйства) обеспечивают технологическую целостность магистрального сетевого хозяйства России.

В соответствии со стратегией реформирования электроэнергетики действующим законодательством Российской Федерации предусмотрено создание единой организации по управлению ЕНЭС в целях сохранения и развития магистрального сетевого комплекса. Доля государства в данной компании по

итогах переходного периода реформирования отрасли составила более 75 %. Формирование данной инфраструктурной организации начато в 2002 г. В соответствии с Постановлением Правительства РФ [4.2.2] было принято решение об учреждении 100 %-ного дочернего общества ОАО «РАО «ЕЭС России» — открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС», кратко - ФСК), в уставной капитал которой был внесен принадлежавший ОАО «РАО «ЕЭС России» электросетевой комплекс.

В процессе реорганизации ОАО «РАО ЕЭС России», ОАО «ФСК ЕЭС» были переданы также магистральные сетевые активы, принадлежавшие региональным энергокомпаниям (АО-энерго).

Существуют объекты электросетевого хозяйства, отнесенные законодательством к ЕНЭС, но принадлежащие иным собственникам, помимо ОАО «ФСК ЕЭС». Для обеспечения безопасности Российской Федерации и единства экономического пространства в сфере обращения электрической энергии федеральным законодательством* предусмотрено в отношении таких собственников частичное ограничение их прав в части:

- заключения договоров на услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, относящихся к ЕНЭС, и определения условий этих договоров;
- использования (вывода из эксплуатации) указанных объектов без согласования с ОАО «ФСК ЕЭС».

Установленные законодательством ограничения прав собственников объектов ЕНЭС не распространяются на доходы, получаемые в результате реализации их прав.

ОАО «ФСК ЕЭС» заключает с иными собственниками договоры, определяющие порядок использования объектов ЕНЭС. Заключение данных договоров является обязательным, а цена договора, должна составлять сумму,

* Федеральный закон №36-ФЗ от 26.03.2003 в редакции Федерального закона №122-ФЗ от 22.08.2004 с изменениями, внесенными Федеральным законом №211-ФЗ от 30.12.2004

обеспечивающую возврат собственникам доходов, который они получили бы в случае самостоятельного оказания услуг по передаче электрической энергии.

Основа коммерческой деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» — оказание услуг по передаче электрической энергии.

Контрагентами ОАО «ФСК ЕЭС» являются субъекты оптового рынка электрической энергии (мощности), непосредственно присоединенные к сетям ЕНЭС, а также распределительные сетевые компании. ОАО «ФСК ЕЭС» также оказывает услуги по присоединению к ЕНЭС новых потребителей.

Полученные в результате коммерческой деятельности доходы направляются на реализацию основных направлений инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе:

- на новое строительство сетевых объектов;
- на техническое перевооружение и реконструкцию существующих объектов;
- сооружение объектов технологического управления сетью и создание элементов технологической инфраструктуры конкурентного рынка электроэнергии.

Структурное реформирование отрасли позволило завершить формирования принадлежащей государству инфраструктурной компании, и объединить в ее составе подавляющую часть объектов ЕНЭС. Таким образом, была создана основа для обеспечения единства управления и развития магистральных сетей страны.

4.2.3. Распределительные сети

Распределительные сетевые компании (РСК) — юридические лица, осуществляющие деятельность по передаче электроэнергии по распределительным сетям с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети), по присоединению установок потребителя к распределительным электросетям. РСК создавались в процессе осуществления разделения по видам деятельности, при котором все энергоснабжающие организации страны (независимо от форм собственности)

разделили функции по передаче электрической энергии и поставки электроэнергии потребителям (гл. 3).

Наиболее крупные распределительные компании создавались в процессе разделения АО-энерго по видам деятельности и последующей межрегиональной интеграции. В результате было создано 11 межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК):

- ОАО "МРСК Центра";
- ОАО "МРСК Урала";
- ОАО "МРСК Волги";
- ОАО "МРСК Юга";
- ОАО "МРСК Северо-Запада";
- ОАО "МОЭСК";
- ОАО "МРСК Северного Кавказа";
- ОАО "Ленэнерго";
- ОАО "МРСК Сибири";
- ОАО «Тюменьэнерго»;
- ОАО "МРСК Центра и Приволжья".

В дальнейшем (в процессе реорганизации РАО «ЕЭС России») была создана специальная холдинговая компания, контрольный пакет акций которой принадлежит государству – ОАО «Холдинг МРСК». На данном этапе ОАО «Холдинг МРСК» приступил к исполнению своих функций, к которым относятся: корпоративное управление МРСК; внедрение и контроль соблюдения методологии деятельности МРСК; оперативный контроль их деятельности.

В свою очередь для каждой МРСК основными функциями являются: повышение надежности и качества функционирования распределительного электросетевого комплекса; позиционирование компаний распределительного электросетевого комплекса на рынке; повышение финансовой эффективности деятельности; привлечение капитала и присоединение новых потребителей.

В соответствии с законодательством, до 2010 года предусмотрено сохранение государственного контроля за деятельностью МРСК. В дальнейшем, возможно принятие государством стратегического решения о распоряжении пакетами акций распределительных сетевых компаний, исходя из целей государственной

экономической политики, в том числе возможность приватизации принадлежащих государству пакетов акций при условии установления регуляторного режима, обеспечивающего недискриминационный доступ к сетям.

4.2.4. Системный оператор

Под системой оперативно-диспетчерского управления понимается комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в пределах ЕЭС России и технологически изолированных энергосистем.

Созданная в советское время система оперативно-диспетчерского управления претерпела значительные изменения при распаде СССР (гл. 1,2), в том числе:

- центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС СССР преобразовано в ЦДУ России, взаимодействующее как равный субъект с высшими органами диспетчерского управления суверенных государств (Белоруссии, Украины, Молдавии, Прибалтики, Казахстана, Закавказья);
- ЦДУ России и объединенные диспетчерские управления объединенных энергосистем Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири и Востока включены в состав ОАО РАО «ЕЭС России».

В конце 90-х гг. XX в. процесс либерализации хозяйственных отношений в сфере производства и потребления электроэнергии потребовал создания соответствующей надежной инфраструктуры на базе сложившейся системы оперативно-диспетчерского управления. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 11.07.2001 №526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» задача сохранения и укрепления системы оперативно-диспетчерского управления в новых условиях, а также развития инфраструктуры рынка электроэнергии (мощности) решалась путем создания Системного оператора — специализированной инфраструктурной организации, оказывающей всем участникам рынка услуги по управлению режимами работы ЕЭС и организующей деятельность по прогнозированию производства и потребления электроэнергии.

В рамках данной деятельности Системный оператор осуществляет единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномочен на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

В свою очередь, управление технологическими режимами Системным оператором осуществляется через иерархическую трехуровневую систему диспетчерских центров:

- Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) — осуществляет управление режимами работы ЕЭС России, управляет деятельностью диспетчерских центров второго уровня и организует совместную работу ЕЭС России с энергосистемами других государств;
- Объединенные диспетчерские управления (ОДУ) — осуществляют управление режимами работы на части территории ЕЭС России и управляют деятельностью диспетчерских центров третьего уровня.
- Региональные диспетчерские управления (РДУ) — осуществляют управление режимами работы на части территории ЕЭС России под руководством вышестоящих диспетчерских центров Системного оператора ЕЭС.

В соответствии с планами реформирования электроэнергетики 13 июня 2002 г. на базе центрального диспетчерского управления и объединенных диспетчерских управлений было учреждено Открытое акционерное общество «Системный оператор — Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» (ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС») в качестве 100 %-ного дочернего общества ОАО «РАО «ЕЭС России».

Поскольку ОАО «СО—ЦДУ ЕЭС» является монополистом, его деятельность отделена от других видов деятельности в отрасли, а оплата предоставляемых услуг осуществляется на основе тарифов, регулируемых уполномоченным государственным органом — Федеральной службой по тарифам.

В завершающем этапе реформирования контроль над Системным оператором полностью перешел в руки государства.

4.2.5. Организации коммерческой инфраструктуры

Основной управляющей организацией оптового рынка структурой является некоммерческое партнерство «Совет рынка», созданное в 2008 году. Его участниками, в соответствии с законодательством являются все участники оптового рынка, а также основные инфраструктурные организации. Спецификой Совета рынка является структура его Наблюдательного Совета, в котором 8 членов – представители государства, по 4 представителя поставщиков и потребителей, а 4 члена – представители инфраструктурных организаций (Системный оператор, ФСК, Администратор торговой системы и, собственно, Совет рынка).

Основными функциями Совета рынка являются:

- формирование правил и процедур работы на оптовом рынке;
- контроль за соблюдением правил инфраструктурными организациями и участниками;
- формирование требований по коммерческому учету;
- урегулирование споров между участниками рынка.

Администратор торговой системы (ОАО «АТС») является 100% дочерней организацией Совета рынка и предоставляет субъектам оптового рынка услуги по организации торговли на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ), обеспечивая, с учетом особенностей функционирования оптового рынка электроэнергии переходного периода расчет взаимных обязательств, заключение и исполнение сделок.

30 июля 2004 г. с целью разделения рисков по организации торговли и организации клиринга НП «АТС» принято решение о создании закрытого акционерного общества «*Центр финансовых расчетов*» (ЗАО «ЦФР»). Владелец 100 % акций ЗАО «ЦФР» является ОАО «АТС». На оптовом рынке электроэнергии ЗАО «ЦФР» оказывает комплексную услугу, связанную с организацией

договорных отношений на ОРЭ и проведением финансовых расчетов между его участниками.

4.2.6. Энергосбытовые организации

Правовой статус энергосбытовых компаний определен в Федеральном законе «Об электроэнергетике». Их основная функция — продажа электрической энергии ее потребителям на розничном рынке. Продажа электрической энергии конечным потребителям осуществляется на основании договоров купли-продажи электроэнергии или энергоснабжения.

Помимо участия в розничном рынке электрической энергии, сбытовые компании являются участниками оптового рынка электрической энергии (мощности). Статус субъектов оптового рынка — участников обращения электрической энергии в оптовом рынке получают энергосбытовые организации, которые приобретают электрическую энергию в целях последующей ее реализации на розничных рынках и количественные показатели в заявках на приобретение электрической энергии которых превышают минимально допустимые значения, устанавливаемые основными положениями функционирования оптового рынка. На деятельность энергосбытовых компаний как на участников оптового рынка распространяются все его правила.

Все энергосбытовые компании делятся на гарантирующих поставщиков и конкурентные сбытовые компании.

Деятельность конкурентных энергосбытовых компаний на розничном рынке осуществляется в системе свободных договорных отношений, где организации свободны в выборе контрагента. Всем участникам обеспечиваются равные условия.

На оптовом рынке энергосбытовые компании могут приобретать электроэнергию от своего имени, а могут выступать в качестве агента. Они могут заключать договора от имени и в интересах потребителя электрической энергии, в целях его присоединения к системе оптового рынка и участия в обороте электрической энергии непосредственно.

В отличие от конкурентной сбытовой деятельности деятельность *гарантирующего поставщика* относится к сфере регулируемого бизнеса. Статус гарантирующего поставщика определен в ФЗ «Об электроэнергетике». Основная цель создания института гарантирующих поставщиков — развитие системы надежного обеспечения потребителей электрической энергией. Одним из специальных условий осуществления деятельности гарантирующим поставщиком является обязанность обслуживать каждого потребителя, который к нему обратится. На это указывает публичный характер договоров, заключаемых гарантирующим поставщиком с потребителем электрической энергии.

Правительством РФ определяются границы зон деятельности гарантирующих поставщиков в пределах территорий соответствующих субъектов Российской Федерации. На территории одного субъекта Российской Федерации могут функционировать несколько гарантирующих поставщиков. При формировании цены на поставляемую ими электрическую энергию осуществляется государственное регулирование сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков.

Порядок присвоения статуса гарантирующего поставщика определяется основными положениями функционирования розничных рынков, утверждаемыми Правительством Российской Федерации. На гарантирующих поставщиков не распространяется запрет на совмещение сбытовой деятельности с деятельностью по распределению электрической энергии, в отличие от конкурентной сбытовой деятельности.

Основным направлением реформирования электроэнергетики Российской Федерации является демонополизация и развитие конкуренции в сфере сбыта электрической энергии. Создание гарантирующих поставщиков осуществлялось в процессе реорганизации АО-энерго (гл. 3). По мере становления рынка статус гарантирующего поставщика может быть присвоен любой сбытовой компании на конкурсной основе.

4.2.7. АО-энерго - энергосистемы изолированных регионов

Единая энергетическая система СССР развивалась в направлении технологического объединения энергосистем различных регионов путем их включения в параллельную работу. Ряд региональных энергосистем в силу своего территориального положения и экономической специфики регионов сохранили свою технологическую изолированность. На современном этапе развития электроэнергетики к числу изолированных относятся энергосистемы, не имеющие технологического соединения с ЕЭС России. В их число входят:

- электроэнергетическая система Камчатской области;
- электроэнергетическая система Магаданской области;
- западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (Мирнинский и Ленский районы, Сунтарский, Нюрбинский, Вилюйский и Верхневилуйский улусы (районы));
- центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (Горный, Хангаласский, Мегино-Кангаласский, Амгинский, Чурапчинский, Усть-Алданский, Таттинский, Томпонский и Намский улусы (районы), г. Якутск);
- электроэнергетическая система Сахалинской области;
- электроэнергетическая система Чукотского автономного округа;
- электроэнергетическая система Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа.

Субъект оперативно-диспетчерского управления технологически изолированной энергосистемы организует и осуществляет оперативно-диспетчерское управление самостоятельно, без участия системного оператора.

Участие перечисленных энергосистем в оптовом рынке электроэнергии в среднесрочной перспективе невозможно. Они являются монополистами на собственных рынках и не могут после разделения по видам деятельности быть включены в конкурентные отношения на тех же основаниях, что и энергосистемы, включенные в параллельную работу ЕЭС России.

В соответствии с законом «Об электроэнергетике» в отношении отдельных сфер электроэнергетики, функционирование которых происходит в постоянных условиях отсутствия конкуренции в силу технологических причин (территориальной замкнутости, наличия одного или нескольких неконкурирующих источников энергии), применяется государственное регулирование. Кроме того, в энергосистемах изолированных регионов возможно совмещение одним юридическим лицом всех видов деятельности в электроэнергетике.

4.3. Организационно-экономическая структура энергетики Дальнего Востока

4.3.1. Особенности функционирования Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока

ОЭС Востока функционирует в южной части Дальнего Востока, объединяя энергосистемы Приморского и Хабаровского краев, Амурской области и юга Республики Саха (Якутия). На этой территории до 2007 г. действовали десять энергосистем.

Основу электроэнергетики ОЭС Востока составляют тепловые электростанции. При этом, в структуре установленной мощности электростанций региона все большую роль играют гидроэлектростанции, входящие в состав ОАО «ГидроОГК».

В Магаданской, Сахалинской областях, Камчатском крае, и Республике Саха (Якутия), Чукотском автономном округе функционируют изолированные энергосистемы, организационно и экономически объединенные в соответствующие АО-энерго.

ОЭС Востока имеет связь с ОЭС Сибири. Перетоки между ОЭС Сибири и ОЭС Востока серьезно ограничены возможностями существующих сетей, что предопределило выделение неценовой зоны рынка электроэнергии и мощности в территориальных границах Дальневосточного федерального округа (ДФО) (см. гл. 5).

Помимо электростанций, работающих в составе ЕЭС России, в зону ОЭС Востока по территориально-административному признаку входят энергоизолированные районы в Приморском, Хабаровском краях и Амурской области, обеспечиваемые электроэнергией и теплом за счет дизельных станций и котельных на жидком и твердом топливе.

Установленная мощность электростанций ОЭС Востока и структура генерирующих мощностей в 1998 г. и по состоянию на 01.01.2007 г. отражены на рис. 4.3.2. Представленные данные показывают, что за этот период произошло существенное изменение структуры генерирующих мощностей ОЭС Востока с ростом доли ГЭС с 19 до 29 %, что связано с вводом в эксплуатацию четырех гидроагрегатов Бурейской ГЭС в период 2003—2006 гг. В 2007 г. было введено еще два агрегата на Бурейской ГЭС, что привело к росту доли маневренных энергомощностей (ГЭС) в ОЭС Востока до 35 %.

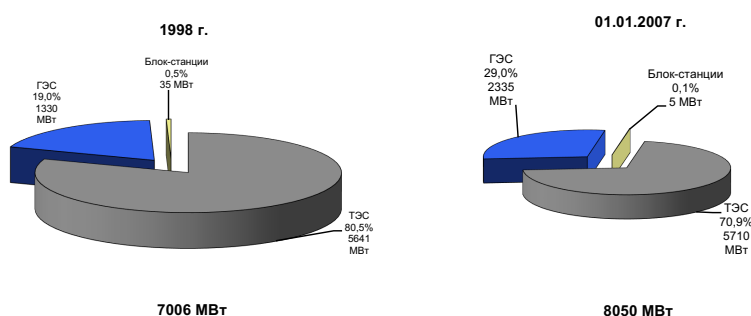


Рис.

4.3.2. Установленная мощность электростанций ОЭС Востока в 1998 и на 01.01.2007 г.

- Для ОЭС Востока принята структура отрасли и модель отношений между субъектами, названная в Главе 3.2.2. как Модель Единого Закупщика. Такой выбор обусловлен отсутствием возможности создания конкуренции между поставщиками электроэнергии в силу их малочисленности и наличием существенных системных ограничений в том числе по их взаимозаменяемости.

При этом созданная структура отрасли позволяет перейти к конкурентным отношениям после развертывания строительства новых генерирующих мощностей новыми поставщиками и устранения системных ограничений. До устранения препятствий к созданию конкурентного рынка на территории Дальнего Востока в границах ОЭС Востока применяется государственное регулирование в отношении всех видов деятельности в энергетике. В то же время выполнен ряд преобразований, направленных на создание механизмов оптимизации функционирования оптового рынка Дальнего Востока, в том числе:

- все генерирующие станции энергосистем Дальнего Востока (включая генерацию Южного энергоузла ОАО «Якутскэнерго») выведены на оптовый рынок электроэнергии и мощности. При этом ФСТ РФ устанавливаются тарифы на электроэнергию электростанций, вошедших в состав ОАО «ГидроОГК» (Зейская, Бурейская ГЭС), и тарифы для электростанций, вошедших в состав ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (ОАО «ДГК»);

- введены механизмы экономической диспетчеризации на оптовом рынке;
- создан Единый закупщик на территории ОЭС Дальнего Востока (Единая сбытовая компания Дальнего Востока) — ОАО «Дальневосточная энергетическая компания»;
- введен механизм долгосрочного ценообразования.

После вывода генерирующих мощностей на ОРЭМ ФСТ России были установлены тарифы на производство электрической энергии для каждой генерирующей компании (ОАО «ГидроОГК» и ОАО «ДГК») на основе затратного принципа. Далее ежегодно цена на производство электроэнергии определяется по формуле цены, учитывающей рост цен на факторы производства для станций (принцип «инфляция — минус»). Такой механизм ценообразования позволяет долгосрочно планировать объем поступлений и вкладывать средства в повышение эффективности производства, так как выручка зависит не от объема затрат (как в системе «затраты +»), а рассчитывается по формуле. Генерирующая компания, привлекая средства на проведение мероприятий по сокращению издержек, снижает

себестоимость выработки электроэнергии, что позволит всю разницу между установленным тарифом и себестоимостью в последующие годы использовать на выплату по привлеченным средствам и в прибыль. Таким образом, привлекаются «длинные» и «дешевые» деньги, т.к. они будут гарантированы контрактами на поставку электроэнергии с понятной ценой, которая не зависит от политической ситуации.

«Формула цены» позволяет также заключать долгосрочные контракты на поставку топлива, что значительно повышает устойчивость компании (хеджируются риски повышения цен на топливо).

Тариф на покупку на ОРЭМ для Единого закупщика (Единой сбытовой компании) формируется исходя из планового баланса мощности на следующий год, утверждаемого ФСТ России.

Режим загрузки станций на Дальнем Востоке имеет серьезную специфику. Системный оператор на основании утвержденных тарифов, системных ограничений по перетокам, тепловой загрузки станций, соображений надежности и т.п. производит экономическую диспетчеризацию, исходя из характеристик относительного прироста стоимости, заявляемых участниками — генерирующими компаниями.

Регулирование отношений на розничном рынке строится на основании того, что для каждого региона Дальнего Востока ФСТ России устанавливает предельные тарифы для потребителей по группам при взаимодействии с главами субъектов РФ. При этом учитываются социально-экономическое положение региона, геополитические и другие факторы.

По состоянию на 2008 год розничные тарифы в регионах Дальнего Востока установлены на уровне, не обеспечивающим покрытие всех издержек, связанных с производством, передачей и распределением электроэнергии. Тарифы розничных потребителей субсидируются из федерального бюджета. Предполагается, что практика субсидирования тарифов сохранится еще несколько лет, хотя уровень субсидирования будет постепенно сокращаться. Региональные тарифные органы

устанавливают конечные тарифы для потребителей с учетом объема средств, выделяемого на из бюджета на субсидирование тарифов.

4.3.2. Задачи реформирования энергосистем Дальнего Востока

В 2008 году были определены следующие *задачи реформирования* энергосистем Дальнего Востока:

- повышение надежности работы энергосистем Дальнего Востока, в том числе технологической, организационно-управленческой, экономической, финансовой и других систем;
- формирование системы, обеспечивающей управление энергетикой Дальнего Востока после прекращения деятельности ОАО РАО «ЕЭС России»;
- создание предпосылок для будущей конкуренции между производителями электроэнергии на Дальнем Востоке;
- оптимизация баланса мощности на Дальнем Востоке;
- освоение механизмов инвестирования в отрасли за счет привлеченных средств;
- увеличение капитализации и инвестиционной привлекательности энергокомпаний.

Для достижения этих целей в условиях отсутствия конкуренции необходимо создание единого центра ответственности за Дальневосточный регион. На первом этапе реформирования энергетики Дальнего Востока с 1 февраля 2007 г. к *операционной* деятельности приступила ОАО «Дальневосточная энергетическая компания» (ДЭК), образованная в результате реорганизации в форме слияния ОАО «Хабаровскэнерго», ОАО «Амурэнерго», ОАО «Южное Якутскэнерго», ОАО «Дальэнерго» и ЗАО «ЛуТЭК».

ОАО «ДЭК» – одна из крупнейших энергокомпаний России. В энергохолдинг входят:

- головная компания ОАО «ДЭК». Основные виды деятельности — энергосбытовая деятельность и корпоративное управление холдингом;

- ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» объединяет тепловые электростанции зоны объединенной энергетической системы Дальневосточного региона. Установленная электрическая мощность 5840 МВт, установленная тепловая мощность 11574 Гкал/ч;

- ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» объединяет все распределительные сети Приморья, Амурской области и Хабаровского края напряжением 0,4—110 кВ.

Функция сбыта электроэнергии принадлежит головной компании холдинга (Единый закупщик), за исключением зоны обслуживания ОАО «Якутскэнерго». Таким образом, с данной компанией заключаются все договоры поставки электроэнергии.

Головная компания создала региональные сбытовые филиалы (Амурская область, Хабаровский край, Еврейская автономная область, Приморский край), которые обеспечивают функции головной компании в регионах, в том числе и расчетно-кассовые. Фактически это отражение существующей инфраструктуры сбытовых филиалов АО-энерго.

Централизация функции сбыта энергии в головной компании холдинга консолидирует денежный поток энергосистемы и за счет этого позволяет:

- повысить финансовую устойчивость холдинга в целом,
- эффективно управлять дебиторской и кредиторской задолженностью, т.к. в ходе создания холдинга она переходит к головной компании,
- формировать инвестиционный ресурс и проводить единую инвестиционную политику, что значительно снижает риски со стороны кредиторов и акционеров АО-энерго при реформировании энергосистемы.

В ходе реформирования энергетики Дальнего Востока в 2008 году создан холдинг ОАО РАО «ЭС Востока», в состав которого вошли активы Холдинга ОАО «ДЭК» (ОАО «ДЭК», ОАО «ДГК», ОАО «ДРСК») и изолированные АО-энерго. Таким образом, создан единый центр ответственности за развитие электроэнергетики Дальнего Востока.

Схема управления энергокомпаниями Дальнего Востока представлена на рис.

4.3.6.

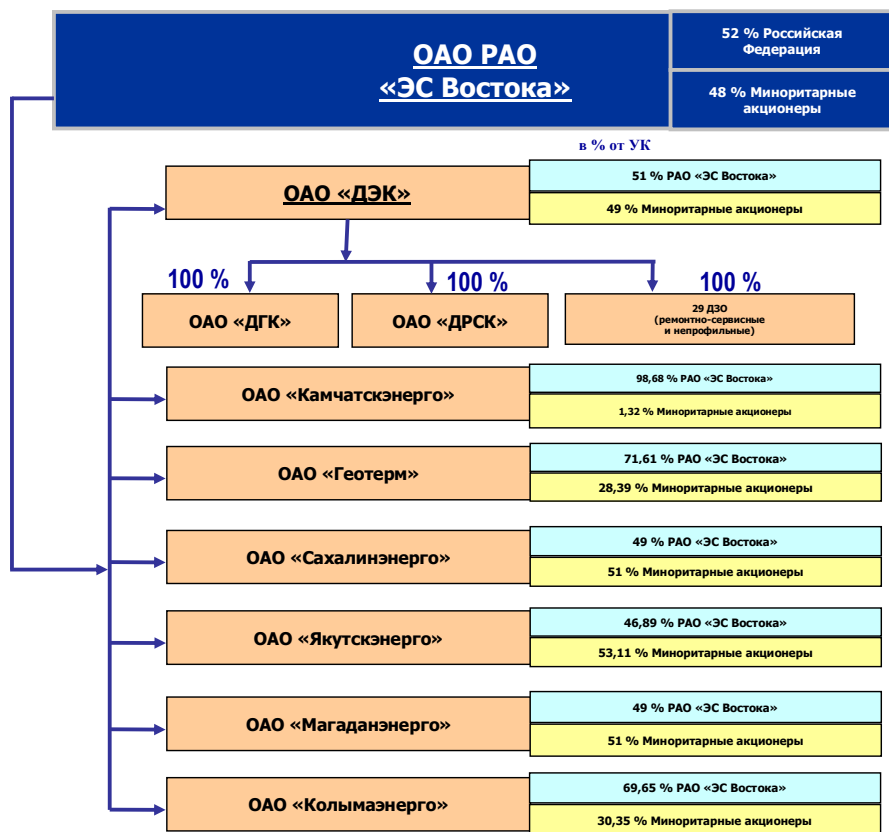


Рис. 4.3.6. Схема управления энергокомпаниями Дальнего Востока

Предполагается, что компании в составе холдинга ПАО «ЭС Востока» останутся самостоятельными хозяйствующими субъектами с сохранением статуса юридического лица, но с переводом на единую акцию. Это способствует повышению капитализации собственно ОАО «Холдинг ЭС Востока», создает условия для привлечения инвестиций для модернизации и развития электроэнергетики Дальнего Востока.

Глава 5. Система государственного регулирования в электроэнергетике

5.1. Функции и органы государственного регулирования

В самом общем виде под «государственным регулированием» понимают определение государством основных условий функционирования предприятий и организаций, а также механизмов контроля исполнения заданных государством условий. Государство использует прямые и косвенные механизмы регулирования. К первым относятся: установление прямых ограничений и заданий по отдельным видам деятельности, выделение бюджетных средств для решения конкретных задач и другие; ко вторым – тарифное и техническое регулирование, система налогообложения, и др.

К сфере государственного регулирования могут относиться: регулирование экономических, технологических и экологических аспектов деятельности компаний; вопросы социально-трудовых отношений и охраны труда. В настоящем разделе основное внимание уделено *экономическому регулированию*, определяющему базовые условия функционирования электроэнергетических компаний и, в конечном итоге, их финансовые возможности для выполнения других регулятивных требований.

В рамках экономического регулирования электроэнергетики обеспечивается энергетическая безопасность страны, определяется эффективный уровень тарифов на товары (услуги), производимые электроэнергетическими компаниями, подлежащими регулированию, устанавливаются минимально допустимые стандарты качества обслуживания потребителей, осуществляется контроль за соблюдением принятых тарифных решений и стандартов качества, регулируются вход и выход из бизнеса отдельных компаний, обеспечивается недискриминационный доступ к услугам инфраструктурных организаций.

Реструктуризация электроэнергетики и переход к конкурентному рынку электроэнергии (гл. 3,4) требуют изменения подходов к государственному регулированию, но не ведут к полному отказу от регулирования. Остается неизменной и основная цель государственного регулирования — обеспечение надежного электроснабжения потребителей с минимально возможными затратами.

Однако изменяются сфера (что регулируется), применяемые методы (как регулируется), а также функции регулирующих органов.

Система государственного регулирования российской электроэнергетики относительно молода. Она начала формироваться в 90-е годы прошлого века в ходе структурных изменений в электроэнергетике страны и рыночных реформ, начавшихся в 1992 г. Законодательством РФ определен состав функций государственного регулирования электроэнергетики и их распределение между отдельными органами государственной власти.

Правительство Российской Федерации утверждает правила оптового и розничных рынков энергии и мощности и основные положения функционирования этих рынков, примерные договоры, регулирующие отношения между субъектами рынков, правила заключения и исполнения этих договоров, основы и правила государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике, определяет границы ценовых зон оптового рынка, устанавливает правила ведения обязательного раздельного учета по видам деятельности в электроэнергетике.

Министерство энергетики Российской Федерации осуществляет выработку государственной политики и нормативно-правового регулирования в отношении электроэнергетики, а также в области технического регулирования и стандартизации; осуществляет правоприменительные функции в области производства и использования топливно-энергетических ресурсов, координацию деятельности организаций по разработке прогнозов развития электро- и теплоэнергетики, энергетики, основанной на использовании возобновляемых источников энергии, подготовку предложений по разработке инвестиционных проектов в области электроэнергетики, текущих и перспективных балансов по отдельным видам энергоресурсов и топливно-энергетическим ресурсам в целом и мер по их реализации, разработку предложений по энергосбережению и обеспечению безопасности при функционировании и развитии топливно-энергетического комплекса.

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии организует экспертизы и подготовку заключений по проектам федеральных

целевых программ, а также межотраслевых и межгосударственных научно-технических и инновационных программ, проведение испытаний и поверки средств измерений, осуществляет доведение информации о ходе разработке и утверждении технических регламентов и стандартов, сбор и обработку информации о случаях причинения вреда вследствие нарушений требований технических регламентов, утверждение национальных стандартов, учет национальных стандартов, правил стандартизации, норм и рекомендаций в этой области и обеспечение их доступности.

Министерство экономического развития Российской Федерации осуществляет выработку государственной политики и нормативно-правовое регулирование в сфере тарифов субъектов естественных монополий в электроэнергетике, управления федеральным имуществом, несостоятельности (банкротства) акционерных обществ в электроэнергетике, управления государственным материальным резервом, кадастра объектов недвижимости.

Федеральное агентство по управлению государственным имуществом осуществляет полномочия собственника в пределах и в порядке, определенных федеральным законодательством, в отношении акций (долей) акционерных обществ и иного имущества, составляющего казну Российской Федерации, разграничение государственной собственности на собственность Российской Федерации, ее субъектов и муниципальную собственность, учет федерального имущества и защиту имущественных и иных прав и законных интересов Российской Федерации при управлении федеральным имуществом и его приватизации.

Федеральная служба по тарифам осуществляет правовое регулирование (установление и контроль применения) в сфере государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию и сопутствующие им услуги на оптовом и розничном рынке.

Федеральная антимонопольная служба осуществляет контроль и надзор за соблюдением законодательства о конкуренции на оптовом и розничных рынках электроэнергии и законодательства об естественных монополиях.

Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору осуществляет принятие нормативно-правовых актов по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды в части, касающейся ограничения негативного техногенного воздействия, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, гидротехнических сооружений на объектах энергетики, а также лицензирование по продаже электроэнергии гражданам и другие специальные функции в области государственной безопасности в указанной сфере.

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации осуществляют контроль за деятельности гарантирующих поставщиков, установление тарифов на услуги по передаче электрической энергии в рамках предельных уровней, заданных федеральным исполнительным органом, тарифов (цен) на теплоэнергию для котельных и, в рамках предельных уровней, заданных федеральным исполнительным органом при комбинированной выработки электро- и теплоэнергии, согласование использования водных ресурсов гидростанций, размещение объектов электроэнергетики на территории соответствующих субъектов РФ, контроль за применением регулируемых цен (тарифов) на электро- и теплоэнергию.

5.2. Сфера и методы тарифного регулирования в современной электроэнергетике

Основные функции регулирующих органов при конкурентной модели отрасли:

- стимулирование инвестиций, разработка и реализация регулятивной политики в области надежности электроэнергетики в текущий период и на перспективу;
- регулирование тарифов и цен (с изменениями, рассмотренными ниже);
- содействие развитию рынка электроэнергии и сопряженных рынков, мониторинг их функционирования;
- поддержка конкуренции, в том числе посредством антимонопольного регулирования;

- контроль за деятельностью естественных монополий, включая обеспечение недискриминационного доступа к их инфраструктуре и услугам, а также контроль за качеством этих услуг;
- лицензирование деятельности отдельных субъектов отрасли.

Сфера тарифного регулирования в электроэнергетике с конкурентными отношениями и рыночным ценообразованием значительно сокращается, так как в конкурентных секторах отрасли, основные из которых - производство и сбыт электроэнергии (мощности), тарифное регулирование замещается рыночным ценообразованием. Однако даже в конкурентной электроэнергетике сохраняются монопольные виды деятельности (большинство из которых носит естественно монопольный характер) и, соответственно, сохраняется их тарифное регулирование.

Объектами тарифного (ценового) регулирования в конкурентной электроэнергетике являются:

- услуги инфраструктурных организаций электроэнергетики, предоставляемые в условиях естественной монополии (сетевые компании всех уровней);
- услуги компаний, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление и администрирующих работу рынка электроэнергии;
- товары и услуги, производимые в условиях ограниченной или отсутствующей конкуренции, (например, дополнительные системные услуги, оказываемые генерирующими компаниями в неконкурентных условиях, поставки электроэнергии, осуществляемые в условиях ограниченной конкуренции системными генераторами; услуги гарантирующих поставщиков электроэнергии и др.).

Основными задачами тарифного (ценового) регулирования являются:

- обеспечение баланса экономических интересов потребителей и поставщиков;

- устранение препятствий для развития конкуренции на рынках электроэнергии (мощности);

- стимулирование экономической эффективности и энергосбережения;
- обеспечение финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности электроэнергетики.

Существующие методы тарифного регулирования можно отнести к двум укрупненным группам:

- методы регулирования на основе экономически обоснованных затрат регулируемой организации. Другие его названия: регулирование стоимости обслуживания (cost-of-service regulation — COSR), метод «затраты плюс» (cost-plus regulation); метод регулирования необходимой валовой выручки (revenue requirement method); метод регулирования нормы прибыли (rate-of-return regulation); метод регулирования возврата на капитал (revenue assets base – RAB);

- методы стимулирующего регулирования (incentive regulation).

В мировой практике также известны комбинированные методы регулирования, при использовании которых компания в целом регулируется с использованием метода экономически обоснованных затрат, а отдельные элементы ее затрат — с использованием методов стимулирующего регулирования (например, стимулирование эффективного использования топлива, стимулирование сокращения капитальных затрат, «развязывание» для целей регулирования объемов продаж и величины получаемой прибыли регулируемой организации с целью стимулирования реализации программ энергосбережения у потребителей и др.).

В разных странах существуют разнообразные варианты практического применения методов регулирования, относящиеся к этим группам. Ниже рассмотрены их принципиальные особенности.

5.2.1. Регулирование на основе экономически обоснованных затрат

При регулировании на основе экономически обоснованных затрат уполномоченный государственный орган определяет потребность регулируемой компании в получении необходимой валовой выручки, включая как

эксплуатационные затраты, так определенную величину прибыли. Утверждаемая после этого система тарифов определяет, каким образом регулируемая валовая выручка будет получена от отдельных категорий потребителей. При этом важно исключить ценовую дискриминацию отдельных потребителей и перекрестное тарифное субсидирование.

Принципиальная схема и составные элементы процесса регулирования тарифов на основе экономически обоснованных затрат представлены на рис. 5.2.1.

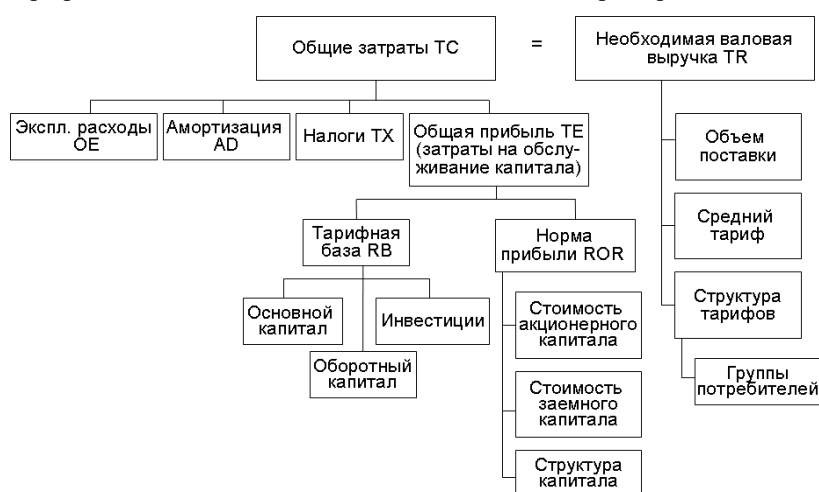


Рис. 5.2.1. Принципиальная схема регулирования тарифов на основе экономически обоснованных затрат

Утверждая тарифы, регулирующий орган устанавливает такую структуру тарифов, чтобы валовая выручка компании TR , получаемая от потребителей электроэнергии (или каких-либо регулируемых услуг), была равна сумме оцениваемой им величине общих разрешенных затрат и прибыли данной компании ($TR=TC+TE$).

Важнейшая задача регулирующего органа при определении величины разрешенных эксплуатационных затрат OE — не допустить включение в тарифы затрат, не связанных с обслуживанием потребителей, и, вместе с тем,

предусмотреть достаточный уровень расходов для обеспечения надежного функционирования компании.

Утверждаемая регулирующим органом величина общей разрешенной прибыли компании TE фактически отражает оценку стоимости обслуживания капитала, инвестированного в регулируемую компанию. В основу её расчета, как видно на схеме 5.2.1, берется оценка тарифной базы компании RB , которая умножается на «справедливую» норму прибыли ROR :

$$TE = RB \cdot ROR.$$

Тарифная база RB — это устанавливаемая регулирующим органом стоимость материальных и нематериальных активов компании (за вычетом накопленного износа), используемых для обслуживания потребителей. Оценка RB включает в себя следующие этапы:

- из стоимости имущества компании исключается невоспроизводимое (например, земля) имущество, а также имущество, которое не используется для обслуживания потребителей;
- определяется стоимость материального имущества (по элементам) и стоимость нематериального имущества (например, прав обладания франшизой, репутации, бренда и др.), используемых для обслуживания потребителей;
- полученная величина уменьшается на обоснованный размер накопленной амортизации.

Оценка тарифной базы RB — ключевой и наиболее конфликтный этап регулирования. Именно на этом этапе проявляется то, что метод экономически обоснованных затрат стимулирует регулируемые компании завышать оценку стоимости имущества.

Не менее важный этап — установление «справедливой» нормы прибыли ROR . Под ROR понимают отношение общей прибыли к оценке стоимости капитала компании, выраженной в процентах от этой стоимости. При определении ROR регулирующие органы часто используют подход, называемый «метод стоимости капитала», когда в качестве ROR берется фактически средневзвешенная (по источникам формирования капитала компании) стоимость обслуживания

отдельных частей этого капитала (процентов по облигациям, дивидендов по привилегированным и обыкновенным акциям).

В заключение рассчитывается величина необходимой валовой выручки регулируемой компании TR :

$$TR = TC = RB \cdot ROR + OE + AD + TX$$

и устанавливается средний тариф на услуги компании:

$$\text{Средний тариф} = TR / \text{Прогнозируемый объем поставки.}$$

Достоинства и недостатки данного метода регулирования можно сформулировать следующим образом.

Достоинства:

- снижение финансовых рисков регулируемых компаний;
- минимизация стоимости капитала для регулируемой компании;
- исключение ситуаций получения регулируемой компанией чрезмерной прибыли.

Недостатки:

- отсутствие стимулов у регулируемой компании к минимизации стоимости своих услуг и повышению эффективности деятельности;
- заинтересованность регулируемой компании в чрезмерном увеличении своей тарифной базы, т.е. в избыточных инвестициях в свои капитальные активы, поскольку норма прибыли часто превышает стоимость привлекаемого компанией капитала (эффект Аверха—Джонсона*);
- отсутствие у регулируемой компании стимулов к повышению качества своих услуг. Компания в большей мере ориентирована на требования регулирующего органа, а не потребителей;
- перекладывание значительной доли инвестиционных рисков с регулируемой компании на ее потребителей.

* Averch H., Johnson L. Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint. American Economic Review. 1962. № 5. — Vol. 52. P. 102—1069.

5.2.2. Стимулирующее регулирование

Альтернативным подходом к регулированию на основе экономически обоснованных затрат является использование методов регулирования со стимулами к достижению определенных качественных и количественных результатов деятельности соответствующей компании. При их использовании производится увязка определенных финансовых стимулов с целевыми показателями эффективности компании, связанными со снижением затрат (тарифов, цен) и повышением качества предоставляемых услуг.

К методам стимулирующего регулирования традиционно относят:

- методы регулирования по результатам (*performance based regulation* — *PBR*);
- метод регулирования по эталонным показателям (*yardstick regulation* — *YR*)
- методы регулирования пределов изменения цен или валовой выручки (*cap regulation* — *CR*).

Общими для методов стимулирующего регулирования являются следующие особенности:

- больший акцент делается на снижении тарифов (цен), меньший — на регламентировании отдельных статей затрат;
- используются механизмы разделения полученного экономического эффекта между регулируемой компанией и ее потребителями;
- дается возможность для акционеров регулируемой компании получать дополнительную прибыль на вложенный капитал сверх прибыли, нормируемой регулирующим органом.

Ключевое различие между этими методами регулирования состоит в различных подходах к установлению параметров регулятивных решений: при использовании *PBR* они устанавливаются относительно ранее достигнутых результатов самой регулируемой компании, а при использовании *YR* и *CR* —

определяются на основе внешних (по отношению к регулируемой компании) данных.

Достоинства этих методов регулирования:

- они стимулируют сокращение эксплуатационных расходов и затрат на ремонт;
- сокращают затраты на участие в процессе регулирования;
- позволяют смоделировать конкурентное «давление» на регулируемые компании, работающие в условиях монополии;
- позволяют обеспечить *большее* вознаграждение компании за более эффективную работу;
- сокращают риски по признанию части затрат (прибыли) регулируемой компании необоснованно понесенными (полученной) со стороны регулирующего органа.

Недостатки этих методов регулирования:

- максимизация прибыли за счет чрезмерного сокращения затрат может привести к ухудшению состояния производственного оборудования; необходим соответствующий контроль со стороны регулирующего органа;
- если целевые показатели эффективности были заданы неверно, экономические выгоды могут несправедливым образом разделяться между регулируемой компанией и потребителями — выигрыш одной стороны будет означать проигрыш другой стороны и наоборот;
- чем в большей мере целевые показатели эффективности определяются на основе внешних данных (данных других компаний), тем большему риску неполного возмещения затрат подвергается регулируемая компания;
- более высокие финансовые риски регулируемой компании ведут к большей стоимости привлекаемого капитала.

Кратко рассмотрим далее указанные методы регулирования цен.

Методы регулирования по результатам. При использовании этих методов вводится механизм поощрения (штрафов) регулируемой компании за

перевыполнение (невыполнение) целевых показателей эффективности, установленных регулирующим органом. Целевые показатели могут относиться к различным аспектам деятельности компании, но наиболее часто используются нефинансовые показатели — например, объем потерь электроэнергии в сетях при транспорте, показатели качества регулируемых услуг, показатели эксплуатационной готовности и др. В качестве недостатков данной группы методов регулирования часто отмечают сложности их административного сопровождения со стороны регулирующих органов и их неполное соответствие требованиям минимизации регулятивного вмешательства в деятельность регулируемой компании, предъявляемым к методам стимулирующего регулирования.

Метод регулирования по эталонным показателям. При использовании метода регулирования по эталонным показателям цены (тарифы) или валовая выручка регулируемой компании устанавливаются с привязкой к некоторым отраслевым «эталонным» показателям, например, к показателю среднеотраслевых долгосрочных приростных затрат, среднему уровню затрат по отрасли/группе компаний электроэнергетики или к средневзвешенным ценам, которые применяются группой сопоставимых отраслевых компаний, и др.

Недостатки этого метода регулирования:

- часто трудно (и вряд ли правомерно) сопоставлять показатели регулируемой компании с «эталоном» из-за существенных различий в условиях функционирования и стартовых условиях по эффективности сравниваемых компаний, а также сложно адекватным образом вносить поправки в данные для расчета, учитывающие эти различия;
- существует риск сговора между сравниваемыми компаниями, затрудняющего проведение регулирующим органом объективного сопоставительного анализа их эффективности.

Методы регулирования пределов изменения цен или валовой выручки — наиболее распространенные методы стимулирующего регулирования. К ним относятся:

А. Регулирование верхнего предела цен (*price-cap-regulation-PCR*).

Б. Регулирование максимальной разрешенной валовой выручки (*revenue-cap-regulation—RCR*).

В. Совместное (гибридное) регулирование верхнего предела цен и максимальной разрешенной валовой выручки (*hybrid use of revenue and price cap — HRPC*).

А. Регулирование верхнего предела цен. Метод PCR в основном используется, когда доля постоянных затрат на осуществление регулируемой деятельности относительно невелика. При этом верхний предел рассчитывается как результат деления необходимой валовой выручки регулируемой компании на прогнозируемые объемы продаж. При уменьшении или увеличении объемов продаж по сравнению с прогнозируемыми фактическая валовая выручка компании будет, соответственно, меньше или больше величины, определенной регулирующим органом. Поэтому, если бы доля постоянных затрат регулируемой компании, которые не зависят от объемов продаж, была бы высокой*, использование PCR создавало бы либо риск получения компанией значительной сверхприбыли, либо, наоборот, риск неполного покрытия ее фактических полных затрат.

В течение периода регулирования (обычно не менее 3—5 лет), когда действует установленный предел цен, цена (тариф) на услуги каждый год изменяется по заранее установленной формуле, включающей коэффициент индексации $RPI \cdot X$, где RPI — процентное изменение индекса различных цен, не связанное с изменениями затрат в самой регулируемой компании (индекс роста потребительских цен). Фактор эффективности X определяется как результирующая ожидаемых эффектов от роста производительности труда, роста спроса и других факторов. При этом компании разрешается увеличить свои тарифы по сравнению с базовым уровнем предыдущего года (P_{t-2}) в соответствии со следующей формулой:

* При увеличении доли постоянных затрат результирующее влияние фактических объемов продаж на фактическую валовую выручку компании снижается.

$$P_t = \left[1 + \frac{RPI_t - X}{100}\right] \cdot P_{t-1} - Z.$$

Верхний предел цен может быть также скорректирован с использованием фактора Z с тем, чтобы учесть влияние на затраты регулируемой компании внешних событий, находящихся вне сферы ее контроля.

Взаимосвязь между ценой и удельными затратами при использовании метода PCR представлена на рис. 5.2.1.

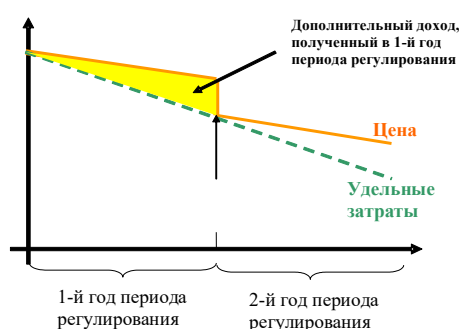


Рис. 5.2.1. Взаимосвязь между ценой и удельными затратами при использовании метода *PCR*

Периодически, но с интервалом большим, чем период регулирования в случае использования метода экономически обоснованных затрат, производится пересмотр базового уровня цен на основе детального анализа необходимой валовой выручки. Результатом этого анализа является определение нового уровня базовой цены, с которым впоследствии используется коэффициент индексации $RPI - X$.

Достоинства метода регулирования *PCR*:

- создает более сильные стимулы для регулируемой компании сокращать себестоимость своих услуг, получая в качестве вознаграждения всю величину дополнительной прибыли до конца периода регулирования;
- цена (тариф) на услуги устанавливается на 3 и более лет, что повышает предсказуемость финансовых результатов компании для инвесторов;
- снижение затрат (государства и регулируемой компании) на участие в процессе регулирования.

Недостатки метода регулирования *PCR*:

- цены и затраты могут сильно отклониться друг от друга в случае неточного прогноза условий регулируемой деятельности;
- компании могут иметь недостаточные стимулы для осуществления инвестиций;
- ценовой предел обладает «притягивающим» эффектом, что часто приводит к искусственному повышению цен (стремление цен к пределу);
- в практике, особенно российской, есть реальный риск полного выхолащивания сути этого метода и вырождение его де-факто в прямое тарифное регулирование «от затрат».

Два последних недостатка тесно связаны друг с другом – на старте срабатывает предыдущий, а затем, в качестве реакции на этот эффект, тарифный регулятор действует по сценарию, указанному в последнем недостатке.

Б. Регулирование максимальной разрешенной валовой выручки

Метод регулирования размера максимальной разрешенной валовой выручки предложен для компаний с большой долей постоянных затрат (таких как, например, электросетевые компании). При использовании метода *RCR* регулирующим органом устанавливается максимальная величина валовой выручки, которую регулируемой компании разрешено получить в соответствующем году, а не верхний предел цен, как в методе *PCR*.

При использовании метода *RCR* регулирующий орган (также как и в случае использования *PCR*) преследует цель создать стимулы регулируемой компании для максимизации своей прибыли за счет сокращения затрат и получения достигнутой экономии в течение всего периода регулирования.

Если фактическая валовая выручка за прошедший год ниже или выше ее прогнозной величины, полученное отклонение принимается во внимание при расчете разрешенной валовой выручки на последующие годы периода регулирования (рис. 5.2.2) с использованием следующей формулы:

$$R_t = (R_{t-1} + CGA \cdot N_{cust}) \cdot \left(1 + \frac{RPI_t - X}{100}\right) - Z,$$

где R_t — разрешенная валовая выручка; CGA — поправочный коэффициент на рост потребительской базы (долл./потребитель); N_{cust} — изменение числа потребителей; X — фактор эффективности; Z — поправка на корректировку затрат регулируемой компании в связи с внешними событиями, находящимися вне сферы ее контроля.

Отмеченные выше позитивные стороны метода PCR относятся и к данному методу регулирования. Кроме того, поскольку при использовании данного метода регулирования фиксируется не цена, а валовая выручка (цена $\times$ объем), стимулы манипулировать объемами продаж у регулируемых компаний исчезают. Однако возникает другая проблема — снижается заинтересованность регулируемой компании в развитии своих мощностей для обеспечения растущего будущего спроса и в росте объемов продаж своих услуг (что, например, может негативно повлиять на рост числа присоединений к сети новых потребителей в случае электросетевой компании).

Взаимосвязь между ценой и удельными затратами при использовании RCR представлена на рис. 5.2.2.

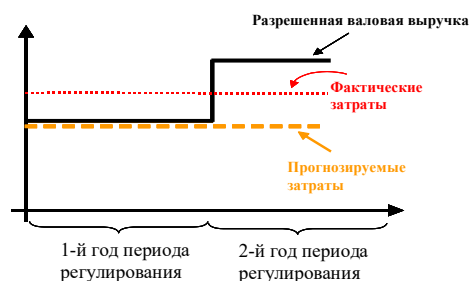


Рис. 5.2.2. Взаимосвязь между ценой и удельными затратами при использовании метода регулирования RCR

В. Совместное (гибридное) регулирование верхнего предела цен и максимальной разрешенной валовой выручки

Использование гибридного метода регулирования призвано минимизировать недостатки двух рассмотренных выше методов, применяемых соответственно для компаний с низкой и высокой долей постоянных затрат.

При применении гибридного метода в случае отклонения валовой выручки регулируемой компании из-за расхождения прогнозируемых и фактических объемов продаж дополнительная прибыль не оставляется полностью в распоряжении компании (что происходит при использовании метода *PCR*), а недополученная валовая выручка не подлежит полному возмещению в последующие периоды деятельности компании (что происходит при использовании *RCR*). Пример формулы для гибридного метода регулирования приведен ниже:

$$R_t = P_t \cdot Q_t = \left[\left(1 + \frac{RPI_t - X}{100} \right) \cdot P_{t-1} \right] \cdot Q_{t-1} \cdot \left[W_p \cdot \left[\frac{Q_t}{Q_{t-1}} \right] + W_r \right],$$

где P_t — цена поставки; Q_t — объем поставки; W_p — вес ценового фактора; W_r — вес фактора валовой выручки.

Подбирая различные значения W_p и W_r , можно получать различные стимулирующие эффекты и различным образом перераспределять риски, связанные с отклонением факта от прогноза, между регулируемой компанией и ее потребителями. При этом если принять $W_r = 0$, а $W_p = 1$, будет получена формула для метода регулирования *PCR*. В противном случае ($W_r = 1$, а $W_p = 0$) — формула регулирования для метода *RCR*.

Как показывает международный опыт, хорошо спроектированная система регулирования на базе совместного регулирования верхнего предела цен и максимальной разрешенной валовой выручки способствует снижению регулятивных рисков, стимулирует инвестиции и обеспечивает сокращение затрат. Она получила широкое распространение в различных странах мира, включая Западную и Центральную Европу, Южную Америку и Австралию.

Таким образом, не существует идеальных методов экономического регулирования — у каждого метода есть свои сильные и слабые стороны. Поэтому задачей регулирующего органа является правильный выбор метода регулирования с учетом стоящих целей регулирования и их приоритетности, а также

возможностей администрирования и информационного обеспечения выбранного метода регулирования.

5.2.3. Система регулируемых тарифов в российской электроэнергетике

Ниже приведен список регулируемых видов деятельности в российской электроэнергетике:

- 1) производство электрической энергии (мощности) - *частично*;
- 2) производство тепловой энергии - *частично*;
- 3) передача электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- 4) передача электрической энергии по распределительным сетям;
- 5) передача тепловой энергии;
- 6) оказание услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- 7) оказание услуг по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- 8) обеспечение системной надежности;
- 9) технологическое присоединение к электрическим сетям;
- 10) оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;
- 11) сбыт электрической энергии (мощности) - *частично*;
- 12) сбыт тепловой энергии.

Исходя из вышеперечисленных регулируемых видов деятельности в российской электроэнергетике сложилась следующая система тарифов в Российской Федерации:

1) *регулируемые тарифы на электрическую энергию (мощность)*, продаваемую на оптовом рынке в рамках предельных объемов продажи электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам) (подробнее см. Главу 6);

2) *регулируемые тарифы на электрическую энергию (мощность) и (или) их предельные уровни на розничных рынках:*

- на электроэнергию, поставляемую на розничных рынках населению;

- на часть электроэнергии, поставляемой иным категориям потребителей гарантирующими поставщиками;

3) *регулируемые тарифы на тепловую энергию (мощность) на розничном рынке;*

4) *тарифы (размер платы) и (или) их предельные — минимальные и (или) максимальные — уровни на услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности) и на розничном рынке тепловой энергии (мощности) организациями, осуществляющими регулируемую деятельность.*

Рассмотрим основные из вышеперечисленных видов тарифов.

Тарифы на электро- и теплоэнергию на розничном рынке

Исходя из совокупности цен (тарифов) на товары (услуги), приобретаемые энергосбытовыми компаниями (гарантирующими поставщиками) для того, чтобы поставить электро-, теплоэнергию конечным потребителям, формируются цены (тарифы) для конечных потребителей.

При этом для всех категорий потребителей, за исключением населения, часть электрической энергии поставляется по нерегулируемым ценам, определяемым в соответствии с правилами розничных рынков (подробнее см. Главу 6). Населению вся электроэнергия поставляется по регулируемым тарифам. При этом тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую потребителям, включают в себя:

1) *средневзвешенную стоимость электрической (тепловой) энергии (мощности);*

2) *стоимость услуг по передаче электрической (тепловой) энергии (мощности) энергоснабжающими организациями и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.*

Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в 3 вариантах:

1) *одноставочный тариф*, включающий в себя полную стоимость 1 кВт·ч поставляемой электрической энергии (дифференцируется в зависимости от плотности графика нагрузки потребителя);

2) *двухставочный тариф*, включающий в себя ставку за 1 кВт·ч электрической энергии и ставку за 1 кВт электрической мощности;

3) *одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток*.

Потребители имеют право самостоятельно выбрать для проведения расчетов за электрическую энергию один из перечисленных выше вариантов тарифа (при наличии соответствующих приборов учета).

Процедура расчета тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей предусматривает в качестве базы двухставочные тарифы на электроэнергию, сформированные по принципу раздельного учета затрат на электрическую энергию и мощность.

На первом этапе расчетов затраты и прибыль, образующие необходимую валовую выручку компании или нескольких компаний, осуществляющих одинаковые виды деятельности (производство электрической и тепловой энергии, передача, сбыт, другие услуги, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям), должны быть объединены по видам этой деятельности. Разнесение затрат на производство тепловой и электрической энергии на станциях с комбинированной выработкой энергии производится на основе оценки степени участия производственных цехов в производстве двух видов основной продукции.

На втором этапе расчетов затраты поставщика энергии (и/или услуг) делятся на переменные и условно-постоянные. Таким образом, в составе валовой выручки выделяются две составляющие, которые будут относиться на мощность и на энергию, соответственно. К переменным затратам относятся расходы на топливо (для тепловых электростанций), водный налог (для гидравлических электростанций) и покупную энергию для всех поставщиков энергии. При расчетах за покупную электрическую энергию по двухставочным тарифам в расчет условно-

постоянных расходов гарантирующих поставщиков, энергосбытовых, энергоснабжающих организаций включаются расходы на покупку мощности; в расчет переменных составляющих расходов включаются расходы на покупку энергии.

Чтобы стимулировать потребителя к более плотному заполнению графика нагрузки, одноставочный тариф (цена) покупки электрической энергии (мощности) для потребителей (покупателей) — субъектов розничного рынка (кроме населения), рассчитывается исходя из ставок за электрическую энергию и мощность и дифференцируется в зависимости от числа часов использования заявленной мощности.

Так, например на 2008 год дифференциация установлена для следующих диапазонов годового числа часов использования заявленной мощности: от 7000 и выше; от 6000 до 7000; от 5000 до 6000; от 4000 до 5000; от 3000 до 4000; от 2000 до 3000; менее 2000.

Без применения дифференциации потребители с более плотным графиком нагрузки (большим числом часов использования мощности) субсидировали бы покупателей с менее плотным графиком (малым числом часов использования мощности).

Что касается тарифа, дифференцированного по зонам суток (пиковой, полупиковой, ночной), то расчет тарифных ставок на электроэнергию производится в рублях на 1 тыс. кВт·ч на основе среднего одноставочного тарифа продажи электрической энергии.

Дифференцированный по зонам суток тариф на электрическую энергию для потребителей рассчитывается как сумма дифференцированного по зонам суток тарифа покупки у поставщика энергии и одинаковых по всем зонам суток тарифа на передачу электрической энергии и платы за прочие услуги.

Затраты на передачу в их утвержденной части напрямую переносятся на стоимость тепловой или электрической энергии. А вот отнесение общехозяйственных и общесетевых издержек на каждый из видов продукции может быть формализовано.

Тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, установленные регулирующим органом по группам потребителей, должны обеспечивать получение в расчетном периоде регулирования указанными организациями необходимой валовой выручки.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются для расчетов между сетевыми организациями и организациями, владеющими энергопринимающими устройствами и (или) объектами электроэнергетики, технологически присоединенными (в том числе опосредованно) к электрической сети, субъектами, осуществляющими экспорт (импорт) электрической энергии, а также энергосбытовыми организациями и гарантирующими поставщиками в интересах обслуживаемых ими потребителей электрической энергии.

Плата за услуги по передаче электрической энергии предусматривает определение двух тарифов (ставок):

- тарифа на содержание электрических сетей;
- тарифа на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу.

Тариф на содержание электрических сетей определяется путем деления суммарной необходимой валовой выручки (НВВ) организаций, оказывающих услуги по передаче (в том числе с привлечением других организаций), на заявленную (суммарную присоединенную) мощность потребителей услуг. Данная ставка измеряется в рублях на мегаватт в месяц.

Тариф на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по сетям соответствующего уровня напряжения определяется исходя из расходов на оплату нормативных технологических потерь. Данная ставка имеет размерность — рубли на мегаватт в час. Нормативы технологических потерь утверждаются Министерством энергетики Российской Федерации.

Экономический смысл отделения тарифа на оплату потерь от тарифа на содержание состоит в следующем:

- объем потерь напрямую зависит от объема электроэнергии, потребляемой присоединенными к электрическим сетям потребителями. Соответственно потери должны оплачиваться в зависимости от объема указанной электроэнергии. В то время как стоимость содержания электрических сетей гораздо менее зависима от объема потребляемой электроэнергии и в значительной степени зависит от величины потребляемой мощности;

- по тарифу на оплату потерь оплачивается технологический или нормативный расход электрической энергии. Соответственно превышение фактического расхода электроэнергии над нормативным, в том числе по причине так называемых коммерческих потерь (несанкционированное подключение к сетям, неверный коммерческий учет потребленной электроэнергии и пр.), оплачивается сетевыми организациями из собственной прибыли. Это стимулирует сетевые организации осуществлять контроль за потерями электрической энергии, обеспечивать их снижение, в первую очередь, за счет борьбы с коммерческими потерями.

Тарифы (ставки) за услуги по передаче дифференцируются по следующим уровням напряжения: высокое (110 кВ и выше); среднее первое (35 кВ); среднее второе (20—10 кВ); низкое (0,4 кВ и ниже).

Установление тарифов за оказание услуг по передаче имеет свои особенности для: территориальных сетевых организаций (включая распределительные сетевые компании (РСК, МРСК), муниципальные сетевые компании, сети потребителей, оказывающих услуги по передаче и пр.); организации по управлению национальной (общероссийской) электрической сетью (ОАО «ФСК ЕЭС»); некоторые особенности тарифообразования существуют также для собственников и иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, самостоятельно использующих объекты ЕНЭС.

Тарифы на услуги по передаче электроэнергии по территориальным распределительным сетям.

Федеральной службой по тарифам для каждого субъекта Российской Федерации устанавливаются предельные минимальные и (или) максимальные

уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям, дифференцированные по уровням напряжения в питающей сети. Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в рамках указанных предельных уровней устанавливают тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям для организаций, оказывающих данные услуги на территории соответствующего субъекта Российской Федерации.

При установлении указанных тарифов применяются следующие принципы:

- *каскадный принцип*: часть необходимой валовой выручки (НВВ) сетевых организаций на высоком уровне напряжения учитывается вместе с НВВ сетевых организаций на среднем напряжении при формировании тарифа на среднем уровне напряжения и так далее по цепочке до низкого уровня напряжения, то есть для потребителя услуг по передаче тариф включает расходы по оплате услуг по передаче всей «вышестоящей» сетевой инфраструктуры, с использованием которой осуществлялась (могла осуществляться) передача электроэнергии для этого потребителя.

- *принцип единых («котловых») тарифов*: тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются таким образом, чтобы обеспечить их (тарифов) равенство для всех потребителей услуг, расположенных на территории субъекта Российской Федерации и принадлежащих к одной группе (категории) из числа тех, по которым законодательством Российской Федерации предусмотрена дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность) (то есть фактически подразумевается равенство тарифов на передачу по уровням напряжения, отдельно выделяя население).

Для определения платы на содержание электрических сетей по уровням напряжения в расчете на 1 МВтч для потребителей, рассчитывающихся по одноставочному тарифу, необходимо разделить плату на содержание электрических сетей по уровням напряжения, руб/МВт в месяц, на среднегодовое число часов использования заявленной мощности по данной группе потребителей, получающих электроэнергию на соответствующем уровне напряжения.

В различных методах регулирования необходимая валовая выручка (НВВ) сетевых организаций для расчета тарифов на передачу определяется по-разному. В методе экономически обоснованных затрат органами исполнительной власти в области регулирования тарифов на каждый год устанавливается НВВ сетевой организации исходя из расходов, относимых на деятельность по передаче, и суммы прибыли отнесенной на передачу.

В методе доходности инвестированного капитала (*Regulatory asset base-RAB*): НВВ (необходимая валовая выручка) в ценах базового года рассчитывается как сумма: эксплуатационных затрат, определенных на основе сопоставления с эффективными компаниями в отрасли; прибыли, определенной исходя из нормы доходности на инвестированный капитал, установленный органами регулирования для данного вида деятельности; амортизации регулируемой базы капитала (*RAB*); и устанавливается на период тарифного регулирования сроком не менее 5 лет (на переходный период – не менее 3-х лет).

Ставка тарифа на оплату потерь (технологического расхода) электрической энергии на ее передачу по сетям (размерность руб/(МВтч)), определяется по аналогичным принципам расчета, как и ставка на содержание, только вместо НВВ сетевых организаций и объема мощности, отпускаемой с данного уровня напряжения, в расчет берутся затраты на оплату потерь в сетях соответствующего уровня напряжения и величина суммарного планового на предстоящий период регулирования отпуска электроэнергии из сетей этого уровня напряжения.

Расходы на оплату потерь учитываются по средневзвешенной стоимости покупки электроэнергии (мощности) на оптовом и розничном рынках по регулируемым ценам. Однако в настоящее время активно обсуждается вопрос об изменении законодательной базы в этой части с тем, чтобы учитывать расходы на покупку электроэнергии (мощности) по нерегулируемым ценам в плановом режиме, поскольку сетевые компании покупают электроэнергию (мощность) для компенсации потерь в сетях, в том числе и по нерегулируемым ценам.

С момента ввода правила (с 2008 г. стало обязательным для всех), что для всех потребителей услуг на одном уровне напряжения, независимо от того, к сетям

какой организации они присоединены, устанавливаются единые («котловые») тарифы на услуги по передаче электрической энергии, у одних сетевых организаций при расчетах с потребителями услуг по «котловым» тарифам образуется превышение выручки над НВВ, а у других оказывается недостаточно средств для покрытия своей НВВ (напомним, что НВВ сетевой организации утверждается органом исполнительной власти в области регулирования тарифов). Таким образом, избыток выручки над НВВ одних сетевых организаций должен быть перераспределен на погашение дефицита выручки других сетевых организаций, и с этой целью устанавливаются индивидуальные тарифы на передачу.

Индивидуальный тариф для расчета между двумя территориальными сетевыми организациями, одна из которых оказывает второй услугу по передаче, рассчитывается как разность между тарифной выручкой сетевой организации — получателя услуги по передаче на всех уровнях напряжения и необходимой валовой выручкой (с учетом расходов на оплату нормативных технологических потерь в сетях). Доходы от предоставления услуг сетевой организации должны суммарно обеспечивать необходимую валовую выручку данной организации.

Тариф на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее — ЕНЭС), оказываемые ОАО «ФСК ЕЭС» устанавливаются ФСТ России. Этот тариф устанавливается в виде единой для всех потребителей услуг ставки на содержание электрических сетей и ставки тарифа на оплату нормативных технологических потерь.

Ставка тарифа на оплату потребителями услуг по передаче электроэнергии по ЕНЭС нормативных технологических потерь электрической энергии (мощности) в ЕНЭС рассчитывается для потребителей субъекта РФ исходя из устанавливаемых регулируемых цен на покупку электрической энергии (мощности) с оптового рынка для этого субъекта РФ и объемов потерь электроэнергии (мощности) в ЕНЭС, определенных в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой

энергетической системы России, по формуле, приводящей двуставочный тариф к одноставочному (в расчете на МВтч).

Сбытовые надбавки гарантирующим поставщикам (ГП) устанавливаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. При расчете сбытовой надбавки учитываются экономически обоснованные расходы организации, связанные с обеспечением ее предпринимательской деятельности в качестве гарантирующего поставщика по соответствующим группам (категориям) потребителей, включая:

- расходы на создание и функционирование филиалов и представительств;
- расходы, связанные с организацией принятия на обслуживание покупателей электрической энергии с применением особого порядка;
- расходы на обслуживание кредитов, необходимых для поддержания достаточного размера оборотного капитала при просрочке платежей со стороны покупателей электрической энергии (мощности);
- иные экономически обоснованные расходы.

Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям

Плата за технологическое присоединение взимается с лиц, заинтересованных в технологическом присоединении и подавших заявку на выдачу технических условий на технологическое присоединение: потребителей электроэнергии, генерирующих компаний, сетевых организаций и иных владельцев электросетевых объектов.

В плату за технологическое присоединение допускается включать расходы на строительство и реконструкцию объектов электросетевого хозяйства в целях присоединения новых и (или) увеличения мощности энергопринимающих устройств, присоединенных ранее, а также для присоединения мощности строящихся (реконструируемых) электрических станций от границ их балансовой принадлежности до существующих объектов электросетевого хозяйства.

В совокупности расходы на проведение работ по технологическому присоединению к электрическим сетям должны компенсироваться за счет платы за технологическое присоединение, а также за счет платы за услуги по передаче электрической энергии. Не допускается двойной учет одних и тех же затрат.

В нормальных условиях функционирования сетевые организации должны развивать свои сети с опережением, исходя из прогнозируемых темпов развития на территории их деятельности и планов городского (регионального) строительства. Для этого инвестиционные расходы должны компенсироваться за счет текущих тарифов либо, при привлечении заемных средств, должна быть гарантия будущих доходов. В существующих условиях регулирования ни то ни другое не может быть реализовано:

- тарифы «зажаты» предельными уровнями;
- ежегодный пересмотр тарифов и единственный используемый до недавнего времени метод регулирования «затраты плюс» не дает никаких долгосрочных ориентиров и делает рисковым строительство сетей «в долг», либо путем привлечения нового акционерного капитала.

С учетом вышеизложенного, в 2006 году было разрешено включать инвестиционные расходы в плату за технологическое присоединение. По сути, это следствие дефицита средств сетевой инфраструктуры в последние годы: сформировавшиеся по причине экономического спада в конце 90-х годов XX века «излишки» исчерпали себя. Учитывая, что система регулирования тарифов на услуги по передаче стремится к переходу на долгосрочные параметры регулирования, такая мера является временной. Уже к 2011 году в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» в плату за технологическое присоединение будет разрешено включать только расходы на строительство новой инфраструктуры от существующих сетей до места расположения присоединяемого объекта. Все прочее развитие и реконструкция должны будут обеспечиваться за счет доходов от услуг по передаче электрической энергии.

Описанный выше подход к установлению платы за технологическое присоединение рождает дискуссию о том, кто должен быть собственником строящихся за счет такой платы объектов сетевой инфраструктуры. Есть претензии присоединяющихся субъектов на то, чтобы стать владельцем таких активов. В поиске ответа на данный вопрос следует исходить из правовой и экономической сути отношений по технологическому присоединению. Это не есть отношения подряда (заявитель нанимает сетевую организацию для строительства каких-либо объектов, а в последующем сам занимается их эксплуатацией). Это есть услуга, заключающаяся в обеспечении присоединения объектов заявителя на границе его земельного участка. Что происходит за это границей, что приходится делать сетевой организации для выполнения своих обязательств, не должно его волновать. Если заявитель желает получить создаваемые сетевые объекты в собственность, то ему необходимо иным образом определить желаемую точку присоединения – не на границе своего земельного участка, а на границе существующих сетей. Тогда он за свой счет осуществит строительство сетевых объектов, а расходы на их строительство попросту не должны учитываться при определении платы за технологическое присоединение.

Существуют особенности определения платы за присоединение для отдельных категорий потребителей и (или) производителей, связанные со специфическими задачами государства, например, в части социальной политики в отношении населения, развития малого и среднего и бизнеса, развития инвестиционного процесса в секторе производства электроэнергии.

Так, в России физические лица, подающие заявку на технологическое присоединение в целях потребления электрической энергии для коммунально-бытовых нужд, с присоединенной мощностью не выше 15 кВт включительно, оплачивают работу по осуществлению технологического присоединения в объеме, не превышающем в сумме 5,5 минимального размера оплаты труда. Существует стремление распространить этот принцип и на малый бизнес с аналогичной величиной присоединенной мощности.

Большинство заявителей на технологическое присоединение оплачивают эту услугу следующим образом:

- размер платы за технологическое присоединение мощности не менее 10 МВ·А или на напряжения не ниже 35 кВ устанавливается индивидуально исходя из расходов на осуществление технологического присоединения и коэффициента рентабельности;

- размер платы за технологическое присоединение мощности менее 10 МВ·А на напряжение ниже 35 кВ равен произведению установленной ставки платы за технологическое присоединение на соответствующем напряжении и в диапазоне присоединяемой мощности на объем присоединяемой мощности. Установление ставок платы (за 1 кВт мощности) (для каждой электросетевой организации устанавливается отдельно) производится на основе представленных в органы исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области регулирования тарифов электросетевой организацией прогнозных данных о планируемых расходах за технологическое присоединение на календарный год.

В настоящее время обсуждается возможность введения более простой и прозрачной процедуры установления платы, особенно для предприятий малого бизнеса и граждан.

Тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.

Услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике оказывают субъекты оперативно-диспетчерского управления, основным из которых является ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы».

Для установления тарифов на такие услуги используется метод регулирования на основе экономически обоснованных затрат. Уполномоченный государственный орган утверждает состав расходов, подлежащих включению в необходимую валовую выручку регулируемой организации, с учетом оценки их экономической обоснованности. Прогнозируемым объемом поставки для установления тарифа на услуги конкретного субъекта оперативно-диспетчерское

управления выступает суммарная установленная мощность электростанций юридических лиц, производящих электрическую энергию, при условии, что такие электростанции диспетчируются данным субъектом оперативно-диспетчерское управления.

Соответственно, юридические лица, владеющие электростанциями, оплачивают услуги того субъекта оперативно-диспетчерского управления, который диспетчирует их электростанции.

Тариф на услуги коммерческого оператора.

Коммерческий оператор является компанией, администрирующей работу оптового рынка. Тариф на его услуги регулируется также на основе экономически обоснованных затрат.

При этом состав расходов, подлежащих включению в необходимую валовую выручку коммерческого оператора, утвержден уполномоченным государственным органом. При определении состава таких расходов производится оценка их экономической обоснованности. В качестве прогнозируемого объема поставки применяются плановые объемы производства и потребления электрической энергии участниками оптового рынка. Для определения этих объемов используется сводный прогнозный баланс.

По установленному таким образом тарифу услуги коммерческого оператора оплачивают все участники оптового рынка – и продавцы и покупатели.

Цены (тарифы) на тепловую энергию.

Порядок формирования тарифа на тепловую энергию сходен с таковым на электроэнергию. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям, представляют собой сумму следующих слагаемых:

1) средневзвешенной стоимости производства единицы тепловой энергии (мощности), определяемой по тарифам на тепловую энергию для производителей тепловой энергии;

2) стоимости услуг по передаче единицы электрической (тепловой) энергии (мощности) и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

Тариф на тепловую энергию для производителей определяется по формуле, руб/Гкал:

$$T_{\text{тгк(ср)}} = \text{НВВ}_t / Q_{\text{отп}},$$

где НВВ_t — необходимая валовая выручка при производстве тепловой энергии;
 $Q_{\text{отп}}$ — количество тепловой энергии, отпущенной в сеть.

Тарифы на тепловую энергию для потребителей дифференцируются по следующим видам теплоносителей:

- горячая вода;
- отборный пар давлением:
 - от 1,2 до 2,5 кг/см²,
 - от 2,5 до 7,0 кг/см²,
 - от 7,0 до 13,0 кг/см²,
 - свыше 13,0 кг/см²;
- свежий и редуцированный пар.

Тарифы на тепловую энергию могут дифференцироваться по муниципальным образованиям.

Расчет тарифов продажи тепловой энергии предусматривает определение двухставочных тарифов и (или) одноставочных тарифов.

Расчет двухставочного тарифа продажи тепловой энергии производится разделением НВВ_t на производство тепловой энергии и на содержание мощности.

Расчет одноставочного тарифа производится делением суммарной НВВ на количество поставляемой тепловой энергии.

Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям определяется из следующих видов расходов:

- из расходов на эксплуатацию тепловых сетей;
- из расходов на оплату тепловой энергии, израсходованной на передачу тепловой энергии по тепловым сетям (технологический расход (потери) тепловой энергии в сетях).

Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии $T_{\text{перед}i}$ в виде тарифа на передачу по тепловым сетям единицы тепловой мощности руб/(Гкал/ч) в месяц, производится по формуле:

$$T_{\text{перед}i} = \frac{\text{НВВ}_{\text{сети}}^T}{P_i \cdot M},$$

$\text{НВВ}_{\text{сети}}^T$ — необходимая валовая выручка теплосетевой организации за регулируемый период по оказанию услуг по передаче и реализации тепловой энергии в паре или в горячей воде, тыс. руб.; P_i — суммарная расчетная (присоединенная) тепловая мощность (нагрузка) по совокупности потребителей тепловой энергии в паре или горячей воде по заключенным договорам теплоснабжения с энергоснабжающей организацией на регулируемый период, тыс. Гкал/ч; M — продолжительность периода регулирования, мес.

Регулируемые тарифы на электроэнергию, поставляемую в условиях ограничения или отсутствия конкуренции

В отношении отдельных сфер электроэнергетики, функционирование которых происходит в постоянных условиях отсутствия конкуренции в силу технологических причин (территориальной замкнутости, наличия одного или нескольких неконкурирующих источников энергии), применяется государственное регулирование тарифов.

К таким сферам относятся неценовые зоны оптового рынка (территория Дальнего Востока, Калининград, Архангельская область, республика Коми) и технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы. В изолированных территориальных электроэнергетических системах допускается осуществление одним юридическим лицом всех видов деятельности в электроэнергетике — производство, передача, распределение и сбыт.

Регулирующие органы устанавливают регулируемые тарифы на все виды деятельности в электроэнергетике на указанных территориях.

Основными функциями такого регулирования являются создание условий и контроль по их исполнению в части недискриминационного доступа к услугам

организаций – естественных монополий в отрасли и антимонопольное регулирование в конкурентных секторах отрасли.

Кроме того, согласно закону «Об электроэнергетике», к сферам, в которых ограничена конкуренция, относятся регионы с временным совокупным дефицитом мощности. Наличие временного совокупного дефицита электрической энергии в отдельных ценовых зонах оптового рынка и (или) на оптовом рынке в целом характеризуется превышением в течение определенного периода или в отдельные часы уровня потребления электрической энергии (с учетом резерва) над уровнем максимально доступной для производства электроэнергии генерирующей мощности. Регулирование в таких регионах, согласно закону, производится в соответствии с законодательством об естественных монополиях.

Главный принцип, которым должно руководствоваться государство при регулировании в таких регионах: сохранение имеющихся и создание новых стимулов для возникновения конкуренции там, где она теоретически оправдана, и повышение эффективности там, где внедрение конкуренции в настоящий момент невозможно.

5.3. Недискриминационный доступ к услугам естественных монополий

Помимо тарифного регулирования существенную роль в регулировании монопольных видов деятельности играют механизмы создания и контроля государством недискриминационного доступа субъектов отрасли, потребителей электрической энергии к услугам естественных монополий.

В естественно-монопольных видах деятельности, к которым относятся оказание услуг по передаче электрической энергии, оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, а также причисляется оказание услуг коммерческой инфраструктурой оптового рынка, основными видами нарушений могут быть: злоупотребление доминирующим положением, необоснованный отказ от заключения договора оказания услуг при наличии технической возможности, создание препятствий доступу к услугам, создание дискриминационных или благоприятных условий для деятельности отдельных субъектов оптового и розничных рынков.

В России контроль за соблюдением требований недискриминационного доступа к указанным услугам осуществляется ФАС РФ.

Основными способами государственного регулирования в части недискриминационного доступа к услугам естественных монополий являются:

Стандартизация, упрощение и публичность процедуры присоединения к электрическим сетям потребителей и производителей электроэнергии, а также определения платы за такое присоединение;

Придание услугам, оказываемым естественными монополиями, статуса публичных услуг. Соответственно, существенные условия, основные обязательства сетевой организации и потребителя услуг договора на оказание таких услуг определяются государством. Публичные договоры являются обязательным для заключения со стороны сетевой организации по обращению потребителя услуг;

Законодательное закрепление запрета на отказ сетевых организаций в присоединении к электрическим сетям потребителей и производителей электроэнергии;

Типологизация, стандартизация договоров на оказание услуг естественных монополий;

Создание прозрачной и понятной системы досудебного урегулирования споров между организациями естественных монополий и их потребителями;

Определение государством стандартов раскрытия информации естественными монополиями об условиях оказания ими услуг и результатах работы.

В российской электроэнергетике действует целый ряд нормативных документов, закрепляющих указанные выше нормы, основной из которых – утвержденные Правительством РФ правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг, правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к

электрическим сетям. При этом реализация содержащихся в нормативных документах требований находится в начальном состоянии. Многие ещё предстоит сделать, в том числе внедрение стандартных, публичных договоров, расширение и улучшение перечня раскрываемой организациями – естественными монополиями информации, и пр.

5.4. Регулирование конкурентных видов деятельности в электроэнергетике.

В условиях функционирования конкурентной электроэнергетики сокращается сфера тарифного регулирования — из нее исключаются конкурентные виды деятельности. Акцент в работе регулирующих органов смещается с контроля издержек и прибыли производителей электроэнергии в сторону контроля за эффективным функционированием оптового и розничного рынков электроэнергии и сопряженных рынков, установления таких правил их работы, которые обеспечивают формирование адекватных ценовых сигналов всем участникам рынка – производителям и потребителям.

Основные задачи рыночного регулирования:

- установление правил работы и анализ результатов функционирования конкурентного рынка электроэнергии и сопряженных рынков (включая рынок мощности, рынок дополнительных системных услуг), выявление факторов, препятствующих нормальному функционированию рынка на основе регулярного мониторинга и анализа его работы;
- выявление «узких мест» в технологической инфраструктуре конкурентных рынков, препятствующих их эффективному функционированию, принятие необходимых регулятивных решений по их устранению;
- текущее и перспективное прогнозирование условий функционирования рынка;
- осуществление антимонопольного регулирования, разработка необходимых регулятивных мер по ограничению рыночной силы участников рынка.

Основными методами экономического государственного регулирования конкурентных видов деятельности является создание нормативно-правовой базы рыночных отношений в соответствующих секторах и антимонопольное регулирование участников соответствующего рынка.

В странах с либерализованной моделью функционирования электроэнергетики существуют различные системы принятия и изменения правил конкурентных рынков. В некоторых странах энергорынки функционируют по правилам, принятым регулирующим органом на основании законодательного акта. В других юрисдикциях эти правила, или регламенты, представляют собой соглашение между участниками рынка. Однако в большинстве стран, в том числе и в России, есть и то и другое – законодательное закрепление основ, принципов функционирования конкурентных рынков и более детальные положения, регламенты их функционирования, принимаемые сообществом самих участников (саморегулируемыми организациями).

По российскому законодательству основные принципы функционирования рынка утверждаются Правительством РФ. При этом детальные правила, регламенты функционирования оптового рынка принимаются саморегулируемой организацией Совет рынка, членами которой должны быть все участники рынка. При этом уполномоченный Правительством федеральный орган исполнительной власти обладает правом вето на принятые Советом рынка регламенты, а также обязан осуществлять контроль за исполнением правил оптового рынка всеми участниками и инфраструктурными организациями.

5.5. Антимонопольное регулирование рынка электроэнергии.

В электроэнергетике, основанной на конкурентных отношениях, кроме нормативного регулирования, по мере расширения сферы применения конкурентного ценообразования и увеличения числа участников рынка возрастает важность организации эффективной системы антимонопольного регулирования и контроля. Это обусловлено тем, что выгоды от внедрения рынка могут быть потеряны из-за возможных проявлений неконкурентного поведения участников. Но следует учитывать, что в период становления конкурентного рынка

антимонопольное регулирование должно быть, с одной стороны, достаточно эффективным, с другой стороны – осмысленным и осторожным.

Антимонопольное регулирование и контроль в электроэнергетике осуществляются антимонопольным органом в соответствии с общим антимонопольным законодательством Российской Федерации, Федеральным законом №35-ФЗ «Об электроэнергетике», нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации, а также актами федерального антимонопольного органа. Органами антимонопольного регулирования являются федеральный антимонопольный орган (Федеральная антимонопольная служба — уполномоченный федеральный орган исполнительной власти) и его территориальные органы.

Целью антимонопольного регулирования и контроля на рынке электрической энергии является своевременное предупреждение, выявление, ограничение и (или) пресечение действий (бездействия), которые имеют или могут иметь своим результатом недопущение, ограничение, устранение конкуренции и (или) ущемление интересов субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, в том числе:

- соглашений (согласованных действий), имеющих целью изменение или поддержание цен на электрическую энергию (мощность);
- возможности манипулировать ценами на оптовом и розничных рынках;
- манипулирования ценами на оптовом и розничных рынках, в том числе с использованием своего доминирующего и (или) исключительного положения;
- злоупотребления доминирующим и (или) исключительным положением на оптовом и розничных рынках.

Границы рынка

Для целей мониторинга функционирования рынка и анализа монопольной силы участника рынка необходимо определить, на какую часть рынка участник может повлиять. Очевидно, что производитель электроэнергии, расположенный во Владивостоке, любыми своими действиями не затронет потребителей в

Петербурге, и надзор за деятельностью производителей электроэнергии Дальнего Востока в целях антимонопольного регулирования на Северо-Западе страны не даст никаких результатов, а приведет только к распылению ресурсов.

Для достижения эффективности антимонопольного контроля разумно деление рынка на «зоны свободного перетока электрической энергии (мощности)» — территории, внутри которых большую часть времени нет существенных ограничений по передаче электрической энергии (мощности) и можно говорить о взаимозаменяемости поставщиков. В перспективе количество зон может меняться: может изменяться конфигурация и сами зоны должны укрупняться за счет сетевого строительства. Выделение зон свободного перетока в целях антимонопольного контроля позволяет объективно отделить влияние неконкурентного поведения участников на рыночные цены от влияния системных условий. Анализ положения участников на рынке осуществляется в границах указанных зон.

Участник рынка имеет возможность управлять ценами на рынке, если он обладает определенным уровнем так называемой рыночной силой. Под рыночной силой генерирующей компании понимается способность поднять цены выше конкурентного уровня на продолжительный период без сопутствующей потери прибыли. Ключевым в этом определении является требование прибыльности в результате изменения цены для лица, по вине которого оно происходит (иначе, например, любая станция, работающая в базовом режиме, обладала бы рыночной силой: как только такая станция сокращает или полностью прекращает производство — цены меняются).

Злоупотребления рыночной силой приводят к неэффективному распределению ресурсов и наносят ущерб рыночному сообществу. Причинами возникновения потенциала для злоупотреблений являются: нерациональная композиция новых участников рынка, возникающих в результате реструктуризации; непродуманная конструкция самого рынка; недостаточный антимонопольный контроль над слияниями и поглощениями. Например, слияние генерирующих компаний может дать возможность поднять цены за счет «увода» мощностей и создания искусственного дефицита.

Еще один тип слияния, которое необходимо рассматривать с точки зрения антимонопольного законодательства, – это слияние генерирующей компании и поставщика топлива. Такое слияние может привести к росту цен на топливо для конкурирующих генерирующих компаний или к злоупотреблениям в результате доступа одной генерирующей компании к конфиденциальной информации о ее конкурентах.

Многие из слияний и поглощений совершаются с целью приобрести рыночную силу на рынке. В связи с этим, антимонопольный орган уделяет большое внимание контролю экономической концентрации на оптовом рынке электроэнергии и мощности. По сути это является превентивной мерой антимонопольного регулирования. В качестве меры постфактум может быть применено принудительное разделение хозяйствующего субъекта, осуществляющего монополистическую деятельность в сфере электроэнергетики. Правительство РФ в настоящее время рассматривает соответствующий проект Постановления.

Пример анализа рыночной силы. Создание ОГК/ТГК

Состав оптовых генерирующих компаний (ОГК) на этапе их создания определялся на основе ряда соображений, среди которых одним из ключевых был вопрос недопущения создания компании с существенной рыночной силой или монопольным положением в определенном регионе.

При распределении станций по генерирующим компаниям в качестве одного из ограничений было задано следующее условие: *суммарная мощность электростанций, включаемых в состав генерирующих компаний, должна определяться исходя из требований ограничения рыночной концентрации производства электроэнергии у отдельных компаний.*

Одним из наиболее известных и распространенных индексов, отражающих меру концентрации на рынке, является индекс Херфиндаля-Хиршмана.

$$HHI = \sum s_i^2, \text{ где } s_i - \text{рыночная доля участника в процентах}$$

Достоинством индекса Херфиндаля-Хиршмана является простота его расчета и минимальное количество необходимых начальных данных. Недостатки – индекс является статическим, не отражающим динамики рынка (особенно это касается рынка электроэнергии).

Общепринятые критерии, основанные на ННИ:

$\text{ННИ} < 1000$ – рынок не является концентрированным

ННИ от 1000 до 1800 – средне концентрированный рынок

$\text{ННИ} > 1800$ – сильно концентрированный рынок

Для определения рыночной концентрации на оптовом рынке электроэнергии и мощности использовался модифицированный индекс Херфиндаля-Хиршмана, подсчитываемый на основе часовых выработок компаний. Проводились имитационные расчеты рынка «на сутки вперед», при которых использовалась следующая методология. Проводился расчет рынка с конкурентными заявками; далее для электростанций, входящих в генерирующую компанию, рыночная сила которой проверяется, менялись уровни цен в заявках до заведомо большого значения. Вывод о наличии существенной рыночной силы мог быть сделан, если результаты расчета показывали наличие узловых цен, близких к высокой ценовой заявке, подаваемой станциями исследуемой генерирующей компании. Это свидетельствовало о возможности дефицита в регионе из-за смоделированного «увода» мощностей генерирующей компании (система не может обойтись без ее электроэнергии, раз принимает даже по таким ценам).

Применительно к российской практике высокая рыночная сила участников рынка определяется доминирующим и(или) исключительным положением на рынке.

Доминирующим признается положение участника на оптовом рынке, если доля установленной мощности генерирующего оборудования или доля выработки электроэнергии с его использованием более 20% в границах зоны свободного перетока электрической энергии (мощности).

Исключительным признается положение участника в случае наличия способности оказывать определяющее влияние на формирование цены в

определенный период состояния рынка (например, при выводе в ремонт сетевого или генерирующего оборудования), когда отсутствует возможность замены объема электрической энергии, поставляемой данным участником, объемом поставок электрической энергии другого участника.

Кроме того, определяется примерный перечень условий, при наличии которых положение участника может быть признано доминирующим в том случае, если доля установленной мощности его генерирующего оборудования и доля выработки электрической энергии с использованием указанного оборудования в границах зоны свободного перетока не превышает 20 процентов. К таким условиям относится возможность оказывать одностороннее влияние на общие условия обращения товара, в том числе ввиду: частоты возникновения исключительного положения, устойчивости и продолжительности исключительного положения, наличия доминирующего положения на рынках топлива, доли выработки электрической энергии генерирующим оборудованием данного участника в объеме электрической энергии генерирующего оборудования, влияющем на формирование цены на оптовом рынке, вырабатываемом всеми субъектами оптового рынка в данной зоне свободного перетока.

Возможность манипулирования ценами на рынке можно достичь также путем совершения экономически и (или) технологически необоснованных действий, которые приводят к значительному изменению цен (цены) на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке, в том числе путем: подачи необоснованно завышенных (заниженных) цен в заявках на продажу (покупку) электрической энергии (мощности) и увода мощности с рынка (создания искусственного дефицита).

Выявление злоупотреблений на рынке осуществляется в процессе мониторинга государственным органом функционирования рынка. Рассмотрение случаев и установление фактов злоупотреблений производится по результатам анализа ситуации и в т.ч. рассмотрения заявок участников и их анализа на предмет обоснованности. К участникам, в отношении которых устанавливается факт злоупотребления, могут быть применены меры, указанные ниже.

Методы антимонопольного регулирования

Методы антимонопольного регулирования могут быть превентивными или осуществляться постфактум.

Цель превентивного регулирования энергорынка — недопущение самого факта злоупотребления. Основные инструменты превентивного регулирования — определение соответствующих правил рынка; надзор за композицией возникающих в результате реструктуризации отрасли субъектов рынка; жесткий контроль за слияниями и поглощениями, возможность для модификации заявок участников, не удовлетворяющих критериям, установленным правилами рынка. Здесь очень важна способность быстро реагировать на возникающие злоупотребления с помощью соответствующих изменений правил рынка.

Цель регулирования постфактум — выявление фактов злоупотреблений и наказание виновных. Этой сфере регулирования зачастую уделяется больше внимания, так как ее реализация проще, чем в случае с превентивным регулированием. Результаты злоупотреблений, в первую очередь ценовые всплески, видимы. Однако регулирование постфактум сопряжено с рядом сложностей.

Энергорынки, основанные на маргинальном ценообразовании, такие как рынок «на сутки вперед» и балансирующий рынок в Российской Федерации (см. главу 6), отличаются от обычных товарных рынков, где взаимодействие конкретной пары покупатель-продавец практически не влияет на остальных участников. В рынке, основанном на маргинальном ценообразовании, злоупотребление рыночной силой влияет на всех участников. Завышение рыночной цены вследствие злоупотребления рыночной силой хотя бы в одном узле, хотя бы на один час приносит дополнительный доход всем продавцам электроэнергии, прошедшим конкурентный отбор. Соответственно, применение штрафных санкций к поставщику, признанному злоупотребившим, не может компенсировать убытки всех потребителей, понесенные ими из-за завышения цены, а штрафные санкции не могут лишить остальных поставщиков полученного ими дополнительного дохода. Это создает стимулы для возникновения сговора

между поставщиками (они по очереди будут «злоупотреблять» и нести наказание, тогда как остальные будут иметь необоснованные доходы). В силу этого, на энергорынке целесообразно уделять внимание и превентивному контролю.

Превентивный контроль

Одним из методов превентивного контроля рынков может быть ограничение заявок поставщиков или наложение условий о подаче только ценопринимających заявок. Ограничение цен в заявках может производиться с использованием максимальных ценовых уровней, соответствующих экономически обоснованным расходам на производство электрической энергии (мощности). В правилах антимонопольного регулирования или в правилах оптового рынка должны быть указаны способы определения указанных уровней. Введение указанной меры может осуществляться, например, по результатам рассмотрения дела о злоупотреблении таким участником своим положением на рынке (доминирующим или исключительным), либо применяться к участникам, занимающим исключительное положение на оптовом рынке или являющимся системными генераторами. В течение периода, на который введена данная мера, заявки участника подлежат проверке коммерческой инфраструктурой на предмет превышения определенного ограничивающего уровня и, при необходимости, корректировке.

Антимонопольное регулирование постфактум

Указанный метод построен на анализе сложившейся на рынке ситуации, и заключается в выявлении злоупотреблений и вынесении соответствующих мер пресечения к «виновному» участнику. В результате такого анализа может быть доказано: злоупотребление участником доминирующим и/или исключительным положением, манипулирование ценами, выявления возможного сговора между участниками.

В результате рассмотрения таких случаев антимонопольный орган принимает решения и выдает обязательные для исполнения предписания. Во-первых, к «виновному» участнику могут быть применены меры с целью пресечения возможностей для дальнейших злоупотреблений в виде условий об ограничении

заявок и т.д., во-вторых, в порядке и случаях, установленных законодательством Российской Федерации об административных правонарушениях, возможно привлечение участника к административной ответственности. В-третьих, уже правилами рынка могут быть заданы условия, определяющие особенности расчетов за электроэнергию и мощность для таких участников. На оптовом рынке электроэнергии и мощности России действует правило, о том, что плата за мощность для участника, в отношении которого установлен факт манипулирования ценами, будет снижена (возможно, за несколько периодов) на величину возмещения убытков другим участникам рынка, связанных с «всплеском» цены на электрическую энергию на оптовом рынке.

5.6. Регулирование рынков топлива

Особенность модели рынка электрической энергии в России — формирование ценовых заявок поставщиков исходя из их предельных переменных издержек на производство электрической энергии. Основная составляющая предельных переменных издержек — топливная. Этот фактор важен и является точкой особого внимания для регулирующих органов, так как сформированная не на конкурентных принципах цена на топливо может привести к формированию завышенных цен на рынке электрической энергии на значительные ее объемы для многих потребителей.

Для электроэнергетики можно выделить несколько рынков первичных энергоресурсов с принципиально различной ситуацией:

Рынок газа. Газовая отрасль России исторически являлась высокомонополизированной, что обусловлено сложившимися «ограничениями на вход» — на доступ к газотранспортной инфраструктуре и распределение концессий на месторождения газа. Газотранспортная инфраструктура не находится в частной собственности и остается под контролем государства. Несмотря на эти факты с конца девяностых годов начался процесс появления независимых поставщиков газа и уже явно прослеживается тенденция увеличения ими объемов поставки газа. К 2007 г. он достиг примерно 14 % общего объема добычи газа в

России, причем достигнутый объем поставок позволил начать эксперимент с альтернативным регулированию принципом ценообразования на газ.

В ноябре 2006 г. на базе ООО «Межрегионгаз» создана электронная торговая площадка для проведения сделок купли-продажи газа по свободным ценам, в отношении которых гарантировано обеспечение транспортировки по газотранспортной системе ОАО «Газпром». Эта площадка работает по принципу двойного встречного аукциона. Торги проводятся 4 раза в месяц с обязательствами по поставке газа на 10 дней и один раз в месяц с обязательствами на месяц.

С 2007 года изменился и принцип установления регулируемых тарифов на газ. Правительством принято решение о необходимости постепенно привести внутренние цены на газ в России к экспортным, рыночным. Постановлением Правительства № 333 от 28 мая 2007 г. установлены темпы повышения для внутренних потребителей цен на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами.

Несмотря на названные меры по отходу от тарифного регулирования, в газовой отрасли России пока не созданы системные предпосылки для её либерализации и переходу к рыночным принципам ценообразования. Остается актуальным и вопрос о создании недискриминационного доступа к газотранспортной инфраструктуре, что также должно стать объектом внимания государственного регулирующего органа.

Рынок энергетических углей. Использование угля в качестве топлива на электростанциях в отличие от других видов топлива — газа и мазута — связано со следующими особенностями: состав энергетических углей различных месторождений сильно отличается, и для достижения высокой эффективности и даже самой возможности их сжигания необходимо оборудование различной конструкции; нередко электростанция может сжигать только определенный вид энергетических углей с определенного месторождения. В этой связи для многих электрических станций рынок энергетических углей является монопольным: у каждой станции есть только один поставщик. При этом в секторе производства и продажи энергетических углей функционирует рынок со свободным,

нерегулируемым ценообразованием. Соответственно основная функция регулирующих органов в этом секторе – антимонопольное регулирование, недопущение использования, злоупотребления монопольным положением поставщиков угля.

Рынок мазута. Этот рынок для электростанций наиболее близок к классическому конкурентному. На станциях в основном сжигается мазут марки М-100, удовлетворяющий условиям ГОСТ 10585—99 «Топливо нефтяное. Мазут». Основная инфраструктура для производства мазута М-100 создана в советское время и в настоящее время принадлежит различным независимым компаниям, конкурирующим между собой. На этом рынке в большинстве случаев отсутствует необходимость жесткого антимонопольного контроля.

5.7. Прогнозирование и проектирование развития электроэнергетики

5.7.1. Разработка перспектив развития электроэнергетики

Как показано в главе 1, электроэнергетика ещё в XX веке стала важнейшей инфраструктурной отраслью, абсолютно необходимой для обеспечения различных сфер жизнедеятельности общества и населения. По сути, современный образ жизни людей (особенно в городах) создан успехами электрификации и потому стал заложником надежности и устойчивости электроснабжения. Недостаточное развитие отрасли в отдельных регионах и в стране в целом немедленно становится тормозом экономического роста. Именно поэтому так важен перспективный взгляд на развитие электроэнергетики, а к методологии и организации разработки перспектив развития электроэнергетики предъявляются особые требования.

Для отрасли характерны высокая концентрация генерирующих мощностей и уникальная централизация энергоснабжения целых зон страны с энергетическими потоками разной мощности (от единиц до миллионов киловатт) по электрическим сетям нескольких уровней напряжения. Это обеспечивает эффективность электроснабжения, но и порождает большую инерционность развития отрасли. В результате очень дорогостоящие решения о строительстве крупных

электростанций и линий электропередачи приходится принимать за многие годы* до того, как на рынке появится реальный спрос на них, а опоздание грозит большими социально-экономическими издержками. Это фундаментальное противоречие не может быть устранено за счет использования одних только рыночных механизмов, поскольку в условиях современных рынков электроэнергии одних рыночных сигналов недостаточно для стимулирования оптимальных инвестиционных решений. Выход из положения состоит в организации **специальных работ по перспективам развития электроэнергетики.**

Поскольку заблаговременность начала работ по крупным энергетическим объектам составляет 10-15 лет и ещё необходимо оценить возможность коммерческой окупаемости намечаемых инвестиций, то для обоснования решений необходимо рассматривать **перспективу не менее 20-25 лет.** После сооружения эти объекты вынуждены будут конкурировать с технологиями следующих поколений. Поэтому отдельной задачей является прогнозирование научно-технического прогресса в электроэнергетике, решение которой требует ещё больших временных горизонтов. Важнейшей исходной предпосылкой при долгосрочном прогнозировании в электроэнергетике также является оценка ресурсов органического топлива.

Понятно, что невозможно однозначно задать на 2 - 3 десятилетия вперед значения всего множества показателей, необходимых для расчета эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике. Полностью преодолеть «проклятие неопределенности» невозможно, но значительно уменьшить обусловленные им риски неправильных решений позволяют два фундаментальных приема системного анализа.

* По нормативам от начала строительства до пуска в эксплуатацию первого энергоблока угольной ГРЭС с агрегатами 300-800 МВт отводится 48 месяцев, 10-12 месяцев уходит на проектирование, 6-9 месяцев на заказ оборудования и заключение контрактов со строительными-монтажными организациями и 9-12 месяцев – на согласование площадки размещения, поставщика топлива, условий кредитования проекта и прочих его аспектов. В итоге решение о строительстве такой ГРЭС должно приниматься за 6-7 лет до ввода объекта в эксплуатацию, а последний (например, шестой) агрегат станции войдет в строй в лучшем случае на десятый год. Для газовых электростанций соответствующие сроки на 2-3 года меньше, а для атомных – настолько же больше. Проектирование и строительство крупных ГЭС с подготовкой ложа и заполнением водохранилища занимает 12-15 лет.

Первый состоит в регулярном обновлении прогнозов и принимаемых на их основе решений с использованием самой свежей информации. Это достигается *скользящим прогнозированием* развития электроэнергетики с периодическим переходом к новому временному горизонту (от 2020 к 2025 году и т.д.) и уточнением всей информации по предшествующим периодам. Ради экономии усилий более отдаленные периоды времени пересматриваются реже (один – два раза в пять лет), а ближайший отрезок (первые 5 – 7 лет) приходится уточнять ежегодно.

Второй прием состоит в использовании *принципа отложенного решения*. Это превращает принятие решения из одноразового акта в многоэтапный процесс, организованный по возможности в порядке возрастания стоимости (ответственности) каждого частного решения. Число и содержание этапов зависят от существа принимаемого решения.

Для новых энергетических объектов такие частные решения: финансирование разработки обоснования инвестиций и технико-экономического обоснования (проекта); заключение контрактов с подрядчиками на строительство и поставки оборудования; финансирование сначала первой и затем последующих очередей строительства. Здесь подготовительные (проектные) решения кратно дешевле основных (инвестиционных), но требуют значительного времени. Их целесообразно готовить заблаговременно и в несколько избыточном составе, до последней возможности откладывая более дорогие инвестиционные решения, чтобы использовать как можно более свежую информацию. Такая технология принятия решений позволяет достаточно гибко адаптироваться к меняющимся внешним условиям и снижать риски от неопределенности будущего.

Прогнозируя перспективы развития электроэнергетики, все ее объекты следует рассматривать во всем многообразии производственных, технологических (включая электрические), финансово-экономических и управленческих связей между ними, а также с потребителями электроэнергии и тепла. Это порождает колоссальную сложность проблемы разработки перспектив развития отрасли. Теория системных исследований энергетики преодолевает ее созданием *иерархии*

задач прогнозирования и проектирования развития электроэнергетики, т. е. разделением общей проблемы на посильные задачи разных классов с последующим итеративным согласованием получаемых решений.

Задачи перспективного развития электроэнергетики классифицируются по нескольким признакам:

- по *заблаговременности* выделяются задачи долгосрочного прогнозирования (от 15 до 30 лет), программирования (от 5 до 15 лет) и индикативного планирования (на период до 5 лет);
- по *территории* – на каждом временном этапе задачи дифференцируются по стране, регионам (субъектам РФ) и отдельным территориям – городам, промышленным центрам и сельским районам;
- по *назначению* различаются задачи производственно-экономического прогнозирования развития отрасли, технологического проектирования развития энергетических систем и финансового обеспечения жизнедеятельности хозяйственных субъектов электроэнергетики.

При организации перспективных работ в условиях реформирования электроэнергетики и приватизации ее объектов применительно к конкретным условиям России выявляется ключевая проблема эффективного сочетания интересов государства и частных собственников энергетических объектов. Государство, которое по закону «Об электроэнергетике» и после реформирования останется доминирующим владельцем значительной части энергетических активов, вправе определять перспективы развития отрасли. Оно руководствуется в основном политическими и социально-экономическими мотивациями и критериями. Частный бизнес, которому принадлежит большая часть генерации, инжиниринговых, проектных и сбытовых компаний, работает по критериям коммерческой эффективности. Административное или силовое разрешение потенциально возможных в связи с этим противоречий заведомо непродуктивно. Поэтому для эффективного и устойчивого развития энергетики в рыночных условиях, помимо традиционной оптимизации производственно-технологических связей отрасли на каждом временном этапе требуется вырабатывать конструктивные механизмы согласования интересов государства и бизнеса на уровне страны, регионов и муниципальных образований. Они призваны обеспечить:

- баланс интересов между социальной политикой государства, важным элементом которой является сдерживание энергетических тарифов, и требованиями получения производителями энергии достаточных для их развития инвестиционных ресурсов;

- координацию инвестиционных программ хозяйствующих субъектов электроэнергетики, энергетических компаний других отраслей ТЭК (как контролируемых государством газовой отрасли и атомной энергетики, так и частных угольных и нефтяных компаний), производителей энергетического оборудования и строителей, что необходимо для обеспечения надежности энергетического баланса страны;

- формирование таких финансово-экономических (в том числе и налоговых) условий в электроэнергетике и других отраслях ТЭК, при которых частному бизнесу будет выгодно реализовывать государственные приоритеты энергетической политики и программы развития отрасли.

Таким образом, основная задача прогнозной и проектной деятельности в электроэнергетике состоит в своевременном и достаточно полном информационном обеспечении всех участников и заинтересованных сторон инвестиционного процесса – государства, бизнес-сообщества и населения. Это необходимая функция системы обеспечения эффективного и устойчивого развития электроэнергетики, призванной компенсировать объективную «близорукость» рынка в этой сфере. В целом такая система должна по возможности полно согласовывать цели участников энергетического рынка и их инвестиционные приоритеты (вплоть до конкретных инвестиционных проектов), а также включать механизмы их реализации с участием государства, энергетических компаний, внешних инвесторов и населения, которые имеют собственные критерии оценки принимаемых решений.

В настоящее время в рамках государственного регулирования и развития электроэнергетики можно выделить две находящиеся на этапе завершения формирования системы:

- государственную систему прогнозирования в электроэнергетике;
- государственную систему разработки перспективных программ и схем развития электроэнергетики.

Под Государственной системой прогнозирования в электроэнергетике понимается совокупность регулярно выполняемых работ по прогнозированию спроса и предложения на электрическую энергию и мощность на различную временную перспективу, а также обеспечивающих нормативно-методических, аналитических и научно-технических работ.

Выполнение работ в составе государственной системы прогнозирования в электроэнергетике осуществляется по заказу государственных органов исполнительной власти в целях:

- обоснования и информационной поддержки решений федеральных и региональных органов власти по развитию и функционированию электроэнергетики страны и отдельных регионов, механизмов оптового и розничного рынков электрической энергии и мощности, обеспечивающих надежность и эффективность процессов энергоснабжения и энергопроизводства;
- принятия, координации и мониторинга перспективных инвестиционных программ отрасли в целом, отдельных сфер в электроэнергетике, а также энергетических компаний, деятельность которых контролируется государством;
- формирования и мониторинга реализации перспективной ценовой и тарифной политики в электроэнергетике;
- согласования решений по развитию и функционированию электроэнергетики с развитием и функционированием смежных секторов топливно-энергетического комплекса и других секторов экономики (видов экономической деятельности) страны.

Прежде всего, в рамках государственной системы прогнозирования осуществляется выбор наиболее предпочтительных вариантов развития электроэнергетики на основе рассмотрения широкого перечня сценариев и вариантов развития отрасли и использования многокритериальных оценок (по критериям надежности, экономичности, экологичности) эффективности развития электроэнергетики.

Основными принципами формирования и функционирования государственной системы прогнозирования в электроэнергетике являются:

- осуществление прогнозирования спроса и предложения электрической энергии в тесной взаимосвязи с прогнозированием социально-экономического развития страны и регионов и исходя из целей и перспектив развития экономики и социальной сферы страны и регионов;

- разработка прогнозов развития электроэнергетики при активном участии инфраструктурных организаций электроэнергетики, генерирующих, сетевых и сбытовых энергетических компаний, поставщиков топлива и энергетического оборудования и крупных потребителей электроэнергии;

- регулярный характер проводимых прогнозных и аналитических работ, позволяющих поддерживать информационную базу о состоянии и перспективах развития электроэнергетики в актуальном состоянии;

- осуществление прогнозирования развития и функционирования электроэнергетики на различную временную перспективу от 25 лет до 1 года в соответствии с целями и задачами, стоящими перед различными прогнозно-аналитическими документами;

- комплексность проводимых прогнозных и аналитических работ, охватывающих основные сферы деятельности в электроэнергетике: электропотребление и энергосбережение, производственная деятельность, инвестиционная и инновационная деятельность, топливообеспечение, экологическая сфера электроэнергетики, использование возобновляемых источников энергии, экономика, цены и тарифы;

- публичность и открытость основных результатов разрабатываемых в рамках Системы прогнозных и аналитических работ.

Основными задачами государственной системы прогнозирования в электроэнергетике являются:

- анализ существующего состояния и проблем в функционировании и развитии электроэнергетики;

- разработка и мониторинг прогноза спроса на электрическую и тепловую энергию и мощность по стране и регионам в увязке с прогнозами социально-экономического развития страны и регионов и прогнозами экспорта-импорта электроэнергии на различную временную перспективу;

- разработка прогнозов использования мощностей существующих генерирующих источников и потребности во вводах новых генерирующих мощностей;

- обоснование рекомендаций по структуре ввода и размещению генерирующих источников по типам электростанций и видам топлива;

- выявление потребностей электроэнергетики в ресурсах топлива по видам для производства электрической и тепловой энергии;

- прогнозирование цен и тарифов на электроэнергию (мощность) по различным сферам электроэнергетики и отрасли в целом;

- оценка объемов и структуры источников финансирования инвестиций по различным сферам электроэнергетики и отрасли в целом;

- разработка прогноза возможных объемов энергосбережения и эффективности энергосберегающих мероприятий;

- разработка прогноза экологической ситуации в электроэнергетике.

Работы, выполняемые в соответствии с государственной системой прогнозирования спроса (предложения) на электрическую энергию и мощность на оптовом и розничных рынках создают информационную основу для разработки под руководством или при участии федеральных и региональных органов исполнительной власти Российской Федерации программ перспективного развития электроэнергетики на долгосрочную и среднесрочную перспективу, в том числе технологических схем и программ развития Единой энергетической системы России.

Программы и схемы перспективного развития электроэнергетики являются организационно-техническими документами, фиксирующими конкретный

перечень решений по развитию электроэнергетики. Их разработка базируется на детальных технико-экономических и режимных расчетах работы ЕЭС, включает конкретно-адресные задания и финансовое обеспечение.

Состав основных документов государственной системы прогнозирования в электроэнергетике:

- на долгосрочный период (15 и более лет)
 - Энергетическая стратегия России;
 - Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики;
- на среднесрочный период (от 3 до 8 лет)
 - Среднесрочный прогноз развития электроэнергетики;
- на краткосрочный период (месяц-год)
 - Краткосрочный прогноз функционирования электроэнергетики на предстоящий год;
 - Энерго-топливный баланс на предстоящий осенне-зимний период (ОЗП);
- регулярные аналитические работы
 - Информационно-аналитический доклад о функционировании и развитии электроэнергетики Российской Федерации в отчетном году.

Энергетическая стратегия России (далее - Энергетическая стратегия) является базовым документом стратегического долгосрочного планирования развития топливно-энергетического сектора Российской Федерации, в том числе определяющим цели, задачи и основные направления долгосрочной политики государства в электроэнергетике с учётом складывающейся внутренней и внешней ситуации в энергетическом секторе и его роли в обеспечении единства экономического пространства Российской Федерации.

Целями разработки Энергетической стратегии являются:

- оценка потребностей по стране и крупным регионам в электро- и теплоэнергии на долгосрочную перспективу в увязке с Концепцией долгосрочного социально – экономического развития Российской Федерации;

- разработка рекомендаций по формированию долгосрочной государственной политики развития и территориального размещения производственной структуры отрасли по типам генерации и видам топлива;
- разработка рекомендаций по формированию долгосрочной политики топливообеспечения электроэнергетики в увязке с долгосрочными направлениями развития топливно-энергетического комплекса страны;
- разработка рекомендаций по формированию долгосрочной политики экспорта – импорта электроэнергии;
- определение основных направлений государственной политики в области энергосбережения, использования возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, защиты окружающей среды;
- разработка рекомендаций по развитию рыночных отношений в электроэнергетике, формам и механизмам государственной поддержки развития электроэнергетики и ее отдельных сфер деятельности.

Энергетическая стратегия разрабатывается по поручению Правительства Российской Федерации не реже чем один раз в 5 лет и утверждается Правительством Российской Федерации. Министерство энергетики России осуществляет регулярный мониторинг Энергетической стратегии и представляет в Правительство Российской Федерации доклад о ходе реализации Энергетической стратегии не реже чем 1 раз в 2 года.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики (далее - Генеральная схема) представляет собой сбалансированный долгосрочный индикативный план развития и размещения основных объектов производственной структуры электроэнергетики (атомные и гидроэлектростанции мощностью 300 МВт и выше, тепловые электростанции мощностью 500 МВт и выше, электросетевых объектов напряжением 330 кВ и выше).

Целями разработки Генеральной схемы являются:

- разработка долгосрочного прогноза спроса на электрическую и тепловую энергию и мощность, как основы для формирования долгосрочных инвестиционных программ хозяйствующих субъектов электроэнергетики;

- разработка рекомендаций для принятия решений по объемам ввода и территориальному размещению генерирующих источников и объектов магистральных электрических сетей и по формированию долгосрочных инвестиционных программ энергетических компаний, контролируемых государством;

- разработка рекомендаций для хозяйствующих субъектов электроэнергетики по организации взаимодействия с органами власти субъектов РФ по закреплению площадок размещения крупных энергетических объектов (генерирующие источники, объекты магистральных электрических сетей);

- разработка рекомендаций для принятия решений по объемам топливных ресурсов, подлежащих закреплению для нужд электроэнергетики на долгосрочную перспективу и по возможному заключению долгосрочных контрактов на поставки отдельных видов топлива между энергетическими и топливными компаниями;

- разработка предложений по структуре источников финансирования развития электроэнергетики, согласованных с прогнозом ценовой и тарифной политики на оптовом и розничных рынках электрической энергии и мощности, рекомендаций по объемам и направлениям государственной бюджетной поддержки развития отрасли;

- разработка предложений по механизмам стимулирования энергосбережения в отдельных отраслях народного хозяйства и развития возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.

Генеральная схема разрабатывается 1 раз в 5 лет и с возможностью корректировки в течение пятилетнего периода. Генеральная схема утверждается Правительством Российской Федерации.

В составе Генеральной схемы могут выполняться работы по обоснованию отдельных направлений развития электроэнергетики, научно-техническому

прогрессу в отрасли, а также нормативно-методические работы по обоснованию критериев и условий надежного и эффективного развития и функционирования электроэнергетики.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики разрабатывается на основании Энергетической стратегии России; Концепции и Прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации; информации от энергетических компаний о планируемых действиях с существующими мощностями (объектами) и строительстве новых мощностей и объектов.

Минэнерго России осуществляет постоянный мониторинг реализации Генеральной схемы с ежегодным представлением доклада о ходе реализации в Правительство РФ.

Среднесрочный прогноз развития электроэнергетики (далее - Среднесрочный прогноз) разрабатывается ежегодно на предстоящий, как правило, 5-летний период для оценки влияния перспективных условий развития экономики и электроэнергетики страны на текущие инвестиционные и тарифно-балансовые решения, принимаемые федеральными и региональными органами власти и хозяйствующими субъектами отрасли.

Целями разработки Среднесрочного прогноза являются:

- разработка уточненных параметров развития электроэнергетики на среднесрочный период для учета в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на трехлетний период;
- разработка рекомендаций для принятия решений по формированию среднесрочных и корректировке долгосрочных инвестиционных программ энергетических компаний, контролируемых государством;
- подготовка предложений по объемам топливных ресурсов по видам для заключения среднесрочных договоров между электроэнергетическими и топливными компаниями;

- подготовка предложений по исходным условиям в части объемов дефицитов мощности и цен на поставки электроэнергии и мощности для проведения конкурентного отбора поставщиков мощности в зонах свободного перетока мощности и при использовании механизма гарантирования инвестиций;

- подготовка предложений по оперативной корректировке ценовой и тарифной политики в электроэнергетике и объемам бюджетной поддержки с учетом инвестиционных потребностей отрасли по отдельным направлениям в среднесрочной перспективе.

Среднесрочный прогноз разрабатывается при активном участии энергетических и топливных компаний, крупных потребителей электроэнергии, а также администраций субъектов Российской Федерации.

Среднесрочный прогноз разрабатывается на основании

- прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на трехлетний период;

- программ экономического и социального развития субъектов Российской Федерации на среднесрочную перспективу;

- прогнозной информации от генерирующих, сетевых и сбытовых компаний о производственной и инвестиционной программе на среднесрочный период;

- информации от крупных потребителей о планируемых проектах развитии производства и дополнительном потреблении электрической мощности и энергии.

Среднесрочный прогноз ежегодно утверждается Минэнерго России.

Целями ежегодной разработки **краткосрочного прогноза функционирования электроэнергетики на предстоящий год** являются:

- подготовка с учетом предложений хозяйствующих субъектов электроэнергетики предложений для Федеральной службы по тарифам по сводному прогнозному балансу производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках единой энергетической системы России по субъектам

Российской Федерации для использования при годовом тарифно-балансовом регулировании;

- подготовка необходимой информационной базы для расчета Министерством энергетики Российской Федерации топливных балансов на предстоящий год с ежеквартальной детализацией.

Краткосрочный прогноз разрабатывается на основании:

- среднесрочного прогноза развития электроэнергетики;
- информации от сбытовых компаний о прогнозируемом электропотреблении в регионе на предстоящий год;
- предложений от генерирующих компаний по загрузке и величине потерь на собственные нужды электростанций на предстоящий год;
- прогнозной информации от ОАО «ФСК ЕЭС» о потерях в сетях на предстоящий год
- информации о прогнозируемом экспорте-импорте электроэнергии (мощности) на предстоящий год;
- информации от ОАО «Газпром» и топливных компаний о возможностях поставки топлива для обеспечения потребностей объектов электроэнергетики на предстоящий год.

Краткосрочный прогноз на предстоящий год утверждается Минэнерго России.

Энерго-топливный баланс на предстоящий осенне-зимний период (далее - Энерготопливный баланс) - документ, ежегодно разрабатываемый Минэнерго России с целью своевременного заключения энергетическими компаниями договоров на поставку топлива и формирования в достаточных объемах запасов топлива для надежного прохождения ими электрических и тепловых нагрузок осенне-зимнего периода.

Энерготопливный баланс разрабатывается (корректируется) на основании:

- краткосрочного прогноза функционирования электроэнергетики на предстоящий год;
- расчетов генерирующих компаний по величине потребности в различных видах топлива;
- оперативной отчетности генерирующих компаний по величине поставок и запасов различных видов топлива.

Прогнозный топливный баланс организаций электроэнергетики на предстоящий осеннее-зимний период (ОЗП) с квартальной детализацией как итоговый документ разработки Энерготопливного баланса утверждается Минэнерго России.

Информационно-аналитический доклад о функционировании и развитии электроэнергетики Российской Федерации в отчетном году (Информационно-аналитический доклад) - ежегодно разрабатывается Министерством энергетики Российской Федерации на основании отчетной информации за прошедший год с целью принятия государственными органами исполнительной власти на федеральном и региональном уровнях и хозяйствующими субъектами электроэнергетики решений в области производственно-технической, ценовой, инвестиционной и топливной политики.

Система государственного прогнозирования в электроэнергетике и прогнозирования развития всей экономики представлена на рис. 5.7.1.



Рис. 5.7.1. Система государственного прогнозирования электроэнергетики и прогнозирования социально-экономического развития страны

Неотъемлемая часть системы прогнозирования и проектирования развития электроэнергетики — комплекс специальных исследовательских и проектных работ, наиболее важные из которых названы в табл. 5.7.1.

Большая часть *исследовательских работ* необходима (с разной степенью детализации) для всех трех этапов прогнозной и проектной деятельности. К ним относятся исследования по прогнозированию потребности в электроэнергии и централизованном тепле страны и регионов в увязке с прогнозами развития экономики, обоснованием вариантов размещения энергоемких производств, экспорта и импорта электроэнергии, формированием национальных и региональных прогнозных топливно-энергетических балансов и прогнозированием цен на основные виды топлива для электростанций. Особо отметим работы по прогнозированию технических, экономических и экологических показателей новых

технологий производства и передачи электроэнергии, создающих основу для экономической оценки и отбора инвестиционных решений.

Таблица 5.7.1.

Основные обеспечивающие и дополнительные работы по развитию электроэнергетики

№ п/п	Наименование	Использование в прогнозных документах		
		Энергетическая стратегия	Генеральная схема	Среднесрочный прогноз
1. Обеспечивающие исследовательские работы				
1.1	Обоснование экспорта и импорта электроэнергии и мощности	+	+	+
1.2	Обоснование объемов резервов мощности	+	+	+
1.3	Разработка технико-экономических и экологических показателей новых технологий производства и передачи электроэнергии и тепла	+	+	
1.4	Обоснование параметров, единичной мощности агрегатов и электростанций, требований к маневренности нового оборудования	+	+	
1.5	Обоснование использования действующих электростанций и сетей		+	+
1.6	Прогнозные топливно-энергетические балансы страны и регионов	+	+	+
1.7	Прогнозы цен по видам топлива и основным поставщикам	+	+	+
1.8	Обоснование экологических нормативов в энергетике		+	
1.9	Оценка параметров энергетического и электротехнического оборудования	+	+	
2. Работы государственной системы разработки перспективных программ и схем развития электроэнергетики.				
2.1	Кадастры площадок для размещения электростанций и сетевых объектов	+	+	
2.2	Схема использования гидроэнергетических ресурсов	+	+	
2.3	Программа развития атомной энергетики	+	+	
2.4	Схема развития ОЭС и ЕЭС России на 15 лет		+	+
2.5	Схема развития ЕНЭС России на 5 лет			+
2.6	Схема развития электроэнергетики субъекта РФ на 5 лет	+	+	+
2.7	Схемы развития распределительных сетей энергосистем			+
2.8	Сводная отраслевая инвестиционная программа на 5 лет			+

Результаты работ по перспективам развития электроэнергетики имеют неодинаковый статус для разных участников рынка. Для государственных органов и контролируемых государством энергетических компаний они *обязательны к выполнению* — в той части и мере, которые зависят от действий этих организаций. В отличие от этого, для частных компаний и инвесторов результаты прогнозных работ являются не более чем *информационным материалом*, способным уменьшить риски их инвестиционных решений, но отнюдь не обязательным к выполнению. Более того, эти участники рынка будут разрабатывать или заказывать собственные (обычно конфиденциальные) прогнозы развития своих компаний, электроэнергетики в районах их деятельности или страны в целом и учитывать их данные в своей деятельности. Такое многообразие представлений о будущем электроэнергетики способствует усилению конкуренции и может повысить эффективность развития отрасли.

5.7.2. Системное проектирование электроэнергетики

Реализация государственной системы прогнозирования в электроэнергетике невозможна без параллельного выполнения работ из состава государственной системы разработки перспективных программ и схем развития электроэнергетики (комплекса прогнозных работ по системному проектированию) к которому относятся:

- Программа развития атомной энергетики на 10-15 лет (ФЦП «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на период 2007-2010 гг. и на перспективу до 2015 г.);
- Схема развития ОЭС и ЕЭС России;
- Схема использования гидроэнергетических ресурсов на 15-20 лет;
- Сводная отраслевая инвестиционная программа на 5 лет;
- Схема развития ЕНЭС России;
- Программа развития электроэнергетики субъекта РФ на 5 лет;

- Схема развития региональных распределительных сетей (по субъектам федерации);
- Кадастры площадок для размещения электростанций и сетевых объектов.

Информационный обмен между данными специализированными типами работ обеспечивает согласование экономической оптимизации развития отрасли в увязке с техническими решениями по развитию систем энергоснабжения. Однако заказчиками схем выступают уже не органы государственного управления, а инфраструктурные организации электроэнергетики: ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» – по «Схеме развития ЕЭС и ОЭС»; ОАО «ФСК ЕЭС» – по «Схеме развития ЕНЭС»; ОАО «Холдинг МРСК» – по схемам развития региональных распределительных сетей. Результаты выполнения схем используются для подготовки технических решений по развитию энергообъектов при формировании инвестиционных программ хозяйствующих субъектов с детальным учетом условий функционирования энергообъектов различного типа в составе энергетических систем и их объединений. При разработке указанных «Схем» важнейшее значение приобретает организация взаимодействия хозяйствующих субъектов с региональными органами власти. Только такое взаимодействие может обеспечить подготовку наиболее достоверной информации о составе потребителей электроэнергии и общих потребностях в электрической и тепловой энергии в регионах на перспективу.

Программа развития атомной энергетики на 10-15 лет
 Федеральная целевая программа «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России», (далее - Программа развития атомной энергетики) представляет собой долгосрочный индикативный план развития и

размещения объектов производственной структуры атомной электроэнергетики (АЭС, АТЭЦ, АСТ).

Программа развития атомной энергетики разрабатывается Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом» (ГК «Росатом») 1 раз в 5 лет с возможностью корректировки в течение пятилетнего периода с участием ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», РАО «Энергетические системы Востока», ЗАО «АПБЭ». Программа развития атомной энергетики согласовывается Министерством энергетики России и утверждается Правительством Российской Федерации.

Программа развития атомной энергетики разрабатывается на основании Энергетической стратегии России Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики;

Основные цели разработки Программы развития атомной энергетики заключаются в следующем:

- разработка рекомендаций по объемам ввода и территориальному размещению АЭС, АТЭЦ, АСТ, включая достройку энергоблоков высокой степени готовности;
- разработка рекомендаций по продлению сроков эксплуатации или вывода из работы действующих энергоблоков атомных электростанций;
- разработка рекомендаций по развитию и реконструкции производственных мощностей организаций ядерного топливного цикла;
- разработка рекомендаций по развитию мощностей по обращению с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами на атомных электростанциях и подготовка к выводу из эксплуатации энергоблоков атомных электростанций;
- разработка предложений по переходу к инновационным технологиям развития атомной энергетики;
- разработка рекомендаций по организации взаимодействия с федеральными органами власти и администрациями субъектов РФ по закреплению площадок размещения АЭС, АТЭЦ, АСТ;

- разработка предложений по структуре источников финансирования развития атомной электроэнергетики, согласованных с прогнозом ценовой и тарифной политики на оптовом и розничных рынках электрической энергии и мощности, рекомендаций по объемам и направлениям государственной бюджетной поддержки развития отрасли.

Программа развития атомной энергетики (после утверждения Правительством Российской Федерации) является обязательным документом для государственных компаний атомной отрасли при формировании инвестиционных программ, для инфраструктурных (сетевых организаций) в уставных капиталах которых участвует государство в части включения в состав их инвестиционных программ электросетевых объектов предусмотренных для выдачи мощности АЭС и АТЭЦ, а также для администрации субъекта РФ в части оказания содействия в ее реализации и выделения площадок.

Схема развития ОЭС и ЕЭС России на 15-летний период (далее - Схема развития) представляет собой сбалансированный план развития генерирующих мощностей и электросетевых объектов напряжения 220 кВ и выше на 15-летний период, разработанный в разрезе ОЭС в целях обеспечения надежного и эффективного энергоснабжения потребителей.

Схема развития выполняется 1 раз в 3 года и при необходимости проводится ее корректировка. Выполнение Схемы развития скоординировано с выполнением Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики. Данная Схема разрабатывается ОАО «ФСК ЕЭС», как второй этап Генеральной схемы, с участием ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «СО ЕЭС», ЗАО «АПБЭ» и утверждается Минэнерго России.

Схема развития разрабатывается на основании материалов работ государственной системы прогнозирования (Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, Программ социально-экономического развития

субъектов Российской Федерации) и информации сетевых и инфраструктурных компаний.

При формировании Схемы развития учитываются: существующие и планируемые к строительству, генерирующие объекты, установленная мощность которых составляет 25 МВт и более; существующие и планируемые к строительству линии электропередачи и подстанции, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, а также линии электропередачи 110 кВ и выше, обеспечивающие выдачу мощности существующих и планируемых к строительству электрических станций, установленная мощность которых превышает 25 МВт; сводные данные программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ.

Схема развития включает в себя:

- анализ отчетных режимов работы энергетических систем;
- анализ состояния действующих энергетических мощностей и возможностей обеспечения спроса на электроэнергию в регионах на базе контрактов на поставку электрической энергии и мощности;
- формирование балансов электрической энергии и мощности по энергосистемам и ОЭС с учетом демонтажа устаревшего оборудования и перспективного импорта/экспорта мощности;
- определение требований к пропускной способности межсистемных связей;
- прогноз режимов работы ЕЭС и ОЭС России;
- анализ достаточности предложенной структуры генерирующих мощностей для обеспечения перспективных режимов работы ЕЭС и ОЭС России и при необходимости корректировка структуры;
- предложения по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше (с выделением межсистемных, системообразующих и межгосударственные линии электропередачи), а также электрических сетей

напряжением 110 кВ и выше, предназначенные для выдачи мощности новых электростанций, рекомендуемых Генеральной схемой;

- проведение электрических расчетов характерных установившихся режимов работы электрической сети для проверки работоспособности выбранной схемы сети;

- перспективную топологию магистральных сетей (развитие ЕЭС России, межрегиональные и межсистемные связи, магистральные сети изолированных энергосистем);

- разработку рекомендаций по снижению потерь в электрических сетях и сокращения расхода электроэнергии на собственные нужды;

- разработку рекомендаций по вводам компенсирующих устройств по условиям поддержания необходимых уровней напряжения в электрической сети;

- оценку потребности в инвестициях и источниках их финансирования;

- механизмы реализации Схемы развития.

Схема развития является обязательным документом для долгосрочного планирования ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», других государственных компаний транспортной инфраструктуры, а также энергетических компаний с государственным контролем (ОАО «РусГидро», РАО «Энергетические системы Востока»), рекомендательным документом – для частных инвесторов электроэнергетики.

Схема использования гидроэнергетических ресурсов на 15-20 лет (далее - Схема использования гидроресурсов) представляет собой долгосрочный индикативный план развития и размещения объектов производственной структуры гидроэнергетики.

Схема использования гидроресурсов разрабатывается ОАО «РусГидро» 1 раз в 5 лет с возможностью корректировки в течение пятилетнего периода с участием ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», ЗАО «АПБЭ», РАО «Энергетические системы Востока». Схема использования

гидроресурсов согласовывается Министерством энергетики России и утверждается Правительством Российской Федерации.

Схема использования гидроресурсов разрабатывается на основании Энергетической стратегии России и Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

Основные цели разработки Схемы использования гидроресурсов состоят в следующем:

- разработка рекомендаций по объемам ввода и территориальному размещению ГЭС и ГАЭС;
- разработка рекомендаций по техническому перевооружению и реконструкции действующих гидроэлектростанций;
- разработка рекомендаций по организации взаимодействия с федеральными органами власти и администрациями субъектов РФ по закреплению площадок размещения ГЭС и ГАЭС;
- разработка предложений по структуре источников финансирования развития гидроэнергетики, согласованных с прогнозом ценовой и тарифной политики на оптовом и розничных рынках электрической энергии и мощности, рекомендаций по объемам и направлениям государственной бюджетной поддержки развития отрасли.

Схема использования гидроресурсов (после утверждения Правительством Российской Федерации) является обязательным документом для ОАО «РусГидро» при формировании инвестиционных программ; для инфраструктурных (сетевых организаций) в уставных капиталах которых участвует государство, для целей включения в состав их инвестиционных программ электроэнергетических объектов предусмотренных для выдачи мощности ГЭС и ГАЭС, а также для администрации субъекта РФ в части оказания содействия в ее реализации и выделения площадок.

Для частных инвесторов электроэнергетики Схема использования гидроресурсов является рекомендательным документом.

Сводная отраслевая инвестиционная программа на 5 лет объединяет данные и информацию по планируемым к строительству (модернизации и реконструкции) в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах электрическим станциям, установленная мощность которых составляет 25 МВт и выше, линиям электропередачи и подстанциям, проектный номинальный класс напряжения которых равен или превышает 220 кВ и выше, а также линиям электропередачи и подстанциям, проектный номинальный класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, обеспечивающим выдачу мощности электрических станций, установленная мощность которых превышает 25 МВт.

Сводная отраслевая инвестиционная программа формируется Министерством энергетики Российской Федерации на основании предложений сетевых и генерирующих компаний после утверждения Схемы развития. Сводная отраслевая инвестиционная программа разрабатывается на 5 летний период и подлежит ежегодной корректировке.

Сводная отраслевая инвестиционная программа разрабатывается на основании Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, Схемы развития ОЭС и ЕЭС России, инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Сводная отраслевая инвестиционная программа содержит следующие данные:

- сроки ввода объектов в эксплуатацию;
- основные технические параметры объектов;
- размер бюджетных ассигнований, предусмотренных для осуществления бюджетных инвестиций (при их наличии);
- указание на механизм отбора инвестора для генерирующих мощностей (конкурентный отбор мощности, конкурс инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва, инициатива инвестора);

- размер капитальных вложений, структура финансирования и механизмы привлечения финансирования для инвестиционных проектов субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство.

Сводная отраслевая инвестиционная программа является информационным документом для субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и иных заинтересованных лиц, а так же основным механизмом мониторинга реализации перспективных планов развития электроэнергетики.

Схема развития ЕНЭС России на 7-летний период (далее - Схема развития ЕНЭС) уточняет развитие электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше на 10-летний период по итогам проведения КОМ (конкурентного отбора мощности), и разрабатывается в разрезе ОЭС. Схема развития ЕНЭС выполняется ежегодно после проведения КОМ. В случае если КОМ не проводится, допускается в данный год не выполнять Схему развития ЕНЭС.

Схема развития ЕНЭС разрабатывается ОАО «ФСК ЕЭС» с участием ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «СО ЕЭС», ЗАО «АПБЭ» и утверждается Минэнерго России.

Схема развития ЕНЭС разрабатывается на основании: Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, Схемы развития ОЭС и ЕЭС России на 15-летний период и Программ социально-экономического развития субъектов Российской Федерации. Кроме этого используется информация энергетических компаний по динамике генерирующих мощностей, распределительных сетевых компаний (ОАО «Холдинг МРСК») в части потребности в сооружении центров питания для привязки распределительной сети, а также информации о планируемых инвестиционных проектах и прогнозе потребления электроэнергии и мощности крупных потребителей.

Схема развития ЕНЭС включает в себя:

- анализ отчетных режимов работы энергетических систем;
- анализ возможности действующих электрических сетей ЕНЭС обеспечить спрос на электроэнергию в регионах на базе контрактов на поставку электрической энергии и мощности;
- определение требований к пропускной способности межсистемных связей;
- прогноз режимов работы ЕНЭС России;
- предложения по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше (с выделением межсистемных, системообразующих и межгосударственные линии электропередачи, а также электрических сетей для выдачи мощности новых электростанций);
- проведение электрических расчетов характерных установившихся режимов работы электрической сети для проверки работоспособности выбранной схемы сети;
- перспективную топологию магистральных сетей (развитие ЕНЭС России, межрегиональные и межсистемные связи, магистральные сети изолированных энергосистем);
- разработку рекомендаций по снижению потерь в электрических сетях ЕНЭС и сокращения расхода электроэнергии на собственные нужды;
- разработку рекомендаций по вводам компенсирующих устройств сети ЕНЭС по условиям поддержания необходимых уровней напряжения в электрической сети;
- оценку потребности в инвестициях и источниках их финансирования.

Схема развития ЕНЭС является обязательным документом для долгосрочного планирования ОАО «ФСК ЕЭС» и рекомендательным документом для частных инвесторов электроэнергетики.

Программа развития электроэнергетики субъекта РФ на 5 лет разрабатывается в случае необходимости уточнения Генеральной схемы по отдельным субъектам РФ. Она содержит стратегические приоритеты и направления развития электроэнергетики на территории субъекта РФ.

Инициатором разработки Программ развития электроэнергетики субъекта РФ выступают Администрации субъектов Российской Федерации. Программа развития электроэнергетики субъекта РФ разрабатывается специализированными проектными организациями с участием инфраструктурных организаций, субъектов электроэнергетики и крупных потребителей на территориях и утверждаются Минэнерго России по согласованию с Минрегионразвития России и Администрациями субъекта РФ.

Программа развития электроэнергетики субъекта РФ содержит:

- анализ существующего состояния электроэнергетики на территории субъекта РФ;
- прогноз потребности в электрической энергии и мощности на территории субъекта РФ;
- предложения по вводам на электростанциях;
- балансы электрической энергии и мощности территориальной энергосистемы;
- прогноз спроса на топливо со стороны предприятий электроэнергетики;
- прогноз развития сетевой инфраструктуры;
- перечень наиболее крупных инвестиционных проектов.

Программа развития электроэнергетики субъекта РФ является обязательным документом для субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, для целей включения в состав их инвестиционных программ энергетических объектов предусмотренных программой, а также для администрации субъекта РФ в части оказания содействия в ее реализации.

Для частных инвесторов электроэнергетики данный документ является рекомендательным документом.

Схема развития региональных распределительных сетей на 10-летний период (далее - Схема распределительных сетей) представляет собой сбалансированный план развития электросетевых объектов РСК напряжения 110 кВ и выше на 10-летний период, состоит из отдельных Схем развития региональных распределительных сетей в разрезе субъектов РФ (РСК) и разрабатывается в целях обеспечения надежного и эффективного энергоснабжения потребителей.

Схема распределительных сетей разрабатывается ОАО «Холдинг МРСК», выполняется 1 раз в 3 года и при необходимости проводится ее корректировка. В отдельных случаях допускается не одновременное выполнение Схемы распределительных сетей по РСК.

Схема распределительных сетей разрабатывается на основании Схемы развития ОЭС и ЕЭС России, Программ социально-экономического развития субъектов Российской Федерации, широкого круга информации от субъектов электроэнергетики.

Схема развития включает в себя:

- анализ отчетных режимов работы распределительных сетей;
- анализ возможностей обеспечения спроса на электроэнергию в регионах на базе контрактов на поставку электрической энергии и мощности в части распределительного электросетевого комплекса;
- определение требований к сооружению центров питания для привязки распределительной сети
- предложения по развитию распределительного электросетевого комплекса напряжением 110 кВ и в отдельных случаях ВЛ и ПС 220 кВ и выше сооружаемых по согласованию с ОАО «ФСК ЕЭС»

- предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, предназначенные для выдачи мощности новых электростанций, рекомендуемых Схемой развития;

- проведение электрических расчетов характерных установившихся режимов работы электрической сети для проверки работоспособности выбранной схемы сети;

- перспективную топологию распределительных сетей;

- разработку рекомендаций по снижению потерь в распределительных сетях и сокращения расхода электроэнергии на собственные нужды;

- разработку рекомендаций по вводам компенсирующих устройств по условиям поддержания необходимых уровней напряжения в электрической сети;

- оценку потребности в инвестициях и источниках их финансирования.

Схема распределительных сетей является обязательным документом для долгосрочного планирования ОАО «Холдинг МРСК» и для ОАО «ФСК ЕЭС» в части создания центров питания сети 110 кВ.

Описанная выше система организации прогнозных и проектных работ перспективного характера в электроэнергетике в полной мере учитывает сложившуюся за последние несколько лет в России практику организации выполнения прогнозно-проектных работ, роли и функции участников этого процесса. Вместе с тем, для ее полного запуска предстоит еще большая работа, связанная с разработкой процедур подготовки и согласования стандартизованных технических заданий на выполнение отдельных видов прогнозных работ в соответствии с их целевым назначением, а также с подготовкой и утверждением регламентов и процедур взаимодействия участников при проведении регулярных прогнозных и проектных работ.

Рекомендуемая литература к главе 5

Richard G., and Martin Rodriguez Pardina, Resetting Price Controls for Privatized Utilities: A Manual for Regulators / G. Richard and M.R. Pardina. — Washington, D.C.: World Bank, 1999.

Farrier Swier Consulting, «Comparison of Building Block and Index-based Approaches,» paper prepared for the Utility Regulators Forum, Australian Competition and Consumer Commission, 2002.

G.A. Comnes, S. Stoft, N. Greene and L. J. Hill. Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities: Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues (LBL-37577) / G.A. Comnes et al. — Berkeley, California: Energy & Environment Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, 1995.

Kenneth E. Train. Optimal regulation: the economic theory of natural monopoly. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts/London, England, 1991.

Economics Briefing: The General Cap in Incentive Regulation. Energy Utilities, November 1995.

Smith V. Regulatory reform in the electric power industry. Working paper/ Department of Economics. University of Arizona, 1995.

Rothwell G. Electricity Economics: Regulation and Deregulation / G. Rothwell, T. Gomez IEEE Press, New-York, Wiley, 2002.

Knittel C. The origin of state electricity regulation: revisiting an unsettled topic / C. Knittel. PWP-048., University of California Energy Institute, Berkeley, 1999.

Joskow P. Market for power: An analysis of electric utility deregulation / P. Joskow, R. Schmalensee. Cambridge, MA: The MIT Press, 1983.

Woolf F. Global Transmission expansion, PennWell, 2003

Стивен Стофт «Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии». Москва «Мир», 2006

Федеральный закон РФ от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

Постановление Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».

Постановление Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006г. № 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».

Постановление Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» от 26 февраля 2004г. № 109.

Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг; Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг; Правила недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг; Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004г. № 861.

Приказ ФСТ России от 4 сентября 2007 года № 225-э/4 «Порядок формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации».

Приказ ФСТ России от 5 декабря 2006г. № 348-э/12 «Формулы индексации регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), применяемых в договорах купли-продажи электрической энергии (мощности), порядка их применения, а также порядка установления плановых и фактических показателей, используемых в указанных формулах, утвержденные».

Приказ ФСТ России от 15 сентября 2006г. № 199-э/6 «Методические указания по расчету тарифов на электрическую энергию и мощность по договорам купли-продажи по регулируемым тарифам (ценам) на оптовом рынке».

Приказ ФСТ России от 28 сентября 2007г. № 262-э/11 «Методические указания по определению индикативных цен на электрическую энергию и мощность для покупателей – субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности в целях формирования) регулируемых договоров, заключаемых в соответствующем периоде регулирования».

Приказ ФСТ России от 5 июля 2005г. № 275-э/4 (в ред. от 31.07.2007 № 136-э/4) «Методические указания по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность».

Приказ ФСТ России от 6 августа 2004г. № 20-э/2 «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».

Приказа ФСТ России от 21 августа 2007г. № 166-э/1 «Правила определения стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой на розничном рынке по регулируемым ценам (тарифам), оплаты отклонений фактических объемов потребления от договорных, а также возмещения расходов в связи изменением договорного объема потребления электрической энергии».

Приказ ФСТ России от 21 марта 2006г. № 56-э/1 «Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети».

Приказ ФСТ России от 23 октября 2007г. № 277-э/7 «Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям».

Приказ ФСТ России от 24 августа 2004г. № 45-э/4 «Методические указания по расчету тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике».

Приказ ФСТ России от 24 августа 2004г. № 43-э/2 (в ред. Приказов ФСТ России от 07.11.2006 № 253-э/10, от 06.08.2008 № 299-э) «Методические указания по расчету тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)».

Приказ ФСТ России от 24 ноября 2006г. № 302-э/5 «Методические указания по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии».

Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2000г. № 1021 «О государственном регулировании цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории Российской Федерации» (в ред. Постановлений Правительства Российской Федерации от 22.05.2002 № 328, от 07.12.2006 № 750, от 28.05.2007 № 333, от 30.10.2007 № 722).

Постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 1995г. № 332 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен на газ и сырье для его производства» (в ред. Постановлений Правительства Российской Федерации от 06.02.2001 № 88, от 01.02.2005 № 49, от 21.04.2006 № 231, от 26.05.2007 № 323, от 09.02.2008 № 59, от 12.06.2008 № 453).

Постановление Правительства Российской Федерации от 21 июля 2008г. № 549 «О порядке поставки газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд гражданам».

Приказ ФСТ России от 28 ноября 2006г. № 312-э/8 (в ред. Приказа ФСТ России от 30.07.2008 № 291-э) «Методические указания по регулированию оптовых цен на сжиженный газ для бытовых нужд».

Приказ ФСТ от 5 июля 2007г. № 156-э «Об утверждении Положения об определении формулы оптовой цены на газ».

Приказ ФСТ России от 17 ноября 2005г. № 524-э/1 «Об оптовых ценах на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации».

Приказ ФСТ России от 15 июня 2007г. № 129-э/2 «Методические указания по регулированию розничных цен на сжиженный газ, реализуемый населению для бытовых нужд».

Приказ ФСТ России от 4 сентября 2007г. № 223-э/2 «Методические указания по регулированию тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям».

Приказ ФСТ России от 23.08.2005 № 388-э/1 (в ред. Приказов ФСТ России от 07.11.2006 № 245-э/2, от 25.10.2007 № 286-э/4) «Методика расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам».

Постановление Правительства Российской Федерации от 13 июня 2006г. № 373 «О порядке установления нормативов потребления газа населением при отсутствии приборов учета газа».

Постановление Правительства Российской Федерации от 3 мая 2001г. № 335 «О порядке установления специальных надбавок к тарифам на транспортировку газа газораспределительными организациями для финансирования программ газификации» (в ред. Постановления Правительства Российской Федерации от 01.02.2005 № 49).

Глава 6. Система рынков в электроэнергетике

6.1. Состав и взаимосвязи рынков

В электроэнергетической отрасли любого государства торгуется как минимум один товар – электроэнергия. В случае, если структура отрасли предусматривает разделение на конкурентные и монопольные (преимущественно естественно монопольные) виды деятельности, то кроме торговли электроэнергией, присутствует «торговля» услугами по передаче и сбыту электроэнергии (о них рассказано в предыдущей Главе 5).

Безусловно, значительное влияние на способы торговли электроэнергией оказывает выбранная государством структура отрасли: вертикальная интеграция, монополизация или разделение на естественно-монопольные и конкурентные виды деятельности, стимулирование развития конкурентных поставщиков электроэнергии.

Как правило, вертикально-интегрированное строение отрасли означает отсутствие конкурентных рынков и торговлю электрической энергией, основанную на государственном регулировании цен и объемов. Такое устройство отрасли и рынка становится всё более и более непопулярным среди государств с развитой экономикой. Либерализованный рынок, развитие

конкурентных отношений в отрасли признаны в мировой практике наиболее эффективными способами построения отношений в электроэнергетике.

В настоящей главе акцент сделан на построении именно конкурентных рынков электроэнергии.

С течением времени, с развитием рынка электроэнергии в электроэнергетических отраслях многих стран возникла потребность дополнить рынок электроэнергии рынками других товаров и услуг, которые, как правило, являются дополнительными к рынку электроэнергии и без него просто не существуют. Основные из этих рынков:

- рынок мощности;
- рынок производных финансовых инструментов;
- рынок системных услуг;
- рынок финансовых прав на передачу.

При этом, довольно часто, эти рынки действуют на уровне оптовых продаж/покупок электроэнергии (как правило, называемых оптовым рынком электроэнергии), а для конечных, розничных потребителей электроэнергии стоимость указанных товаров (услуг) включается в стоимость покупаемой ими электроэнергии.

Таким образом, наиболее общая структура рынков в электроэнергетике, связанная с торговлей электроэнергией, выглядит как (см. рис. 6.1.1):

- Оптовый рынок, включающий в себя рынок электроэнергии, рынок системных услуг; рынок мощности; рынок финансовых прав на передачу; рынок производных финансовых инструментов, И
- Розничный рынок электроэнергии, где в цену электроэнергии включена стоимость всех составляющих оптового рынка

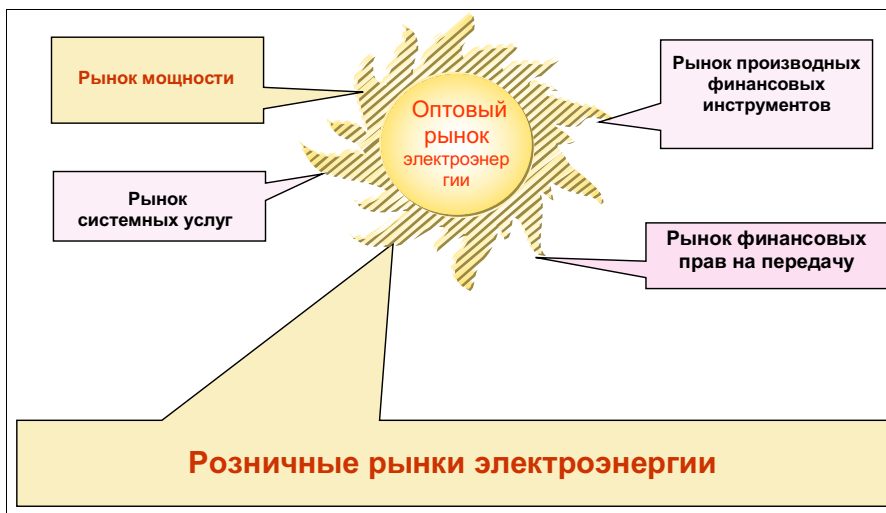


Рис. 6.1.1. Обобщенная схема рынков в электроэнергетике.

При изучении перечисленных рынков необходимо учитывать, что все они тесно связаны между собой.

Во-первых, рынки взаимосвязаны по субъектному составу – один и тот же участник оптового рынка работает, как правило, на нескольких рынках одновременно. Например, для поставщиков источниками доходов являются рынки электроэнергии, мощности, системных услуг. Поэтому поставщик может управлять своими стратегиями участия в различных рынках с целью оптимизации своей прибыли. Во-вторых, существует взаимосвязь цен, складывающихся на каждом из рынков. К примеру, от того, как устроен рынок системных услуг, зависят цены на рынках электроэнергии и мощности, инвестиции в отрасль. И наоборот, модели рынка электроэнергии и рынка мощности определяют количество системных услуг и структуру платежей за их оказание.

Рынок мощности и рынок электроэнергии связаны друг с другом по ценам на мощность и электроэнергию: от того, как оплачивается мощность поставщиков, зависят их ценовые заявки на рынке электроэнергии. Взаимовлияние цен верно и в обратную сторону. По аналогичным причинам

взаимосвязаны цены на всех рынках: сервисов, мощности, электроэнергии, тепловой энергии.

В идеале система рынков должна быть устроена так, чтобы достигалась всеобщая эффективность, не искажались ценовые сигналы на рынках.

На выбор того или иного устройства системы рынков влияют особенности энергосистемы страны:

- структура генерирующих мощностей (соотношение ГЭС, ТЭС, АЭС);
- особенности сетевой инфраструктуры;
- институциональные особенности страны.

Необходимо также выделить следующие рынки, находящиеся во взаимосвязи с вышеперечисленными:

- рынок сервисных услуг, на котором оказываются все виды услуг по обслуживанию электрического оборудования;
- рынок тепловой энергии, на котором продается и покупается тепловая энергия.

6.2. Основы построения оптового и розничных рынков

6.2.1. Рынок электроэнергии на сутки вперед и двусторонние договоры купли-продажи электроэнергии

Технологические особенности большей части существующего генерирующего оборудования требуют заблаговременного планирования режимов работы, так как его невозможно ввести в действие единомоментно. Следовательно, в конкурентном рынке электроэнергии должен наличествовать элемент, позволяющий заблаговременно планировать режимы работы генерирующего оборудования, принадлежащего отдельным производителям энергии. Поскольку речь идет о рынке, то эти режимы должны быть коммерчески обоснованы посредством соответствующих торговых сделок.

Существуют различные типы организации торговых сделок на рынке электроэнергии:

- способ торговли, основанный на централизованном планировании режимов (иногда называемый «пулом», спот-рынком, рынком «на сутки

вперед»), в котором, как правило, режимы и цены определяются на основе результатов аукциона ценовых заявок поставщиков и покупателей электроэнергии;

- сделки, основанные на двухсторонних договорах между генерирующими компаниями и покупателями электроэнергии;

- совмещенные конструкции, дающие возможность генерирующей компании заключать двухсторонние договоры и участвовать в централизованном планировании режимов, подавая ценовые заявки.

Двухсторонние договоры могут заключаться на различные промежутки времени – от часа, до нескольких лет. Централизованное планирование режимов, как правило, осуществляется не менее чем за сутки до реального времени производства и потребления, что соответствует электротехнологическим возможностям (времени пуска) большинства генерирующих установок. Такой элемент общего устройства конкурентного рынка электроэнергии обычно носит название «рынка на сутки вперед».

Планирование режимов работы производителей энергии «на сутки вперед» - необходимый элемент управления системой, но его недостаточно для того, чтобы обеспечить её надёжную работу в реальном времени. Дело в том, что по существу стохастический спрос потребителей на электроэнергию подвержен колебаниям под воздействием ряда факторов, предсказать которые даже за сутки вперед чрезвычайно трудно. В то же время и производство в самих генерирующих компаниях подвержено изменениям по отношению к плану, например, вследствие поломок и аварий, предсказать которые заранее невозможно. Из этого можно сделать следующий фундаментальный вывод: для того, чтобы управлять энергосистемой в реальном времени и сохранять надёжность электроснабжения потребителей, помимо заблаговременного планирования режимов на основе двухсторонних договоров, централизованного рынка «на сутки вперед» или комбинации этих двух подходов, необходимо:

- иметь механизм, позволяющий управлять производством электроэнергии, а возможно и потреблением, в режиме реального времени;
- иметь резервы генерирующих мощностей.

В режиме реального времени решения необходимо принимать быстро, так как времени договариваться попросту нет. Поэтому управление системой неизбежно должно быть централизованным и осуществляется субъектами оперативно-диспетчерского управления.

Механизмы поддержания баланса производства и потребления электроэнергии в реальном времени при конкурентном устройстве рынка обычно носят название «балансирующего рынка». Балансирующий рынок – это покупка (продажа) участниками оптового рынка объемов отклонений, определяемых как разница фактических объемов производства/ потребления электроэнергии и планового почасового производства/ потребления. Основная цель введения балансирующего рынка – минимизация стоимости надежного обеспечения прогнозируемого потребления в режиме, близком к реальному времени, на основе конкурентного отбора ценовых заявок продавцов электроэнергии и потребителей с регулируемой нагрузкой (они могут изменять свое потребление в соответствии с командами субъектов оперативно-диспетчерского управления).

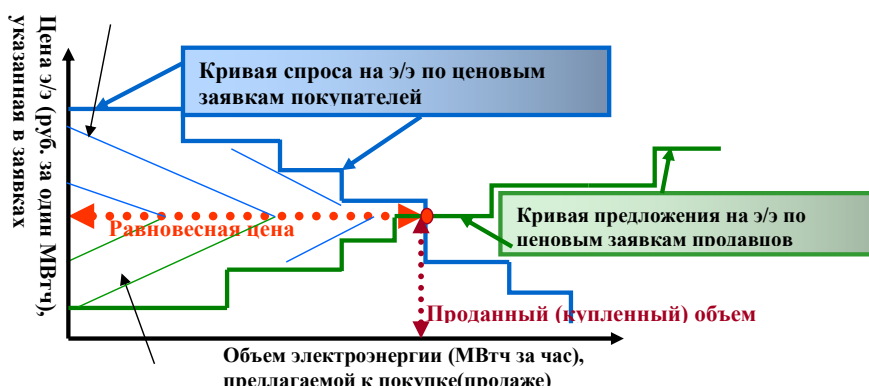
Рынок «на сутки вперед» организован в форме аукциона ценовых заявок. Цель аукциона - установление цен и объемов покупки/продажи электрической энергии так, чтобы достичь максимальной взаимной выгоды поставщиков и покупателей от торговли.

За сутки до реального времени покупатели и продавцы оптового рынка подают ценовые заявки организатору аукциона, как правило, именуемому коммерческим оператором. В этих заявках покупатели указывают желаемые объемы потребления и максимальную цену, которую готовы заплатить за эти объемы. Заявка покупателя может быть **ценопринимаящая** - тем самым покупатель выражает свою готовность заплатить за указанный им объем любую цену.

Продавцы заявляют объемы и минимальную цену, по которой согласны продать электрическую энергию. Продавец также может подать ценопринимаящую заявку, которая будет свидетельствовать о его готовности произвести заданный объем электроэнергии по любой цене, включая нулевую.

Заявки покупателей ранжируются в порядке убывания цен, что означает, что покупатель всегда согласен купить товар по цене, меньшей цены в его заявке. Объемы, указанные в ценопринимаящих заявках, проходят в первую очередь. Из всех заявок-ступенек формируется кривая спроса.

Заявки продавцов ранжируются в порядке возрастания цен, и таким образом формируется кривая предложения. Объемы, указанные в ценопринимаящих заявках проходят в первую очередь.



$$\text{Совокупный излишек} = \text{Излишек производителя} + \text{Излишек потребителя}$$

Рис. 6.2.1. Аукцион с маржинальным ценообразованием

Пересечение кривых спроса и предложения дает равновесные цены и объем на рынке (рис. 6.2.1). В равновесии не все покупатели удовлетворяют свой спрос – часть продавцов, заявки которых оказались справа от точки равновесия и не были приняты, ничего не смогут купить, так как они готовы были купить дешевле сформировавшейся равновесной цены. Часть предложения также оказывается невостребованной по заявленным продавцами ценам. Участник аукциона, у которого цена в его заявке совпала с равновесной ценой, называется **ценообразующим**.

Поясним такие понятия, как излишек у производителей и излишек у потребителей.

Излишек у потребителей – сумма, которую готовы заплатить потребители за возможность купить товар по данной цене. На рис. 6.2.1. излишек у потребителей равен площади треугольника, образуемого осью цены, кривой спроса и линией на уровне равновесной цены. Излишек у потребителей - это размер чистой выгоды, которую получают покупатели от покупки и потребления данного товара.

Излишек у производителей – сумма, которую готовы заплатить производители за возможность производить товар и продавать его по данной цене. На рис. 6.2.1. излишек у производителей равен площади треугольника, образуемого осью цены, кривой предложения и линией на уровне равновесной цены.

Совокупный излишек, равный сумме излишков у потребителей и у покупателей, представляет собой общественную выгоду в экономике. Увеличение общественного благосостояния эквивалентно максимизации размера совокупного излишка.

Доказано, что вышеописанный аукцион обеспечивает максимум величины совокупного излишка, определенной заявками покупателей и продавцов.

С точки зрения теории аукционов этот аукцион закрытый, так как ни покупатели, ни продавцы не знают о содержании ценовых заявок, поданных другими участниками, и не могут заранее предсказать цены и прошедшие на рынок объемы.

Аукцион, организованный по описанному выше принципу, иллюстрирует пример **маржинального** ценообразования: участники заявляют свои реальные предпочтения (подают ценовые заявки), исходя из своих предельных (или, по-другому, маржинальных) издержек. В условиях конкурентной среды на рынке наиболее эффективным способом организации торгов является именно двусторонний аукцион с маржинальным ценообразованием.

Задача аукциона в «рынке на сутки вперед» - определение равновесных цен и таких объемов, из которых потом можно сформировать электрический режим с учётом системных ограничений, пропускной способности сети, потерь и т.д. Поясним, почему это важно.

Если в процессе планирования не учитывать ограничения, то составленный плановый график невозможно будет реализовать; реальный режим будет так далек от планового, что весь процесс планирования потеряет смысл и приведёт к увеличению объемов и удорожанию цен балансирующего рынка.

Для реализации этой задачи на рынке на сутки вперед организуется аукцион с учетом ограничений (системных ограничений, пропускной способности сети, потери электроэнергии), называемый **распределенным**. Распределенный аукцион решает задачу нахождения равновесной точки при учете связанных ограничений, обусловленных сетевой структурой связей. В распределенном аукционе определяется своя равновесная цена в каждом узле/зоне. Заметим, что если бы в системе не было потерь и ограничений

пропускной способности, то цена за электрическую энергию была бы одинакова по всей энергетической системе. Но именно из-за наличия ограничений возникает дифференциация цен.

Распределенный аукцион с зональными ценами.

Рассмотрим на примере аукциона с учетом пропускной способности, как влияют ограничения пропускной способности сети на равновесные цены.

Пусть есть два узла электрической сети: узел 1 и узел 2. Каждому узлу соотнесены два поставщика (генератора) и два покупателя.

В аукционе участники подают следующие ценовые заявки.

<u>Поставщики</u>			<u>Покупатели</u>		
	объем	цена		объем	цена
	МВтч/ч	руб/МВтч		МВтч/ч	руб/МВтч
Узел 1	Г1: 30	100	П1: 20	500	
	Г2: 50	250	П2: 25	350	
Узел 2	Г3: 30	150	П3: 40	600	
	Г4: 20	300	П4: 15	400	

В случае, если на перетоки накладываются сетевые ограничения, то невозможность доставить электроэнергию от дешевых источников в места, где источники более дорогие, в полном объеме (который бы уравнивал цены) приводит к тому, что в точках, между которыми существуют сетевые ограничения, цены диктуются разными потребителями и производителями электроэнергии. В то же время, часть электроэнергии, произведенной в более «дешевой» точке, все-таки будет доставлена в более «дорогую» точку в объеме, определяемом пропускной способностью сети. Эта электроэнергия будет продана в более «дорогой» точке по цене в этой точке, а оплачена производителям – по цене более «дешевой» точки. Предположим, в нашем примере, что между узлами 1 и 2 существует ограничение на переток в 10 МВтч/ч (рис. 6.2.2.).

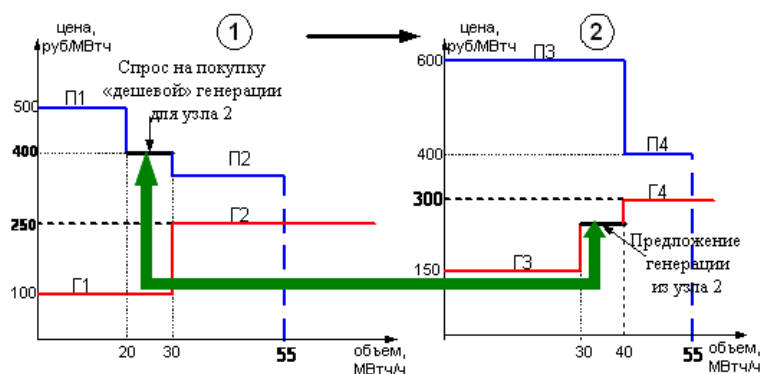


Рис. 6.2.2. Равновесие, когда между узлами 1 и 2 существует ограничение на переток 10 МВт $\cdot$ ч/ч.

Только 10 МВт $\cdot$ ч/ч «дешевой» электроэнергии из узла 1 может быть поставлено в «дорогой» узел 2.

В узле 1:

- Равновесный объем равен 55 МВтч/ч, с учетом 10 МВт $\cdot$ ч/ч спроса на покупку электрической энергии для узла 2.
- Равновесная цена сложилась на уровне 250 руб/(МВт $\cdot$ ч/ч).

В узле 2:

- Равновесный объем равен 55 Мвтч/ч.
- Равновесная цена сложилась на уровне 300 руб/ МВт $\cdot$ ч/ч).

В результате такого аукциона возникает так называемый «арбитраж» на разницу цен на переток 10 МВтч/ч, поскольку объем перетока куплен «дешево» - за 250 руб/(МВт $\cdot$ ч/ч), а продан «дорого» - за 300руб/(МВт $\cdot$ ч/ч), и величина этого арбитража равна $10 \cdot (300 - 250) = 500$ руб. Такие суммы, рассчитанные по результатам аукциона с учетом сетевых ограничений, формируют фонд разницы узловых цен.

Возможны разные варианты использования фонда разницы цен:

- Использование фонда в качестве целевого фонда инвестиций:

- Для инвестирования в увеличение пропускной способности сети, т.е. строительство новых линий.
- Для инвестирования в строительство «дешевой» генерации в «дорогом» узле.
- За счет фонда можно снизить цены покупателям в «дорогом» узле или доплатить поставщикам в «дешевом» узле.
- Средства фонда можно поделить между всеми участниками рынка, так как они все в равной мере испытывают последствия от ограничений пропускной способности.

Учет технологических потерь на рынке. Рассмотрим на следующем примере влияние потерь электроэнергии в сети на цены (что характерно для узлового ценообразования).

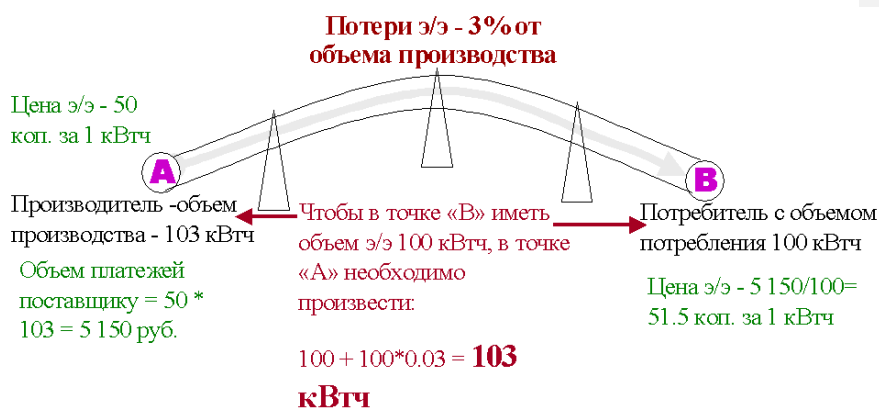


Рис. 6.2.3. Влияние потерь на равновесие в аукционе

Пусть потери электрической энергии (ЭЭ) условно составляют 3 % от объема производства электроэнергии (рис. 6.2.3). Тогда, чтобы удовлетворить спрос потребителя в точке В, равный 100 кВтч, производитель в точке А должен произвести 103 кВтч. Пусть в точке А цена на электрическую энергию равна 50 коп/(кВтч), тогда поставщику необходимо заплатить в сумме $50 * 103 = 5150$ руб. В свою очередь, чтобы заплатить всю

необходимую сумму поставщику, покупатель должен купить каждый киловатт-час по цене 51,5 коп.

Разница цен в точке поставки поставщика и в точке поставки покупателя — стоимость потерь — 1,5 коп за каждый кВт⋅ч. Таким образом, стоимость потерь включена в цены покупателей.

Узловое ценообразование

Прежде всего определимся, что понимается под узлами электрической сети. Узел электрической сети — это система шин с подключенными к ней генераторами, или нагрузкой, или линиями. У каждой линии «свои индивидуальные» потери. Цены, отражающие эти потери, считаются в узлах, к которым линия подключена. Такие цены называются узловыми, а подобное ценообразование — узловым ценообразованием.

В узловом ценообразовании используется расчетная модель, отражающая существующую сетевую структуру электрической сети с узлами, к которым прикреплен каждый участник оптового рынка (один участник может быть прикреплен к нескольким узлам).

На соответствующем программном комплексе рассчитываются как оптимальные почасовые *равновесные цены (узловые цены)*, так и объемы производства и потребления с учетом заданных ограничений и технических потерь.

Узловые цены — наиболее точный инструмент для оценки стоимости поставки электроэнергии в определенную точку сети, так как они включают в себя не только стоимость производства, но и стоимость потерь, и стоимость использования ограниченной пропускной способности. Благодаря достаточно большому количеству узлов, используемых в расчетной модели, при узловом ценообразовании формируется наиболее адекватный электрическому режиму плановый режим, что означает самую эффективную аллокацию ресурсов и минимально возможный по стоимости и объему балансирующий рынок.

Фактически получается, что программное обеспечение, реализующее такую расчетную модель, позволяет одновременно оптимизировать режим и

произвести расчет узловых цен, на основе которых производятся дальнейшие рыночные расчеты для продавцов и покупателей. На узловом ценообразовании построены рынки электроэнергии в PJM (Пенсильвания — Нью-Джерси — Мэрилэнд, США), Новой Зеландии, в России.

Двусторонние финансовые и физические договоры

Покупатели и продавцы оптового рынка могут заключить между собой двусторонние договоры. Условия такого договора могут быть любыми, включая цены, объемы, условия оплаты, обязательства по поставке. Договоры привлекательны для участников по следующим причинам:

- долго- и среднесрочная уверенность в доходах (расходах);
- хеджирование ценовых колебаний;
- удобные для сторон договора порядок расчетов и платежей.

В двустороннем договоре поставщик и покупатель договариваются о цене и объеме поставки электроэнергии из точки производителя в точку потребителя. При этом необходимо понимать условность «физики» в договоре, так как ток течет не по маршруту, заданному в договоре, а по законам физики, и в реальности потребитель получает электроэнергию от других производителей, а производитель поставляет электрическую энергию другим покупателям.

Различают два типа договоров в электроэнергетике:

- «физические» договоры;
- финансовые договоры.

«Физические» договоры фиксируют:

- цены;
- «физику» процесса: графики потребления и производства электрической энергии и требуют подтверждения от субъектов оперативно-диспетчерского управления выполнения сторонами своих обязательств по договору;

- резервирование под эти графики пропускной способности сети без платежей за использование этого ограниченного ресурса и за потери, или с искусственно рассчитанной ценой.

Такие договоры привычны и удобны, поскольку обеспечивают гарантированный доход, но имеют ряд недостатков:

- договоры предполагают согласование графика поставки с субъектами оперативно-диспетчерского управления до момента, когда известны все системные условия. Таким образом, все риски перекладываются на субъектов оперативно-диспетчерского управления;
- распределение ограниченной пропускной способности осуществляется несправедливо, по принципу «кто первый пришел»;
- неэффективны с точки зрения экономики: поставщику придется производить электроэнергию даже в ситуации, когда ему гораздо выгоднее (дешевле) во исполнение обязательств по договору купить её у другого поставщика, чем производить самому;
- в сложной и разветвленной сети невозможно определить - кто кому поставляет произведенную электроэнергию;
- двусторонний договор не дает гарантий поставки электроэнергии, так как бесперебойная поставка обеспечивается исправным состоянием сетевого хозяйства и действиями субъектов оперативно-диспетчерского управления.

Тем не менее, такие договоры есть в странах Nord Pool – Норвегия, Швеция, Дания, Финляндия, а также в рынках бывших социалистических стран – Польша, Венгрия, Чехия.

Финансовые договоры являются альтернативой физическим договорам и фиксируют:

- цены;
- исполнение обязательств по покупке и продаже, НО НЕ графики (можно купить товар у другого поставщика или продать его другому потребителю);

- порядок оплаты рыночной стоимости потерь и ограниченного ресурса.

Такие договоры хороши тем, что:

- риски по выбору своего контрагента и осуществимости графика поставки СПРАВЕДЛИВО несут сами участники;
- осуществляется справедливая оценка и плата за использование ограниченного ресурса и потери в сети;
- экономически эффективное решение — участник всегда может исполнить обязательства наиболее эффективным для него образом.

Очевидно, что эффективное «рыночное» решение будет в пользу финансовых договоров.

Рассмотрим, как «уживаются» распределенный аукцион и финансовые двусторонние договоры.

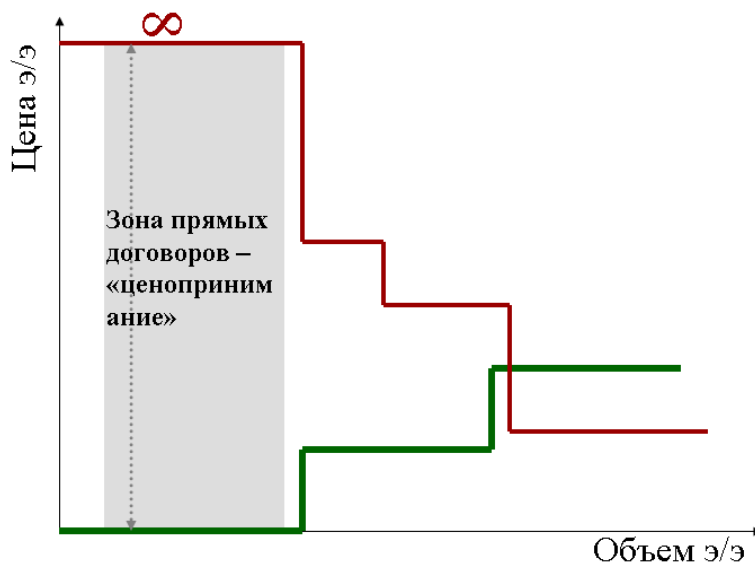


Рис. 6.2.4. Двухсторонние договоры в аукционе

Контрагенты по договору могут включить договорные объемы в результаты аукциона путем подачи ценопринимающих заявок (см. рис. 6.2.4.). При этом двусторонние договоры:

- учитываются при расчете результатов аукциона путем включения договорных объемов в общий объем для формирования единого режима;
- договорные объемы учитываются также при распределении ограниченного ресурса и участвуют в формировании цены этого ресурса.

Цена на электрическую энергию в таком аукционе дает ценовой ориентир сторонам прямого договора.

6.2.2. Балансирующий рынок

На балансирующем рынке торгуются объемы электроэнергии, составляющие отклонения от плановых объемов:

- увеличения или снижения почасового объема производства по внешней или собственной инициативе (субъект оперативно-диспетчерского управления присваивает «внешнюю» инициативу отклонению участника оптового рынка в случае необходимости изменения его режима производства для поддержания надежности энергетической системы, и присваивает «собственную» инициативу отклонению участника в случае, если указанные изменения производства вызваны действиями самого участника оптового рынка);
- увеличения или снижения почасового объема потребления по внешней и (или) собственной инициативам.

При этом считается, что:

- если объем фактического потребления участника балансирующего рынка больше/меньше его планового почасового потребления, в том числе совокупных обязательств по приему электроэнергии по всем заключенным им двусторонним договорам, это означает, что он купил/продал разницу на балансирующем рынке;
- если объем фактического производства электроэнергии участника балансирующего рынка больше (меньше) его планового почасового производства, в том числе совокупных обязательств по поставке электроэнергии по всем заключенным им двусторонним договорам, это

означает, что он продал (купил) на балансирующем рынке объем превышения (объем недостающий) для выполнения его договорных обязательств.

- Среди участников выделяются те, кто имеет возможность по команде субъекта оперативно-диспетчерского управления достаточно быстро изменить свое производство/потребление электроэнергии. Эти участники подают ценовые заявки на изменение объемов производства (потребления) для участия в конкурентном отборе.

Результаты аукциона.

В результате конкурентного отбора ценовых заявок продавцов и покупателей «балансирующей» электроэнергии (методология отбора аналогична аукциону «на сутки вперед») определяются:

- почасовые плановые объемы производства и почасовые плановые объемы увеличения/снижения производства по «внешней инициативе»;

- прогнозируемое почасовое потребление, по отношению к которому и рассчитываются объемы отклонений (или «балансируют» указанные выше объемы). Прогнозируемое почасовое потребление составляют плановое почасовое потребление и плановые объемы увеличения/снижения потребления по «собственной инициативе». Прогнозные величины отклонений по «собственной» инициативе готовятся на основе прогнозов погоды, а также с учетом других возможных изменений условий деятельности участников оптового рынка;

- равновесные цены на электроэнергию на балансирующем рынке.

Фактически результатом аукциона ценовых заявок на балансирующем рынке является равновесная цена на электроэнергию на балансирующем рынке на объемы производства электроэнергии по «внешней инициативе», балансирующие прогнозируемые изменения объемов потребления по сравнению с запланированными на рынке «на сутки вперед». Учитывая, что в электроэнергетике фактические объемы производства/потребления электроэнергии очень часто отличаются от запланированных, внутри часа

субъект оперативно-диспетчерского управления при ведении режимов может давать команды, чтобы отрегулировать ситуации, не учтенные в плановом режиме. Также внутри часа по тем или иным причинам может срабатывать противоаварийная автоматика. Тем самым фактический итоговый объем изменения производства/потребления, квалифицированного как отклонение по «внешней инициативе», включает в себя плановый объем отклонения и объемы отклонений, вызванные соответствующими командами, полученными от субъекта оперативно-диспетчерского управления внутри часа, и возникшие в результате действия систем противоаварийной автоматики.

Объем отклонения производства/потребления от соответствующих объемов, запланированных на рынке «на сутки вперед», по «собственной инициативе» рассчитывается в каждый час как разность фактического объема производства/потребления отдельного участника и отклонения производства/потребления данного участника по «внешней инициативе».

Принципы ценообразования.

Рассмотрим на примерах, как формируются цены на балансирующем рынке.

Пример 1. Пусть фактическое потребление в реальном времени выросло по сравнению с плановым (рис. 6.2.5).

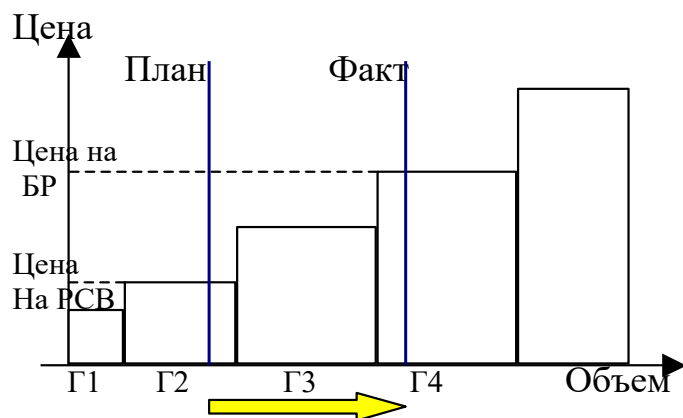


Рис. 6.2.5. Схема потребления в реальном времени, превышающего плановое

Из-за роста потребления был дозагружен второй поставщик Г2, полностью загружен поставщик Г3 и частично Г4. При этом на балансирующем рынке цена оказалась выше, чем на РСВ, так как были дозагружены более дорогие поставщики. При увеличении потребления по отношению к плану цены на БР всегда выше цен на РСВ, поэтому покупателю выгодней покупать на РСВ, для чего он должен стремиться точнее прогнозировать свое потребление. Поставщику в свою очередь не выгодно завышать свою заявку (указывать в заявке цену, большую своих переменных издержек, так как в этом случае его могут не загрузить, т.е не включить в производство).

Пример 2. Теперь рассмотрим ситуацию, когда фактическое потребление ниже планового (рис.6.2.6).

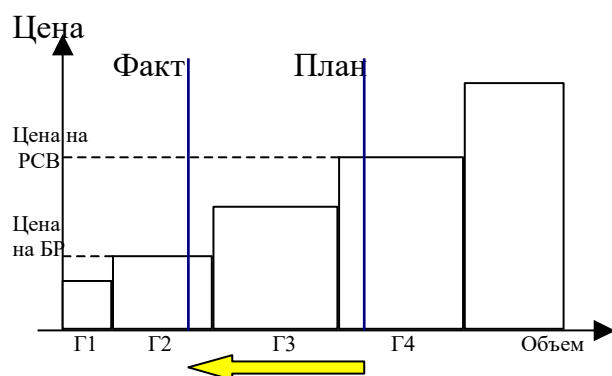


Рис. 6.2.6. Схема потребления в реальном времени, оказавшегося ниже планового

Снижение потребления привело к тому, что были разгружены «дорогие» поставщики Г3 и Г4 и частично Г2. Цена на БР по сравнению с ценой РСВ снизилась. Потребители заплатили в плане за весь объем РСВ, а за излишние объемы (план-факт) им вернут деньги не по цене РСВ, а по более низкой цене БР. Поставщики соответственно вернут часть полученных на РСВ денег за невостребованные на БР объемы по цене БР (более низкой в сравнении с ценой РСВ).

Таким образом, на балансирующем рынке реализуются следующие принципы ценообразования:

А. При отклонениях в каждый конкретный час фактического производства участника от плановых объемов, запланированных на рынке «на сутки вперед», по «внешней инициативе» вверх/вниз данный участник должен получить/вернуть не менее/не более цены, указанной в его ценовой заявке.

Б. При отклонениях по «внешней инициативе» фактического потребления участника от плановых объемов, запланированных на рынке «на сутки вперед», вверх/вниз участник должен заплатить/ получить не менее/не более цены, указанной в его ценовой заявке.

В. При отклонениях по «внешней инициативе» фактического потребления участников - поставщиков электроэнергии, подавших ценопринимающие заявки или не подавших заявки, а также поставщиков и потребителей с регулируемой нагрузкой, подавших оперативные заявки, от плановых объемов, запланированных на рынке «на сутки вперед», таким участникам указанные отклонения будут оплачены по равновесной цене на электроэнергию.

Г. Принцип ценообразования для участников, отклонения от плановых объемов производства/потребления электроэнергии которых вызваны «внешней инициативой», предполагает, что оплата таких отклонений производится на более выгодных условиях, нежели они могли бы иметь, придерживаясь плана. Такой принцип стимулирует участников оптового рынка задействовать резервы мощности (в случае генерирующих объектов) и возможности регулирования нагрузки энергопотребляющих объектов (в случае потребителей с регулируемой нагрузкой).

Д. При отклонениях по «собственной инициативе» фактического производства участника от плановых объемов на рынке «на сутки вперед» вверх/вниз участник должен получить минимум/максимум из цены, сложившейся на рынке «на сутки вперед» и равновесной цены балансирующего рынка.

Е. При отклонениях по «собственной инициативе» фактического потребления участника от плановых объемов на рынке «на сутки вперед» вверх/вниз участник должен получить максимум/минимум из цены, сложившейся на рынке «на сутки вперед» и равновесной цены балансирующего рынка.

Принцип ценообразования для участников, отклонения от плановых объемов электроэнергии которых вызваны «собственной инициативой», предполагает, что оплата таких отклонений производится на менее выгодных условиях, нежели они могли бы иметь, придерживаясь плана. Такое

ценообразование стимулирует участников минимизировать отклонения, вызванные «собственной» инициативой. Указанная мотивация особенно важна по следующим причинам. Необходимость минимизации отклонений по «собственной» инициативе в случае поставщиков электроэнергии диктуется прежде всего небольшим имеющимся регулировочным диапазоном генерирующих мощностей, что связано с их устаревшими конструктивными характеристиками и серьезной степенью изношенности. В таких условиях существенные отклонения по «собственной» инициативе способны привести к еще большему износу оборудования.

Что касается отклонений покупателей по «собственной» инициативе, то такие существенные отклонения приводят к снижению эффективности использования генерирующего оборудования, нагрузку которого приходится оперативно изменять для балансирования отклонений покупателей. Кроме того, недостаточно точное планирование потребления снижает точность прогнозов субъекта оперативно-диспетчерского управления, что серьезно усложняет управление единой энергосистемой.

6.2.3. Рынок мощности

Плата за мощность используется в энергорынках, чтобы обеспечить:

- *снижение рисков для инвесторов, связанных с вхождением в рынок новых генерирующих мощностей.* Плата за мощность обеспечивает владельцам генерирующих мощностей большую предсказуемость выручки и, тем самым, снижает риск инвестирования в них. Это делает сферу производства электроэнергии более привлекательной при реализации проектов по модернизации существующих и созданию новых электростанций. Через плату за мощность можно стимулировать сбалансированное развитие различных типов генерирующих мощностей и/или стимулировать инвестиции в генерацию с меньшими операционными издержками;
- *надежность энергоснабжения.* Введение платы за мощность повышает инвестиционную привлекательность электроэнергетики и

способность энергосистемы удовлетворять спрос потребителей в долгосрочной перспективе, включая потребность системы в резервах. Последние нужны, чтобы с учетом системных ограничений по перетокам мощности обеспечить надежность энергоснабжения при возможных авариях на генерирующих объектах, ошибках в прогнозировании спроса и иных непредвиденных обстоятельствах;

- *минимизацию затрат рыночного сообщества на достижение системной надежности.* Там, где ставки платы за мощность определяются с использованием рыночных механизмов (торгов или аукционов), минимизируются суммарные затраты потребителей на обеспечение заданного уровня системной надежности;

- *поддержание требуемого уровня готовности генерирующих объектов к несению нагрузки.* При рациональном устройстве рынка мощности генераторы получают плату за мощность только тогда, когда они физически готовы к несению нагрузки;

- *снижение изменчивости рыночных цен на электроэнергию и устранение ценовых всплесков.* Использование платы за мощность повышает определенность доходов производителей электроэнергии, снижая тем самым мотивы для подачи высоких ценовых заявок на продажу электроэнергии и предотвращая возникновение ценовых всплесков.

Механизмы определения платы за мощность

Рынок мощности устроен таким образом, что каждый оптовый покупатель электрической энергии обязан купить мощность в объеме заявляемого им или определяемого по факту его пикового потребления, увеличенного на объем резервов мощности, необходимый для обеспечения надежного функционирования энергосистемы.

Сама процедура торговли мощностью может осуществляться децентрализованно посредством заключения двухсторонних договоров между продавцами и покупателями по договорным ценам или централизованно при участии организации коммерческой инфраструктуры рынка. Эта организация

собирает с производителей электрической энергии ценовые заявки на продажу мощности, осуществляет их конкурентный отбор и выявляет цены, по которым эта мощность будет продаваться поставщиками и покупаться покупателями по результатам такого отбора. Это может быть, в зависимости от модели рынка мощности, как единая для всех поставщиков и покупателей цена на мощность, так и различные цены, например для каждого отобранного на конкурентном отборе поставщика – цена, указанная им в заявке на этот отбор. В процессе также участвуют субъекты оперативно-диспетчерского управления, определяющие объем необходимых энергосистеме резервов.

Предполагается, что оптовый покупатель электроэнергии самостоятельно решит, каким образом обеспечить обязательства по покупке мощности — посредством заключения прямых двухсторонних контрактов с генерирующими компаниями, за счет собственных генерирующих мощностей или путем закупки необходимого объема мощности на рынке мощности по конкурентной цене.

Цена на мощность на централизованных рынках мощности определяется с использованием различных механизмов. Это может быть аукцион с маржинальным ценообразованием. При этом предполагается, что поставщики, формируя в условиях конкуренции ценовые заявки на такой аукцион, будут снижать цену мощности с учетом предполагаемой прибыли от продажи электроэнергии по рыночным ценам. Однако, в условиях меняющихся цен на топливо существует риск ошибки прогноза такой прибыли. Понимая этот риск, поставщики будут заинтересованы в том, чтобы формировать цены на мощность без учета маржи от продажи электроэнергии. В этом случае стоимость электроэнергии и мощности для покупателей на рынке начнет стремиться к стоимости наиболее дорогой мощности поставщиков и наиболее дорогой электроэнергии поставщиков, т.е. будет неоправданно высокой.

Чтобы исключить завышение стоимости электрической энергии и мощности для покупателей и снизить необоснованные сверхприбыли поставщиков в рынке мощности может быть использована следующая модель.

Поставщики, отобранные на конкурентном отборе, могут получить гарантию возмещения своих затрат на производство электроэнергии и мощности, если только они не смогли продать свою мощность по двусторонним договорам с покупателями. Поставщики, решившие воспользоваться такой гарантией, получают оплату мощности по заявленной ими на конкурентный отбор цене, и при этом продают электроэнергию по цене, отвечающей их топливным затратам. При этом наиболее эффективные поставщики постараются заключить двусторонние отношения с покупателями, позволяющие им продавать электроэнергию по свободным рыночным ценам и получать прибыль от продажи электроэнергии и мощности. Покупатели также могут сделать выбор, каким образом им выгоднее выполнять свои обязательства по покупке мощности на оптовом рынке – покупая мощность по двусторонним договорам с поставщиками или покупая мощность по ценам конкурентного отбора – средневзвешенным ценам мощности поставщиков, решивших воспользоваться гарантией.

В энергосистемах могут существовать несколько рынков мощности, например, долгосрочный рынок мощности (на срок от года и более) и краткосрочный рынок мощности (час, день, неделя, месяц, полгода). Долгосрочный рынок мощности обеспечивает надежность энергоснабжения в системе в долгосрочной перспективе и дает ценовые сигналы, влияющие на решение об инвестировании в объекты генерации. На краткосрочном рынке мощности торгуются отклонения от объема мощности, первоначально закупленной (проданной) на долгосрочном рынке мощности.

6.2.4. Рынок системных услуг

Понятие о системных услугах было введено в употребление в 1989 г., когда проектировался первый в мире полностью конкурентный рынок электроэнергии в Англии и Уэльсе. Оно возникло вследствие следующих двух соображений: рынок должен быть устроен так, чтобы генерирующая компания следовала его правилам не только по командам диспетчера, а еще и потому, что это выгодно; обеспечить выгоду генератору можно, если компенсируются

его расходы на поддержание резервов, регулирование частоты и регулирование напряжения, так как эти действия требуют либо дополнительных затрат, либо влекут за собой потерю некоторой доли потенциальной прибыли от продажи электроэнергии. На основании этих двух соображений и было принято решение выделить поддержание резервов, регулирование частоты, напряжения и некоторые другие услуги в отдельный класс, получивший тогда название «вспомогательных услуг» (*ancillary services*). Ввиду важности этих услуг для поддержания надежности системы, в такие услуги получили также название «системные услуги».

Системные услуги — один из существенных элементов работы энергосистемы, обеспечивающий ее исправное функционирование и способствующий выполнению четырех важнейших задач по обеспечению надежности:

- поддержание постоянного баланса производства и потребления электроэнергии;
- поддержание надежности передающей сети;
- готовность к устойчивой работе при аварийных нарушениях режима;
- контроль над работой энергосистемы, который включает в себя управление перечисленными выше мероприятиями и их интеграцию.

Каждой энергосистеме присущ свой особый набор системных услуг, который складывается в силу технологических особенностей системы, законодательных требований к надежности и качеству электроэнергии и других исторических факторов, многие из которых трудно объяснить иными соображениями, кроме сложившихся за десятилетия традиций.

Как правило, действия, направленные на мобилизацию ресурсов по регулированию частоты электрического тока, функционированию системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, системной и противоаварийной автоматики в энергосистемах осуществляют субъекты оперативно-диспетчерского управления. Для этого им необходимо обеспечить

наличие и возможность использования достаточных резервов мощности разного рода (включая потребителей с регулируемой нагрузкой, снижение которой эквивалентно дополнительному резерву мощности), систем автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), различную иную системную и противоаварийную автоматику. Субъекты оперативно-диспетчерского управления должны иметь возможность регулировать напряжение и перетоки реактивной мощности с помощью статических или динамических компенсирующих устройств, обычно находящихся во владении сетевых компаний (иногда конечных потребителей), и управления системами возбуждения генераторов. Предоставление указанного выше арсенала средств обеспечения надежности в распоряжение субъекта оперативно-диспетчерского управления и означает собой системные услуги.

Эксперты, специализирующиеся на исследовании энергетических рынков, насчитывают до двух десятков разного рода системных услуг, используемых в разных странах для обеспечения надежного и бесперебойного функционирования энергосистемы. При этом можно выделить три основные их категории:

- услуги по регулированию частоты и перетоков активной электрической мощности;
- услуги по регулированию напряжения в сети и перетоков реактивной электрической мощности;
- иные услуги, такие как запуск «с нуля», участие в работе специальной противоаварийной автоматики и т.п.

Каждая из этих категорий может включать в себя набор услуг, которые отличаются конкретными техническими параметрами, но используются для той же цели, включая регулирование частоты, напряжения и т.д.

К поставщикам системных услуг, в зависимости от вида услуги, относятся производители электроэнергии, сетевые организации и отдельные потребители электрической энергии.

Затраты, связанные с оказанием системных услуг, значительно различаются и зависят от типа услуги. К возможным, требующим компенсации издержкам, связанным с оказанием таких услуг, относятся:

- капитальные затраты, связанные с установкой соответствующего оборудования и(или) его техническим перевооружением;
- эксплуатационные расходы на обслуживание оборудования, обеспечивающего производителю возможность предоставлять соответствующую услугу;
- затраты, связанные с изменением режимов использования оборудования производителя электроэнергии вследствие того, что он предоставляет системную услугу;
- упущенная выгода, возникающая из-за необходимости поддержания на данном генераторе некоторого резерва мощности;

Все перечисленные выше издержки вызваны или связаны с оказанием системных услуг и требуют компенсации. В зависимости от модели рынка могут применяться разные методы ценообразования на системные услуги, но, очевидно, некий регулируемый тариф, в котором учтены все затраты, сконструировать не удастся.

Возможен подход, в котором постоянные затраты, которые могут быть оценены регулирующим органом заранее, оплачиваются через регулируемый тариф, а переменные, например упущенная выгода, оплачиваются через рыночный механизм. Тогда плата за системные услуги может состоять:

- из платы за готовность предоставлять услугу, которая учитывает затраты поставщика услуги, необходимые для установки оборудования и его поддержания в состоянии постоянной готовности к оказанию услуги;
- платы за факт предоставления услуги, которая учитывает затраты поставщика услуги, связанные с ее фактическим оказанием.

Как правило, плата за готовность постоянна и не зависит от того, оказывает поставщик услугу или нет, тогда как плата за факт предоставления услуги производится только по факту ее оказания.

При этом оптимальный подход к ценообразованию на системные услуги — это закупка системных услуг на основе конкуренции между альтернативными поставщиками в случае, если такие поставщики имеются.

6.2.5. Финансовые права на передачу

Двухсторонние договоры на рынке электроэнергии между продавцами и покупателями электроэнергии ограждают стороны этих договоров от ценовых рисков, возникающих в результате действия рынка «на сутки вперед». Однако риски, связанные с разницей узловых цен между точкой, в которой продавец электроэнергии осуществляет ее поставку в электрическую сеть и точкой, в которой покупатель электроэнергии осуществляет ее изъятие из электрической сети, остаются непокрытыми. Так как двухсторонние договоры заключаются на добровольной основе, то возможна ситуация, когда перетоки мощности, обусловленные выполнением всего набора таких договоров, вызовут недопустимые режимы работы системы. Избежать этого можно, препятствуя заключению двухсторонних договоров административным путем, но это неэффективный подход. Рыночное решение проблем хеджирования рисков, вызванных разницей узловых цен и необходимостью эффективного распределения пропускной способности сети, достигается при использовании «финансовых прав на передачу» (ФПП).

Финансовые права на передачу (ФПП) — финансовый инструмент, дающий его владельцу право получать компенсацию (или обязывает его платить) за ту компоненту разницы узловых цен, которая из соображений надежности вызвана необходимостью отклониться от экономического диспетчирования поставщиков, т.е. планировать не экономически эффективные режимы их загрузки, а режимы, которые не влекут за собой нарушений системных ограничений.

ФПП определяются в мегаваттах и имеют направление — от точки поставки электроэнергии в электрическую сеть к точке ее потребления из электрической сети. Они не дают их владельцам права на физическую поставку электроэнергии, но по ним владелец получает компенсацию (или

платит) вне зависимости от того, заключил он сделку купли-продажи электроэнергии или нет. То есть они представляют собой исключительно финансовое обязательство.

Владелец ФПП получит компенсацию, пропорциональную его праву и разнице узловых цен в том случае, когда в результате аукциона рынка «на сутки вперед» возникнет положительная (без учета стоимости маржинальных потерь при передаче электроэнергии) разница узловых цен в направлении ФПП. Он должен будет заплатить сумму, пропорциональную его праву и разнице узловых цен в том случае, когда в результате аукциона рынка на сутки вперед в направлении ФПП возникнет отрицательная разница узловых цен. ФПП не покрывают стоимости технологических потерь электроэнергии при передаче.

Лицо, продающее ФПП, должно продавать только их ограниченное количество — не более того, сколько мощности энергосистема может пропустить без нарушения системных ограничений при нормальных условиях ее функционирования. Чтобы определить указанные границы, проводятся «тесты на допустимость». При проведении теста на допустимость моделируются перетоки мощности, которые должны возникнуть, если осуществляются все сделки, по которым поступили заявки на покупку ФПП и проверяется, как это соотносится с пропускной способностью электрической сети в направлениях, по которым заключены ФПП.

Финансовые права на передачу можно приобрести следующим образом:

- при первичном распределении;
- на аукционе ФПП;
- на вторичном рынке ФПП;
- путем инвестиций в сетевую инфраструктуру.

Цель первичного распределения ФПП — сохранение положения существующих пользователей электрической сети в отношении расходов, связанных с оплатой разницы узловых цен. Результаты первичного

распределения ФПП должны быть справедливыми и удовлетворять тесту «на допустимость».

Аукционы ФПП могут проходить с участием заявок как продавцов, так и покупателей по тому же принципу, что и аукцион рынка «на сутки вперед». ФПП могут также предоставляться лицам, вкладывающим средства в сетевую инфраструктуру оптового рынка.

6.2.6. Производные финансовые инструменты

Еще один инструмент хеджирования рисков, вызванных колебаниями и непредсказуемостью цен на рынке «на сутки вперед» — производные финансовые инструменты. Необходимо учитывать: модели, применяемые для оценки стоимости финансовых производных в других рынках, на рынке электроэнергии работают достаточно плохо.

На мире широко применяются следующие стандартные производные инструменты: форвардные контракты, фьючерсы, свопы, опционы, спарк-спреад.

Форвардный контракт — основной инструмент торговли, типичный двухсторонний договор, практически неотличимый от уже описанного двухстороннего договора, заключаемого на оптовом рынке. Контракт оговаривает поставку определенного объема электроэнергии, в соответствии с неким графиком поставки и по фиксированным ценам в какой-либо период времени в будущем. Оплата поставленной электроэнергии осуществляется после ее поставки. Стороны форвардного контракта знают, кто их контрагент.

Фьючерсный контракт отличается от форвардного тем, что является высоко стандартизированным продуктом. Фьючерсы торгуются только на биржах. Стороны фьючерсного контракта не знают, кто их контрагент по сделке. Если покупатель фьючерса намерен его продать до момента начала исполнения обязательств по поставке электроэнергии, биржа обязана его купить. Фьючерсный контракт устанавливает фиксированную цену за определенный объем электроэнергии, поставляемый в будущем (часто в пиковые часы на протяжении месяца).

Типичный фьючерсный контракт может выглядеть следующим образом: «Поставка 422 МВт·ч в определенной точке электрической сети порциями в 1 МВт·ч в каждый из 16 пиковых часов каждого дня определенного месяца в будущем». Чтобы дать возможность покупателю хеджировать риски от непредсказуемых колебаний рыночных цен, трейдеры обычно комбинируют набор таких контрактов в полосу (strip), т.е. таким образом, чтобы покрыть график нагрузки покупателя. В момент покупки фьючерса покупатель платит только некую долю от его полной цены (обычно 10 %). В дальнейшем оплата производится покупателем в период между датой покупки и моментом, когда начинается поставка. В этот период покупатель должен оплатить разницу между рыночной ценой электроэнергии в данный момент и ценой фьючерса, если рыночная цена электроэнергии выше цены фьючерса, или получить кредит, если рыночная цена ниже цены фьючерса (это носит название «*mark to market*»). С момента начала поставки цена электроэнергии равна цене фьючерса и покупатель должен оплатить оставшиеся 90 % этой цены.

Свопы, или контракты на разницу (*Contract for Differences*) — контракты, по которым покупатель согласился оплатить разницу между ценой, зафиксированной в договоре, и узловой ценой в определенной точке электрической сети за оговоренное количество электроэнергии. Точкой электрической сети, в отношении узловой цены которой рассчитывается разница, может быть точка поставки электроэнергии в электрическую сеть поставщиком или точка потребления электроэнергии из электрической сети потребителем. Своп дает его владельцу возможность в определенной точке электрической сети купить договорный объем электроэнергии фактически по заранее фиксированной договорной цене.

Опционы дают возможность зафиксировать цену на нефиксированный объем электроэнергии. Многие покупатели предпочитают иметь возможность изменить договорный объем потребления. Иными словами, они хотят платить фиксированную заранее цену за любой объем потребляемой электроэнергии. Поставщик электроэнергии, заключивший фьючерсный контракт,

покрывающий фиксированный объем электроэнергии, несет риски, обслуживая таких покупателей. Хеджируя себя от таких рисков, поставщик может купить опционный контракт, дающий право купить дополнительный объем электроэнергии по фиксированной цене, но при этом не обязывает к такой покупке. Фьючерсный контракт в сочетании с опционом значительно уменьшит риск такого поставщика.

Спарк спред (в дословном переводе «ширина искры») — контракт, хеджирующий разницу между ценой топлива и рыночной ценой электроэнергии. Он предназначен для снижения риска генерирующих объектов, которые работают на топливе, (например, природный газ) покупаемом по цене спотового рынка и продают электроэнергию на рынке «на сутки вперед».

6.2.7. Розничный рынок электрической энергии

Рынки, на которых торгуется электроэнергия, разнятся по ряду характеристик. Их также принято подразделять на оптовые и розничные. Для облегчения понимания целесообразно представлять себе оптовый рынок электроэнергии как тем или иным образом организованную систему по сути прямых взаимоотношений между производителями электроэнергии и ее покупателями. Под прямыми взаимоотношениями подразумеваются такие, при которых нет необходимости в посредниках. Деятельность различного рода торговых площадок или инфраструктурных организаций, невзирая на юридические тонкости, не является посреднической. Они лишь способствуют заключению сделок между производителями электроэнергии и ее покупателями. Здесь особенно важно осознать, что большинство покупателей электроэнергии, участвующих в оптовых рынках, не являются ее конечными потребителями. Они покупают электроэнергию для ее перепродажи конечным потребителям, а система взаимоотношений между ними и большим числом конечных потребителей и есть розничный рынок. Мы называем таких посредников сбытовыми компаниями.

При отсутствии у потребителя электрической энергии возможности сменить сбытовую компанию розничный рынок является монопольным. Самым ярким проявлением этого являются вертикально-интегрированные компании, совмещающие деятельность по передаче электрической энергии и по ее продаже. Как правило, в процессе либерализации электроэнергетики за счет того, что право работать на розничном рынке получают многие сбытовые компании, у конечных потребителей появляется возможность выбрать альтернативного поставщика электроэнергии. Сбытовые компании начинают конкурировать между собой за право продавать электроэнергию конечным потребителям, что делает розничный рынок конкурентным. Однако, исходя из мировой практики, право выбора поставщика вначале обычно получают не все конечные потребители, а только достаточно крупные. Это связано с разными факторами, среди которых, наряду с защитой интересов существующих энергоснабжающих организаций и в некоторых случаях мелких потребителей, включая население и приравненных к нему потребителей, есть и чисто инфраструктурные соображения. Среди них состояние систем коммерческого учета; наличие информационных систем, позволяющих справиться с постоянными сменами потребителями своих поставщиков и т.п.

Особого внимания заслуживает вопрос о компетенции вновь возникающих сбытовых компаний. От них требуется: наладить системы сбора и обработки данных коммерческого учета; в некоторых случаях организовать систему сдачи счетчиков в аренду; иметь автоматизированные системы для расчета и выставления счетов, службу сбора средств, эффективные службы взаимодействия с потребителями; установить договорные отношения с сетевыми организациями. Но этого недостаточно. Чтобы быть конкурентоспособной, сбытовая компания должна обладать инструментарием массового маркетинга и быть эффективным участником оптового рынка, а это означает владение инструментами хеджирования и грамотное управление с их помощью рисками. Достаточно хорошо известны случаи банкротства сбытовых компаний, не справившихся с задачей управления рисками как из-за

неудачных операций на оптовом рынке, так и в силу невозможности преодолеть проблему неплатежей.

Система взаимоотношений между конечным потребителем и сбытовой компанией основана на добровольности, иначе конкуренцию между сбытовыми компаниями обеспечить невозможно. Сбытовая компания, в свою очередь, вольна вступать в договорные отношения с потребителем или отказываться от них. Иными словами, потребитель электроэнергии может оказываться в ситуации, когда ни один из поставщиков по тем или иным соображениям не согласен поставлять ему электроэнергию. Помимо этого существует угроза банкротства сбытовой компании, с которой у конечного потребителя есть договор.

Для исключения подобных рисков и создается институт «гарантирующих поставщиков», которые обязаны вступать в договорные отношения с любым обратившимся к ним потребителем, включая тех, кто не нашел альтернативы или оказался без договора на поставку электроэнергии по причине банкротства снабжавшей его сбытовой компании. В ряде случаев, этим статусом наделяются сетевые компании или энергоснабжающие компании, продолжающие совмещать виды деятельности по передаче электрической энергии и по ее продаже.

Описанное устройство розничных рынков основано на запрете совмещения деятельности, связанной с оказанием услуг по передаче электрической энергии, с деятельностью по сбыту электроэнергии, наличии конкурирующих сбытовых компаний и гарантирующих поставщиков.

Розничный рынок электрической энергии — это система отношений складывающихся между различными юридическими и физическими лицами в связи с производством, распределением и потреблением электрической энергии вне оптового рынка; отношений, связанных с перепродажей объемов электроэнергии, купленных на оптовом рынке, конечным средним и мелкими потребителями. Продавец электроэнергии на таком рынке, как правило, имеет

значительное количество покупателей относительно небольших объемов электроэнергии.

- Основа взаимоотношений на розничном рынке электроэнергии — двухсторонние договоры между покупателем (продавцом) и отсутствие, как правило, централизованных торговых площадок.
- Технологическая основа — распределительные сети, система оперативно-диспетчерского управления, приборы коммерческого учета электроэнергии и их обслуживание.

Выбор модели розничного рынка

Розничный рынок может функционировать в рамках одной из двух моделей:

- монопольной, регулируемой государством, при которой на определенной территории осуществляет деятельность только один продавец электроэнергии конечным потребителям;
- конкурентной, при которой на определенной территории работает несколько конкурирующих между собой продавцов и/или поставщиков электроэнергии конечным потребителям.

Необходимо отметить, что на выбор модели розничного рынка определяющее влияние оказывает модель функционирования оптового рынка. Так, либерализация оптового рынка обязательно должна сопровождаться либерализацией розничного рынка. В то время как при сохранении монопольного оптового рынка конкуренция на розничном рынке будет весьма неполноценна.

Модель монопольного розничного рынка основана на совмещении в рамках одной вертикально-интегрированной компании деятельности по передаче электрической энергии и ее продаже, возможно также производство в рамках одной компании. На этом же основан и публичный характер отношений в монопольных рынках электрической энергии – потребитель всегда вправе потребовать

заключения договора энергоснабжения от той организации, к чьим электрическим сетям присоединено его энергопринимающее оборудование. Такая организация, совмещающая виды деятельности по покупке, продаже и передаче электроэнергии, называется энергоснабжающей организацией.

Цены на электроэнергию, продаваемую конечным потребителям, устанавливаются органами государственного регулирования (региональными энергетическими комиссиями) в виде фиксированных тарифов.

Такая модель имеет серьезные недостатки, присущие любому монопольному рынку:

- у энергоснабжающей организации нет стимулов к повышению эффективности и качества оказываемых ею услуг и соответственно к снижению цен на свои услуги;
- деятельность энергоснабжающей организации абсолютно не прозрачна — сама экономическая модель функционирования стимулирует завышение издержек;
- из-за совмещения видов деятельности и непрозрачности расходной базы тарифы устанавливаются, как правило, с учетом перекрестного субсидирования;
- высокое сопротивление внедрению конкурентных отношений.

Новые субъекты на монопольном розничном рынке могут появляться только за счет части потребителей, которые напрямую либо при посредничестве энергосбытовых компаний станут его участниками.

В условиях либерализации оптового рынка основными предпосылками возникновения конкурентного розничного рынка являются:

- Необходимость – не все покупатели могут выйти на оптовый рынок;
- Экономическая/коммерческая целесообразность: снижение ценового риска для конечных покупателей путем диверсификации риска (диверсифицированный портфель заказов) и более профессиональной «игры»

на оптовом рынке посредников-сбытовиков, включая заключение финансовых договоров (фьючерсов, форвардов и др.).

Модель *конкурентного розничного рынка* предполагает, что на определенной территории будут работать как минимум несколько энергосбытовых компаний, предоставляющих конечному потребителю выбор, у какой из них покупать электроэнергию и, таким образом, конкурирующих между собой.

Внедрение конкурентной модели розничного рынка требует выполнения следующих условий:

- равный доступ конкурирующих энергосбытовых компаний к покупке электроэнергии на оптовом рынке;
- равный доступ конкурирующих энергосбытовых компаний к технологической инфраструктуре рынка — услугам сетевых компаний и оперативно-диспетчерского управления. Это условие вызывает необходимость разделения конкурентной сбытовой и дистрибьюторской (связанной с распределительными сетями) деятельности;
- отсутствие регулирования цен на электроэнергию, продаваемую потребителям конкурентными энергосбытовыми компаниями;
- оснащение потребителей, которых обслуживают конкурентные сбытовые компании, сертифицированными приборами коммерческого учета потребляемой ими электроэнергии;
- наличие эффективной системы государственного регулирования монопольных, включая локальные монополии, и естественно-монопольных видов деятельности на оптовом и розничном рынке, включая предоставление сетевых услуг и диспетчерское управление.

Требования (ограничения) к модели конкурентного розничного рынка, предъявляемые моделью оптового рынка электроэнергии представлены ниже.

организационные

- обеспечение гарантий поставки — должен быть хотя бы один поставщик на розничном рынке, характер деятельности которого публичный;
- обеспечение для субъектов оптового рынка и активных потребителей равного и недискриминационного доступа к услугам естественных монополий, являющихся субъектами розничного рынка, в том числе системы равной оплаты их услуг;
- ограничения по минимальным объемам электроэнергии на участие в оптовом рынке для покупателей электроэнергии;

финансовые

- наличие субъектов розничного рынка, ответственных за потери электроэнергии на территории, охватываемой данным розничным рынком;
- предоставление энергосбытовыми компаниями финансовых гарантий оплаты приобретаемой на оптовом рынке электроэнергии либо наличие рабочего механизма по лишению их статуса участника оптового рынка в случае невыполнения финансовых обязательств;
- обеспечение трансляции ценовых сигналов оптового рынка на конечных потребителей, чтобы проявилась зависимость реального спроса на электроэнергию от ее цены;

технологические

- обеспечение качества электроэнергии и непрерывности поставки;
- обеспечение системы коммерческого учета объемов, покупаемых на оптовом рынке, требованиям оптового рынка в части почасового учета;
- координация действий сетевых компаний и субъектов оперативно-диспетчерского управления, включающая исполнение команд субъектов оперативно-диспетчерского управления по снижению нагрузки для предотвращения аварий, вывод в ремонт сетевого оборудования.

6.3. Особенности оптового рынка в российской электроэнергетике

6.3.1. Субъекты российского оптового рынка

На оптовом рынке действуют те субъекты электроэнергетики, которые осуществляют куплю-продажу электроэнергии, как правило, в значительных объемах, и службы, обеспечивающие работу инфраструктуры оптового рынка (инфраструктурные организации), вместе называемые **субъектами оптового рынка**.

Каждый из субъектов оптового рынка играет свою роль в процессе его функционирования.

Продавцы оптового рынка:

- генерирующие компании, в состав которых входят генерирующие объекты отрасли, удовлетворяющие количественным и техническим требованиям оптового рынка;
- импортеры электроэнергии (операторы экспортно-импортной деятельности) - организации, осуществляющие деятельность по поставке на отечественный оптовый рынок электроэнергии, купленной ими у зарубежных энергосистем.

Покупатели оптового рынка:

- потребители, покупающие электроэнергию для удовлетворения собственных производственных нужд;
- сбытовые компании (включая гарантирующих поставщиков), приобретающие электроэнергию с целью дальнейшей перепродажи конечным потребителям и действующие от своего имени;
- экспортеры (операторы экспорта) электроэнергии - организации, осуществляющие деятельность по покупке электрической энергии с отечественного оптового рынка в целях экспорта в зарубежные энергосистемы.

Инфраструктурные организации на оптовом рынке выполняют следующие функции:

- системный оператор обеспечивает качество поставляемой электроэнергии и надежность работы системы, осуществляет планирование и управление режимами;

- коммерческий оператор предоставляет услуги по организации торговли на оптовом рынке и по осуществлению централизованного клиринга;

- сетевые организации предоставляют услуги по присоединению к сети и ее использованию для передачи электроэнергии от производителей к потребителям.

- Совет рынка – организация, созданная на принципах саморегулирования специально для поддержания баланса интересов участников и всех инфраструктурных организаций (более подробно – см. в главе 4).

6.3.2. Основные принципы функционирования переходного оптового рынка электроэнергии (мощности)

В настоящее время в российской электроэнергетике взят курс на формирование конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности.

При этом на дату создания настоящей Главы рынка системных услуг, финансовых прав на передачу и производных финансовых инструментов пока в России отсутствуют.

Оптовый рынок функционирует на всей территории ЕЭС России, при этом она разделена на ценовые и неценовые зоны оптового рынка. Ценовые зоны – территории РФ, где возможна конкуренция между производителями электроэнергии, куда входит вся европейская часть РФ, включая Урал, а также Сибирь. Исключение составляют Архангельская область, Республика Коми, Калининград, входящие в неценовые зоны оптового рынка. Самая большая территория неценовой зоны оптового рынка – Дальний Восток.

Кроме того, на территориях, являющихся изолированными от ЕЭС России (включая Камчатскую обл., Магаданскую обл., западный и центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия),

Сахалинскую обл., Чукотский АО, Таймырский (Долгано-Ненецкого) АО), где оптовый рынок отсутствует вовсе. Вся торговля электроэнергией происходит в рамках регулируемого государством розничного рынка.

В неценовых зонах оптового рынка отсутствует возможность для конкуренции между производителями электроэнергии. Соответственно, торговля электроэнергией и мощностью осуществляется на основе цен и объемов, ежегодно регулируемых ФСТ РФ.

На территории ценовых зон действует так называемая переходная модель оптового рынка, обозначающая переход от регулируемого государством в части цен и объемов к полностью конкурентному рынку. Указанная модель представляет собой:

Переходный оптовый рынок электроэнергии, состоящий из:

- Рынка двусторонних договоров (регулируемых и свободных)
- Конкурентного рынка на сутки вперед
- Конкурентного балансирующего рынка, И

Переходный оптовый рынок мощности, состоящий из:

- Рынка двусторонних договоров (регулируемых и свободных)
- Конкурентного отбора мощности

Правила, по которым функционирует оптовый рынок с 1 сентября 2006 года, в корне изменили всю систему взаимоотношений покупателей и поставщиков электрической энергии и мощности.

С указанной даты начала действовать система **регулируемых договоров** между продавцами и покупателями электроэнергии. Договоры называются регулируемыми, поскольку цены на электроэнергию и мощность в рамках этих договоров устанавливаются Федеральной службой по тарифам (ФСТ). Такие договоры действуют в течение периода регулирования. Начиная

с 2007 г., продавцам и покупателям оптового рынка было предоставлено право заключать долгосрочные регулируемые договоры (от 1 года).

Регулируемые договоры в 2006 -2007 гг. заключались на полные объемы производства и потребления электроэнергии в соответствии с прогнозным балансом ФСТ России на соответствующий год. Начиная с 2007 г. объемы электрической энергии (мощности), продаваемые на оптовом рынке по регулируемым ценам, начали планомерно уменьшаться. Темпы такого снижения были установлены Правительством Российской Федерации 07.04.2007г и приведены ниже.

Конструкция регулируемых договоров позволяет без изменения ее конфигурации, постепенно снижая объемы электроэнергии (мощности) по регулируемым договорам, расширять сферу действия свободных (нерегулируемых) цен. Таким образом, к моменту окончания переходного периода реформирования электроэнергетики произойдет переход к полностью конкурентному оптовому рынку, что предусмотрено законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

Объемы электроэнергии и мощности в регулируемых договорах определяются на основе прогнозного баланса ФСТ России 2007 года (для электроэнергии и мощности поставщиков) и 2008 года (для мощности покупателей). Формулы индексации тарифов поставщиков (установленные приказом ФСТ России № 348-э/12 от 5 декабря 2006 года) учитывают прогнозный индекс инфляции на соответствующий год, изменения цен на топливо, изменение ставок водного налога для ГЭС, технологические особенности процесса производства электроэнергии, а также обязательные платежи (например, оплата услуг инфраструктурных организаций).

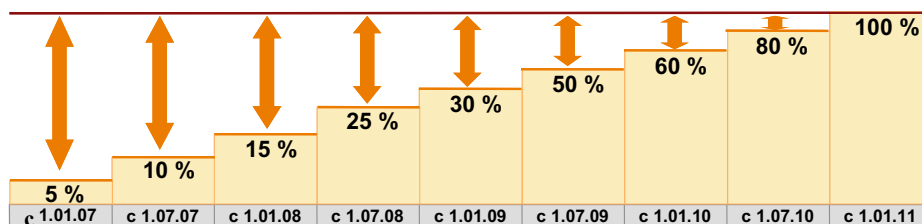
Регулируемые договоры заключаются в отношении отдельно торгуемых мощности и электроэнергии. Контрагенты по регулируемым договорам (поставщики и покупатели) определяются коммерческим оператором, называемым Администратор торговой системы (АТС). Каждый покупатель заключает договор с несколькими поставщиками, а каждый

поставщик – с несколькими покупателями. При этом «доля либерализации», на которую раз в полгода уменьшаются объемы регулируемых договоров, до 1 июля 2008 года применялась только к объемам регулируемых договоров для электроэнергии, но не для мощности. Постановлением Правительства Российской Федерации № 205 от 7 апреля 2007 года установлена следующая динамика либерализации рынка электроэнергии:

Диаграмма № 1

Динамика доли либерализации торговли электроэнергией

Снижение объемов электроэнергии, торгуемых по регулируемым ценам (тарифам)



В процентах к объемам электроэнергии в прогнозном балансе 2007г. (2008г. – для мощности покупателей) и без учета потребления населения

Таким образом, к 1 января 2011 года все объемы потребления электроэнергии на территориях ценовых зон оптового рынка за исключением населения будут продаваться по рыночным, конкурентным ценам.

Аналогичная динамика доли либерализации начала действовать с 1 июля 2008 года и к объемам торговли мощностью.

Почасовые объемы электроэнергии в регулируемых договорах определяются АТС путем распределения по часам годовых объемов, содержащихся в прогнозном балансе соответствующего года, на основании статистики по фактическим объемам поставки и покупки электроэнергии (мощности) предыдущих лет.

Покупатель обязан оплатить дополнительно 3% сверх объема покупки электроэнергии в регулируемых договорах для компенсации стоимости нагрузочных потерь.

Цена электроэнергии (мощности) в каждом регулируемом договоре – утвержденный ФСТ России тариф поставщика по договору. При этом сохранение регулируемых тарифов для покупателей, являющееся основным принципом системы регулируемых двусторонних договоров, было бы невозможным в случае, если стороны таких договоров определялись по желанию субъектов рынка. Поэтому поставщики и покупатели в централизованном порядке «прикрепляются» АТС как стороны регулируемых договоров в соответствии с довольно сложным алгоритмом, согласованным участниками оптового рынка. Указанный алгоритм основывается на необходимости поддержания количественных ограничений по а) объемам купленной (проданной) электроэнергии и мощности, б) сохранению тарифов на электроэнергию и мощность по набору регулируемых договоров покупателя, а также в) по сохранению “физического” баланса между производством и потреблением электроэнергии в каждый час с учетом системных и технологических ограничений, включая технические и технологические минимумы электростанций, сетевые ограничения, электрические режимы и пр.

Регулируемые договоры основываются на принципе «take or pay», то есть обязательной поставки и покупки. Поставщик обязан либо произвести указанный в договоре объем электроэнергии самостоятельно, либо купить его по нерегулируемым ценам на рынке на сутки вперед или по заключенному с другим поставщиком свободному двустороннему договору. Покупатель обязан заплатить за объем электроэнергии, включенный в регулируемый договор, вне зависимости от того, был ли им потреблен весь объем или нет. Если покупатель потребляет объем, меньше объема электроэнергии, включенного в регулируемые договоры, он продает превышение (разницу) по нерегулируемым ценам на рынке на сутки вперед (либо по свободному

двустороннему договору). Если объем потребления больше объема регулируемого договора, покупатель докупат необходимую электроэнергию по нерегулируемой цене.

- АТС является третьей стороной регулируемого договора, но исключительно по выполнению инфраструктурных функций и без взимания дополнительных платежей, оно также администрирует систему платежей и следит за выполнением условий регулируемых договоров. Регулируемые договоры представляют собой достаточно жесткую систему, однако стороны каждого договора вправе изменить условия оплаты и объем электроэнергии, заложенный в договоре, но только в рамках добровольной либерализации, не превышающей 5%.

Объемы электроэнергии, на которые не заключены регулируемые договоры, продаются по свободным ценам посредством заключения *свободных двухсторонних договоров и на рынке «на сутки вперед»*, или, когда происходит отклонение от запланированных за сутки вперед объемов поставки, уже на более дорогом балансирующем рынке.

При этом свободные двусторонние договоры являются финансовыми договорами. Наличие двусторонних договоров не влияет на планирование и управление режимами ЕЭС России. Стороны договоров регистрируют договоры в АТС в части договорных почасовых объемов для определения обязательств участников оптового рынка с учетом данных договоров, а также для прогноза их потребления.

На рынке на сутки вперед и балансирующем рынке используется описанная в предыдущем разделе узловая модель ценообразования. В расчетной модели ЕЭС России 7200 узлов расположены на территории Европы и Урала, 600 узлов - в Сибири (см. рис. 6.3.1). Следует отметить, что модель такой большой размерности и с такой детализацией не имеет аналогов в мире.

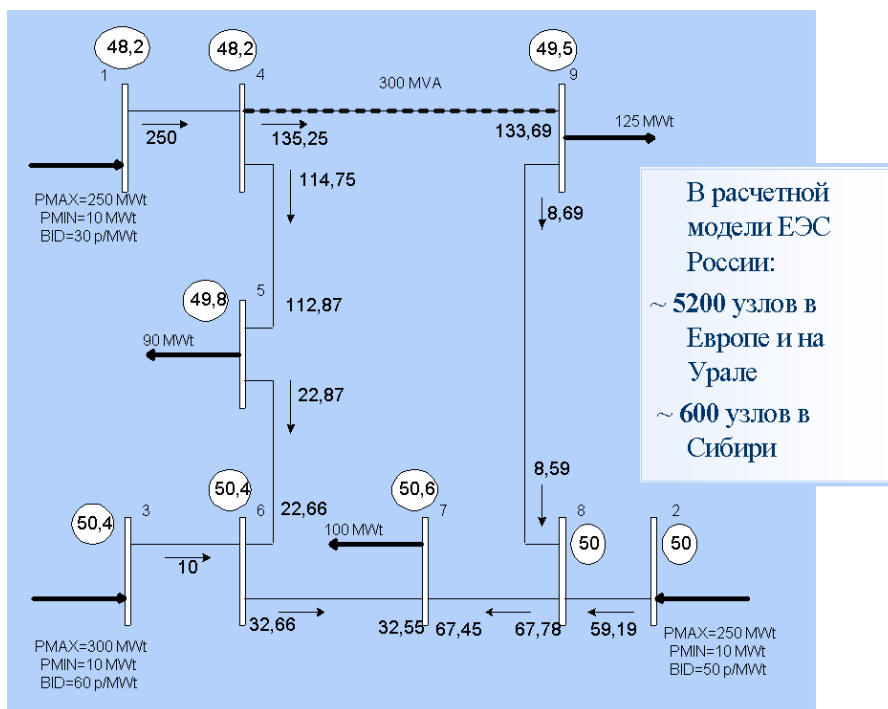


Рис. 6.3.1. Пример из расчетной модели ЕЭС России (для редакторов – цифру 5200 необходимо заменить на 7200)

Цены на рынке на сутки вперед и балансирующем рынке формируются в почасовом режиме и для каждого из названных узлов расчетной модели и отражают равновесие между спросом и предложением электроэнергии в заданный час в заданном узле.

Приведенная на рисунке ниже картинка динамики узловых цен показывает, что цены действительно зависят от изменений в спросе и предложении и отражают реальную рыночную стоимость электроэнергии.

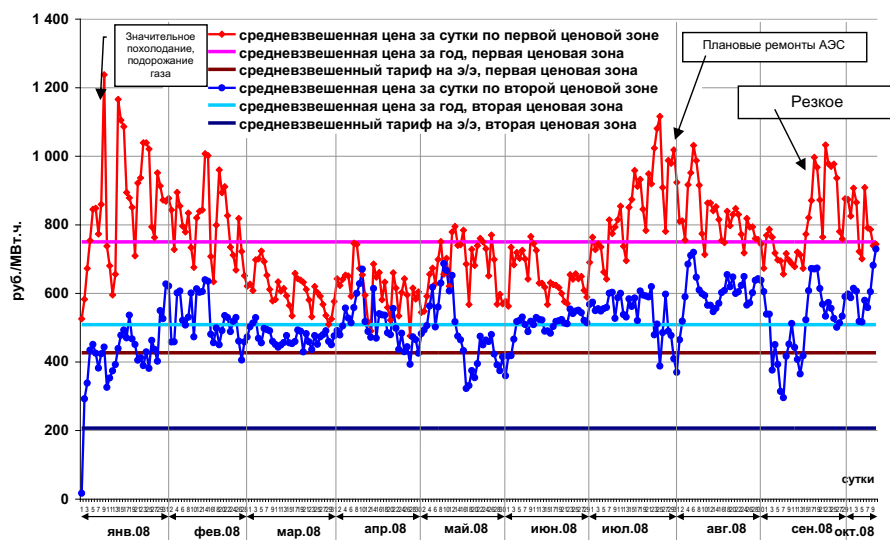


Рис. 6.3.2. Динамика равновесных цен рынка на сутки вперед

По сути, новая модель оптового рынка электроэнергии переходного периода является базой для формирования целевой (полностью конкурентной) модели. Механизмы формирования равновесных цен и объемов на рынке «на сутки вперед» и балансирующем рынке, механизмы учета двухсторонних договоров, принципы оплаты отклонений — все эти ключевые элементы рынка в дальнейшем будут сохранены. Впоследствии будут сформированы: рынок системных услуг; рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети; рынок производных финансовых инструментов.

Особенности российского рынка мощности

В настоящее время в России внедрен так называемый переходный рынок мощности. Торговля мощностью в переходной модели формально основана на проведении ежегодных конкурентных отборов мощности. Однако такие конкурентные отборы проводятся на основании прогнозного баланса, ежегодно формируемого государственным регулирующим органом — ФСТ РФ. Таким

образом, в переходной модели и перечень поставщиков мощности, и объемы продаваемой ими мощности, и в большинстве случаев цены продолжает формировать государство.

При этом значительным шагом к либерализации торговли мощностью стало введение возможности двусторонних договорных отношений поставщиков и покупателей на оптовом рынке. Именно при заключении двусторонних договоров в переходной модели рынка мощности возникает конкурентная среда, и формируются конкурентные цены. В качестве механизма поиска контрагентов по таким договорам и определения конкурентных цен на мощность в переходной модели рынка мощности было предложено использовать, в том числе, и механизмы биржевой торговли.

Поставщики, не продавшие свою мощность по свободным договорам, продают ее по цене, указанной ими в заявке на конкурентный отбор мощности. Также и покупатели на оптовом рынке могут исполнить свои обязательства по покупке мощности, как по свободным договорам, так и покупая мощность, продаваемую поставщиками по цене в заявке. В последнем случае покупка будет осуществляться по средневзвешенной цене мощности таких поставщиков.

Одновременно с введением на оптовом рынке механизмов торговли мощности по свободным ценам началось снижение объемов мощности, торгуемых на оптовом рынке по регулируемым ценам. Либерализация торговли мощностью на оптовом рынке осуществляется постепенно, теми же темпами, что и либерализация торговли электрической энергией.

Необходимо отметить, что на дату создания настоящей Главы целевая модель рынка мощности не была утверждена нормативными документами. Всё, что указано ниже в отношении целевой модели рынка мощности, является одной из возможных версий построения такого рынка, предлагаемых авторами настоящего пособия.

В целевой модели рынка мощности поставщики и объемы мощности определяются по итогам долгосрочных конкурентных отборов, проводимых за

несколько лет до начала поставки этой мощности – срок, достаточный для строительства новой электростанции. Это дает возможность принимать решение об инвестировании в строительство генерации зная, что мощность этой станции будет востребована на рынке.

Конкурентные отборы мощности должны проводиться с учетом разбивки территории России на зоны свободного перетока мощности — территории, в границах которой большую часть времени отсутствуют существенные системные ограничения и мощность одного генерирующего объекта может быть замещена мощностью иного генерирующего объекта с аналогичными характеристиками, расположенного в той же зоне свободного перетока.. Для обеспечения наличия в системе генерирующего оборудования, способного покрыть не только пиковое потребление с необходимым резервом, но и обеспечить выработку электроэнергии с учетом сезонных и суточных неравномерностей графиков потребления, при проведении отборов мощности будут приниматься во внимание параметры генерирующего оборудования, такие как маневренность, диапазон регулирования и другие. По итогам отбора должен быть сформирован набор генерирующих объектов, которые бы по совокупности обладали необходимыми в каждой зоне свободного перетока параметрами и обеспечивали необходимый в каждой зоне свободного перетока объем мощности с учетом резервов.

Критерии отбора генерирующего оборудования формируются с учетом минимизации стоимостной нагрузки на покупателей, причем не только в части оплаты мощности. Отбор осуществляется по принципу минимизации совокупных затрат на оплату и электроэнергии и мощности генерирующего оборудования.

Границы зон свободного перетока мощности, объемы и параметры мощности, необходимой в каждой зоне свободного перетока, а также возможные перетоки мощности между зонами, должны определяться Системным оператором на основе среднесрочных и долгосрочных прогнозов

потребления электроэнергии, и данных о системных ограничениях по перетокам мощности с учетом планов развития сетей.

Понятно, что для принятия решения, какой объем мощности и с какими параметрами необходим в энергосистеме, необходимо выстроить достаточно адекватную систему прогнозирования потребления на всей территории России и в каждой зоне свободного перетока, разработать систему отбора генерирующих объектов, необходимых для покрытия этого потребления, создать надежную систему обеспечения гарантии оплаты мощности отобранных генерирующих объектов – договорную систему.

При этом механизмом обеспечения гарантии оплаты мощности может являться упомянутая выше система обязательной покупки мощности покупателями, закреплённая в законодательстве и уже действующая в России.

Поставщики, не продавшие свою мощность по двусторонним договорам, должны иметь возможность воспользоваться гарантией оплаты мощности, полученной по итогам конкурентного отбора, и оплаты электроэнергии по цене, отвечающей его топливным затратам. Использование поставщиком такой гарантии позволит ему окупить затраты на производство электроэнергии, но не даст возможности дополнительно заработать на рынке. В такой модели наиболее эффективным поставщикам будут более выгодны двусторонние отношения с покупателями, дающие им возможность получения дополнительной маржи от участия в рынке электроэнергии.

Описанная модель рынка мощности, с одной стороны, решает задачу обеспечения надежного энергоснабжения – давая инвесторам гарантию окупаемости вложенного капитала в результате работы их станций на таком рынке, с другой, позволяет достичь этого с минимальной нагрузкой на покупателей. С учетом острой проблемы дефицита мощностей в ряде регионов и того, что на привлечение инвесторов и последующее строительство новых мощностей может потребоваться не менее четырех лет, решать данную проблему нужно незамедлительно, еще на переходном этапе реформирования электроэнергетики.

6.3.3. Особенности российского розничного рынка электроэнергии

В России принята конкурентная модель розничного рынка и она регулируется Правилами функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период. Правила содержат положения о порядке заключения и исполнения публичных договоров на розничном рынке и примерный договор поставки электрической энергии для населения.¹ Правила устанавливают основы взаимодействия на розничном рынке электроэнергии участников розничного рынка, к которым относятся гарантирующий поставщик, энергосбытовые организации, производители, сетевые организации и потребители электроэнергии.

До 2011 года должны быть приняты правила целевой модели конкурентного розничного рынка в РФ.

Субъекты розничного рынка электроэнергии

Субъекты розничных рынков:

- потребители электрической энергии;
- поставщики электрической энергии, в том числе гарантирующие поставщики; энергосбытовые организации; энергоснабжающие организации;
- сетевые организации;
- субъекты оперативно-диспетчерского управления;
- производители электрической энергии.
-

Из приведенного списка уточнения требуют только субъекты розничного рынка – производители электрической энергии. Это генерирующие компании, не соответствующие критериям оптового рынка, они осуществляют продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке. Если производитель по своим характеристикам может участвовать в оптовом рынке, то гарантирующий поставщик должен покупать электроэнергию у такого производителя по цене, не превышающей цену на оптовом рынке. По крайней мере, должна быть создана для него такая система стимулов.

Производители электрической энергии, не имеющие возможности участвовать в оптовом рынке, могут заключать прямые договоры с энергосбытовыми компаниями и потребителями, не являющимися участниками оптового рынка. Производитель, осуществляющий продажу электрической энергии непосредственно потребителям электрической энергии или сбытовым компаниям для дальнейшей перепродажи, сам выступает в роли сбытовой компании и должен поэтому соблюдать все установленные для таких случаев требования.

Механизмы функционирования конкурентного рынка электроэнергии

На розничном рынке действует большое количество энергосбытовых компаний, конкурирующих между собой за потребителя. Потребитель, независимо от того, к сетям какой сетевой организации подсоединено его энергопринимающее оборудование, может выбрать любого поставщика (гарантирующего поставщика или одну из энергосбытовых компаний, функционирующих в данном регионе). Взаимоотношения потребителя, сетевой и энергосбытовой компаний регулируются нормативными документами.

Деятельность гарантирующих поставщиков (в части установления сбытовой надбавки гарантирующего поставщика) и сетевых компаний (в части установления тарифов на передачу электрической энергии) регулируется государством.

В конкурентной модели существует отработанная технология перехода потребителей от одной энергосбытовой компании к другой, включающая отлаженные основные процессы: взаимное информирование энергосбытовой компанией, сетевой организацией и гарантирующим поставщиком о переходе потребителя; урегулирование энергосбытовыми компаниями участия в оптовом рынке электроэнергии по новым объемам потребления; согласование способов коммерческого учета при переходе потребителя, отработанная процедура принятия гарантирующим поставщиком потребителей от энергосбытовых компаний.

Инфраструктура конкурентного розничного рынка РФ

Формировать технологическую инфраструктуру розничного рынка в России преимущественно будут территориальные сетевые организации. Они будут осуществлять передачу электрической энергии и урегулировать отношения по предоставлению межсистемных электрических связей с иными сетевыми компаниями, имеющими технологическое присоединение к их электрическим сетям.

К территориальным сетевым организациям относятся те, которые не оказывают услуг по передаче электрической энергии с использованием единой национальной (общероссийской) электрической сети

Однако, потребители, присоединенные к единой национальной (общероссийской) электрической сети, также могут покупать электроэнергию в розничном рынке. И тогда организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ОАО «ФСК») также должна будет выполнять правила функционирования розничных рынков.

Конкуренция энергосбытовых компаний на розничных рынках РФ. Энергосбытовые компании конкурируют между собой и гарантирующим поставщиком за потребителей. Сбытовая надбавка энергосбытовых компаний не регулируется государством, поэтому они могут предлагать более выгодные условия своим потребителям, но для этого им приходится вести рискованную ценовую политику на оптовом рынке электроэнергии. Энергосбытовые компании заключают двухсторонние договоры на оптовом рынке электрической энергии (мощности), подают ценовые заявки на рынок «на сутки вперед» (в отличие от гарантирующего поставщика, который подает ценопринимающие заявки), стремятся максимально снижать собственные издержки, чтобы предложить потребителю цену ниже, чем у остальных. Чтобы быть эффективной, энергосбытовой компании необходимо предлагать потребителю различные тарифные планы; предоставлять конкурентные условия расчетов; использовать биллинговую систему; качественно представлять

интересы потребителя в отношениях с сетевыми организациями, системным оператором и другими инфраструктурными организациями.

Сбытовым компаниям необходимо уметь формировать пакет своих потребителей и стимулировать их к потреблению по определенному графику, чтобы экономить на стоимости приобретения электрической энергии (мощности) на оптовом рынке.

Цены на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям энергосбытовыми компаниями, свободные, складывающиеся под воздействием спроса и предложения и не подлежат государственному регулированию.

Конкуренция за статус гарантирующего поставщика в РФ.

Гарантирующими поставщиками на соответствующих территориях субъектов Российской Федерации с даты введения в действие Правил розничного рынка назначены:

- неразделенные АО-энерго и (или) энергосбытовые организации, созданные в результате реорганизации АО-энерго;
- оптовые потребители-перепродавцы и созданные на их базе сбытовые компании, которые на дату вступления в силу Постановления Правительства РФ осуществляют снабжение электрической энергией населения и финансируемых из бюджета потребителей в объеме не менее 50 млн.кВтч в год;
- энергосбытовые организации, обслуживающие потребителей, присоединенных к электрическим сетям ОАО "Российские железные дороги";
- хозяйствующие субъекты, эксплуатирующие объекты электросетевого хозяйства или генерирующие объекты, не имеющие электрических связей с Единой энергетической системой России и изолированными

энергосистемами (так называемые "острова" – типичный пример – предприятия по добыче нефти со своей дизельной электростанцией).

Зоны деятельности гарантирующих поставщиков в каждом регионе устанавливаются региональным органом власти, исходя из сложившихся территориальных зон обслуживания назначенных гарантирующих поставщиков.

Статус гарантирующего поставщика не является вечным.

Один раз в 3 года должен проводиться очередной конкурс на получения статуса гарантирующего поставщика (первый раз конкурсы должны быть проведены в период с 2010 по 2012 года). В этом конкурсе принимают участие энергосбытовые компании, желающие получить статус гарантирующего поставщика и удовлетворяющие следующим условиям:

- наличие обособленных подразделений для обслуживания покупателей электрической энергии (заключения договоров, осуществления расчетов и т.д.);
- обеспечение информационно-технологического взаимодействия с системным оператором и администратором торговой системы;
- наличие собственного капитала в размере 5 и более процентов среднемесячной стоимости электрической энергии (мощности), потребляемой на розничном рынке у гарантирующего поставщика, либо наличие договора банковской гарантии или договора страхования предпринимательских рисков на весь срок выполнения функций гарантирующего поставщика с аналогичной суммой покрытия;
- отсутствие на момент подачи заявки задолженности, размер которой превышает сумму денежных обязательств, установленных для двух периодов платежа условиями соответствующих договоров перед поставщиками электрической энергии на оптовом или розничном рынке, если данная организация уже осуществляет деятельность в качестве энергосбытовой организации.

Основной критерий для определения победителя — заявленная компанией необходимая валовая выручка, применяемая для расчета сбытовой надбавки.

В случае ухудшения финансового состояния действующего гарантирующего поставщика, невыполнения гарантирующим поставщиком принятых на себя обязательств, а также при его добровольном отказе от выполнения функций предусмотрено проведение внеочередного конкурса.

Функции гарантирующего поставщика могут быть временно (на период до 6 месяцев) переданы сетевой организации в следующих случаях:

- если в отношении действующего гарантирующего поставщика приняты меры по лишению права участия в торговле на оптовом рынке;
- если он заявляет о своей ликвидации;
- если в отношении него запущены процедуры банкротства;
- а также в случае, если он нарушает свои обязательства по оплате электроэнергии и услуг по передаче на розничном рынке, либо если финансовые показатели его деятельности нарушают контрольные значения, установленных приложением к Правилам.

Процедура смены гарантирующего поставщика будет публичной. Информация о смене гарантирующего поставщика должна быть опубликована в местных печатных изданиях, размещаться в пунктах приема платежей за электроэнергию (в том числе, в отделениях Сбербанка России и Почты России), а также в сети Интернет (в том числе, на сайтах энергосбытовых компаний, отраслевых ведомств и их региональных подразделений).

При смене гарантирующего поставщика потребителям — юридическим лицам нужно будет заключить договоры с новым гарантирующим поставщиком, а потребителям-гражданам нужно будет только начать платить новому гарантирующему поставщику.

Ценовая политика гарантирующего поставщика.

Правилами закреплена система ценообразования на розничном рынке, предусматривающая поставку гарантирующим поставщиком части объемов электроэнергии (мощности) по регулируемой цене, а части – по цене, отражающей стоимость электрической энергии на конкурентном оптовом рынке в рамках предельного уровня нерегулируемых цен. Это позволит осуществлять либерализацию цен на розничном рынке синхронно с процессом либерализации на оптовом рынке, будет стимулировать гарантирующего поставщика к минимизации своих расходов по покупке электрической энергии на оптовом рынке и в тоже время защитит потребителей электрической энергии от его неосторожной ценовой политики.

При этом для населения и приравненным к нему категориям (ТСЖ, управляющие организации в многоквартирных жилых домах, садоводческие и гаражные кооперативы) на переходный период гарантируется поставка всего фактически потребленного объема по регулируемым ценам. Доля поставки по регулируемой цене определяется в соответствии с установленными Правительством РФ темпами либерализации.

Формула предельного уровня нерегулируемой цены на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям электрической энергии гарантирующими поставщиками, является прозрачной и состоит из следующих элементов: свободная цена покупки на оптовом рынке, регулируемая сбытовая надбавка (стоимость услуг гарантирующего поставщика), тарифы на услуги сетевых организаций, тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности.

Свободная цена покупки электроэнергии (мощности) на оптовом рынке рассчитывается ежемесячно и публикуется АТС.

Гарантирующий поставщик вынужден придерживаться консервативной ценовой политики при покупке электроэнергии (мощности) с оптового рынка. Главное для гарантирующего поставщика – гарантия поставки электроэнергии своим потребителям.

При отклонении фактического объема потребления от объема потребления, запланированного на рынке на сутки вперед и гарантирующие поставщики участвуют в балансирующем рынке. Но в предельном уровне нерегулируемых цен включается стоимость отклонений, не превышающих нормативный уровень. Нормативный уровень определяется в соответствии с регламентами оптового рынка и отражает уровень отклонений при условии приемлемой точности планирования с учетом сезонных факторов, структуры потребителей. Энергосбытовые организации, которые не осуществляют поставку электрической энергии населению, вправе поставлять электрическую энергию по свободным договорным ценам. При этом следует учитывать, что для потребителей электрической энергии, заключающих договоры с такими энергосбытовыми организациями по собственному желанию, всегда есть экономический критерий для оценки предлагаемой ими цены – стоимость поставки электрической энергии (мощности) гарантирующим поставщиком.

Таким образом, конечная цена поставки потребителям будет колебаться синхронно с ценой оптового рынка или задаваться условиями договоров энергоснабжения (купли-продажи). Внутри периода (например, один месяц) конечная цена может быть стабильна, и все отклонения плановой цены от фактической будут учтены в следующем периоде.

Система договоров на конкурентных розничных рынках. Потребитель свободен в выборе контрагента по договору купли-продажи, договору поставки электрической энергии. Сетевая организация не вправе отказать потребителю в заключении договора оказания услуг по передаче электрической энергии по основаниям, связанным с выбором потребителем определенного поставщика.

Если потребитель желает, он может заключить договор энергоснабжения, по которому гарантирующий поставщик (сбытовая компания) сами будут регулировать отношения по передаче электрической энергии с сетевой организацией.

Договор оказания услуг по передаче электрической энергии является публичным. Его существенные условия, порядок заключения и исполнения определяются Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии. Потребитель и поставщик не вправе расторгнуть договор купли-продажи, договор поставки электрической энергии до момента надлежащего уведомления сетевой организации о своем намерении расторгнуть договор.

6.4. Рынки сервисов

6.4.1. Сервисные виды деятельности

Смежными рынками по отношению к основным рынкам тепла и электроэнергии являются рынки сервисных услуг, которые включают проведение следующих видов работ:

- научно исследовательских и опытно-конструкторских;
- проектно-изыскательских;
- строительно-монтажных;
- пусконаладочных;
- ремонтных;
- инжиниринговых и других сервисных работ.

На рис. 6.4.1 представлена дореформенная структура рынка предоставления сервисных услуг энергопредприятий.

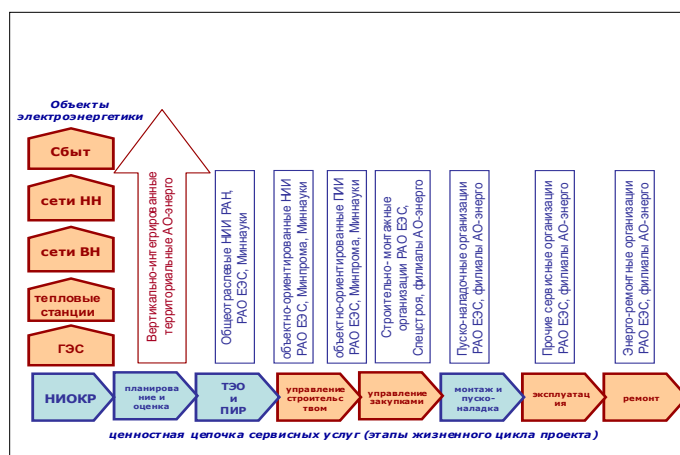


Рис. 6.4.1. Структура рынка сервисных услуг до реформирования

Участники рынка. Заказчики (энергокомпании) формируют спрос на сервисные услуги для своих производственных объектов (или подразделений). Подрядчики (НИИ, ПИИ, ремонтные и строительные предприятия, а также другие организации, в том числе филиалы энергокомпаний) формируют предложения о предоставлении сервисных услуг.

Особенности дореформенного рынка сервисных услуг. Поскольку организационно энергокомпании формировались по региональному принципу, рынок сервисных услуг имел ярко выраженную территориально-отраслевую структуру — большая часть спроса и предложений формировалась и реализовалась в пределах ограниченных территориальных зон и отраслей (например, Владимирская область, Северо-Запад, Сибирь, Дальний Восток, Минатом, РАО ЕЭС). Подавляющая часть потребности в энергоремонте удовлетворялась собственными филиалами или дочерними компаниями энергопредприятий.

Подрядчики (НИИ, ПИИ, ремонтные и сервисные организации) формировались по принципу узкой специализации не только по объектам энергетики, но и по виду деятельности. Координация работы групп подрядчиков в отрасли однородных по объектам и видам деятельности, осуществлялась через систему назначения головных организаций по

направлению. По этой причине российские энергосервисные компании не могли предоставлять комплексной услуги «под ключ» по энергетическому объекту в целом, что снижало общий технический уровень работ и приводило к их удорожанию.

Подавляющая часть объема сервисных услуг предприятиям электроэнергетики оказывалась подконтрольными им или аффилированными с ними компаниями. Поэтому формирование свободного рынка сервисных услуг и ценообразования для них не произошло, а сроки исполнения и качество сервисных услуг не соответствовали современным требованиям и, как следствие, сдерживалось развитие энергосервисных организаций и рыночной инфраструктуры.

6.4.2. Организация конкурентного оказания сервисных услуг

Реформирование электроэнергетики существенно изменило не только организационную структуру энергопроизводства, но и структуру рынка энергосервисных услуг. Горизонтально-интегрированные энергокомпании сконцентрируют свои усилия на производственном процессе выработки и транспортировки электрической и тепловой энергии, а энергосервисные работы, как непрофильные, выполняются на аутсорсинге. Рынок сервисных услуг пополнится выделившимися из энергокомпаний энергосервисными предприятиями с последующей их продажей. При реформировании РАО ЕЭС в 2004—2006 гг. на рынке дополнительно появилось порядка 200 энергосервисных предприятий. В силу исторической специфики их деятельности и формирования большая часть этих предприятий работает на региональных рынках. Дальнейшее развитие бизнеса этих компаний может пойти по трем направлениям:

- специализация на оказании услуг конкретным энергообъектам (чаще всего тем, с которыми работали раньше);
- специализация на узком профиле деятельности;
- слияние и поглощение для формирования крупных универсальных компаний.

Компании *первого типа* фактически продолжают свою работу в традиционном режиме со старыми заказчиками, но только в другой организационно-правовой форме. Стратегия бизнеса такой компании строится на расширении охвата перечня сервисных услуг энергетического объекта. Такой путь развития не имеет долгосрочных перспектив как для энергосервисной компании, так и для обслуживаемого ею энергетического объекта, тем не менее большинство вновь образованных энергосервисных компаний на начальном этапе пошли по этому пути, что объясняется необходимостью поддержания требуемого уровня надежности работы энергетических объектов на период становления свободного рынка энергосервисных услуг.

Компании *второго типа* могут иметь долгосрочную перспективу своего развития, если они обладают достаточно мощным «ноу-хау», чтобы обеспечить себе существенное конкурентное преимущество на этом временном отрезке. Стратегия бизнеса такой компании будет строиться на повышении уровня и качества узкого перечня предоставляемых услуг и диверсификации своего рынка за счет охвата новых территорий и заказчиков, в том числе из других отраслей.

Компании *третьего типа* — наиболее вероятный результат долгосрочного развития энергосервисного предприятия. Укрупнение энергосервисных компаний может осуществляться по территориальному, отраслевому и имущественному принципу. При этом центрами консолидации могут стать строительные организации, производители энергетического оборудования, крупные энергосервисные и инжиниринговые компании, стратегические инвесторы — владельцы энергетических объектов и другие. Стратегия бизнеса таких компаний — совокупность стратегий компаний первого и второго типа — их усиление за счет синергетического эффекта от объединения при правильной организации ведения бизнеса.

Немаловажным фактором становления и развития свободного рынка энергосервисных услуг является формирование рыночной инфраструктуры. С

2004 г. началась промышленная эксплуатация информационно-аналитической и торгово-операционной системы «Рынок продукции, услуг и технологий в электроэнергетике» («B2B-энерго»).

Этапы рыночных преобразований ремонтных компаний

В электроэнергетике ремонт — важнейший элемент, определяющий надежность работы энергообъекта, — носит циклический характер и характеризуется сжатыми сроками. Именно это определило необходимость опережающего реформирования ремонтной деятельности в электроэнергетике.

Цель реформирования энергоремонта — повышение эффективности основных видов деятельности энергокомпаний, достигаемое в результате:

- оптимизации использования всех видов ресурсов на ремонт оборудования, зданий и сооружений электростанций и электрических сетей;
- повышения мотивации деятельности ремонтных компаний по предоставлению потребителям услуг с более совершенным продуктом (свойствами), сильной рыночной ориентацией и соответствующим технологическим и профессиональным уровнем.

Необходимым условием эффективной работы энергоремонтной компании является *выделение ремонтного вида деятельности в самостоятельный бизнес* и превращение его из центра затрат энергопредприятия в центр прибыли ремонтного предприятия. Подрядный и хозяйственный способы ремонта, существующие в современных условиях, являются промежуточным этапом перед внедрением полного ремонтного обслуживания энергокомпаний подрядными ремонтными организациями в будущем. Попытки в предыдущее десятилетие усилить так называемый хозяйственный способ ремонта в ущерб подрядному привели к необоснованному увеличению расходов на ремонтные нужды, росту численности неквалифицированного ремонтного персонала, сворачиванию научно-технических программ в области техники и технологии ремонтов. В свою очередь, снижение качественных и количественных показателей ремонта привело к росту издержек, ухудшению технико-

экономических показателей энергопредприятий — заказчиков ремонтных услуг и уходу с рынка ряда независимых ремонтных компаний.

Положительные последствия *учреждения* новых ремонтных компаний:

- снизилось количество ремонтного персонала, занятого на ремонте энергооборудования холдинга;
- уменьшилось количество мелких независимых подрядных организаций;
- выросла производительность труда во вновь созданных предприятиях и возросла производительность труда оставшегося на электростанциях ремонтного персонала.

Особенности реформирования научно-проектного комплекса РАО «ЕЭС России»

Научно-проектный комплекс (НПК) электроэнергетической отрасли в 2002 г. был представлен 63 организациями, которые являлись ДЗО РАО «ЕЭС России». В состав НПК входило 14 научно-исследовательских институтов и 49 проектных и сервисных институтов.

Ведущие организации НПК РАО ЕЭС являлись уникальными предметно-ориентированными образованиями со структурой, оснащением и кадрами, созданными и подготовленными специально для обслуживания отрасли электроэнергетики. Отраслевые организации НПК традиционно осуществляли разработку теоретических, методологических и нормативных основ эксплуатации предприятий электроэнергетики, новых энергетических технологий, технических требований к оборудованию, мероприятий по обеспечению надежности и экономичности работы электростанций и сетей.

Основные проблемы деятельности НПК:

- несоответствие структуры работ организаций по секторам рынка научных, проектных и сервисных услуг в электроэнергетике структуре затрат энергокомпаний на эти услуги;
- существенное изменение принципов финансирования НИОКР;

- снижение административного ресурса по отношению к формируемым электроэнергетическим бизнес-компаниям со стороны РАО «ЕЭС России»;
- неэффективное использование активов, особенно лабораторно-экспериментальной базы;
- низкий уровень производительности труда — в 2 раза ниже среднего значения по отрасли;
- старение коллектива (за 1999—2001 годы численность работников старше 60 лет увеличилась на 24 %).

Основные цели реформирования НПК:

- формирование в электроэнергетике рыночной среды научно-проектных и сервисных услуг для повышения эффективности расходов электроэнергетических компаний на новые технологии и новации;
- формирование предложения научных и проектных услуг в электроэнергетике с минимальными техническими рисками и долгосрочной конкурентоспособностью проектируемых технологий;
- формирование предложения инжиниринговых и сервисных услуг с высокого качества и по конкурентным ценам;
- повышение рыночной стоимости организаций НПК ;
- диверсификация рынка научных, проектных и сервисных услуг организациями НПК.

Основные направления реформирования НПК:

- создание на базе групп организаций специализированных отраслевых и многопрофильных научно-технических центров (НТЦ);
- реформирование системы финансирования НИОКР;
- коммерциализация результатов НИОКР за счет развития инновационной деятельности;
- проведение внутренних преобразований в организациях НПК.

Формирование укрупненных научно-технических и инженерных центров (НТИЦ). Проектом реформирования НПК предусматривалось

создание на базе групп институтов трех отраслевых НТИЦ (Инженерный Центр ЕЭС, НТИЦ ФСК, НТИЦ гидротехнических сооружений) и шести территориальных НТИЦ (Волжский, Южный, Уральский, Сибирский, Северо-Западный, Дальневосточный НТИЦ), что соответствует мировой практике предоставления комплексных инжиниринговых и проектных услуг. Основные преимущества создания НТИЦ: комплексность при выполнении работ, пользующаяся у заказчиков большим спросом, многопрофильность и возможность диверсификации рынков, способность выполнять крупные заказы «под ключ», повышение эффективности работ организаций НПК. Отраслевые НТИЦ и ряд региональных центров будут решать крупные экстерриториальные задачи в рамках своей специализации (в том числе по зарубежным контрактам). Для менее масштабных проектов будет достаточно усилий региональных центров. Кроме того, в результате освобождения АО-энерго от непрофильных видов деятельности вышеперечисленные центры были усилены за счет соответствующих подразделений АО-энерго. НТИЦ в дальнейшем станут одними из центров консолидации крупных энергосервисных компаний (рис. 6.4.2, 6.4.3).

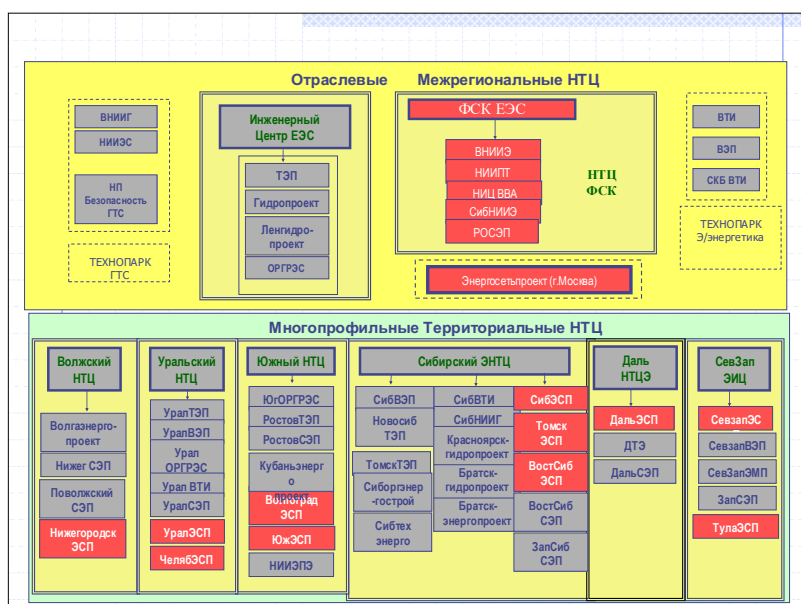


Рис. 6.4.2. Структура научно-проектного комплекса (НПК)

Реформирование НПК коренным образом изменило ситуацию на рынке научно-проектных услуг в электроэнергетике.

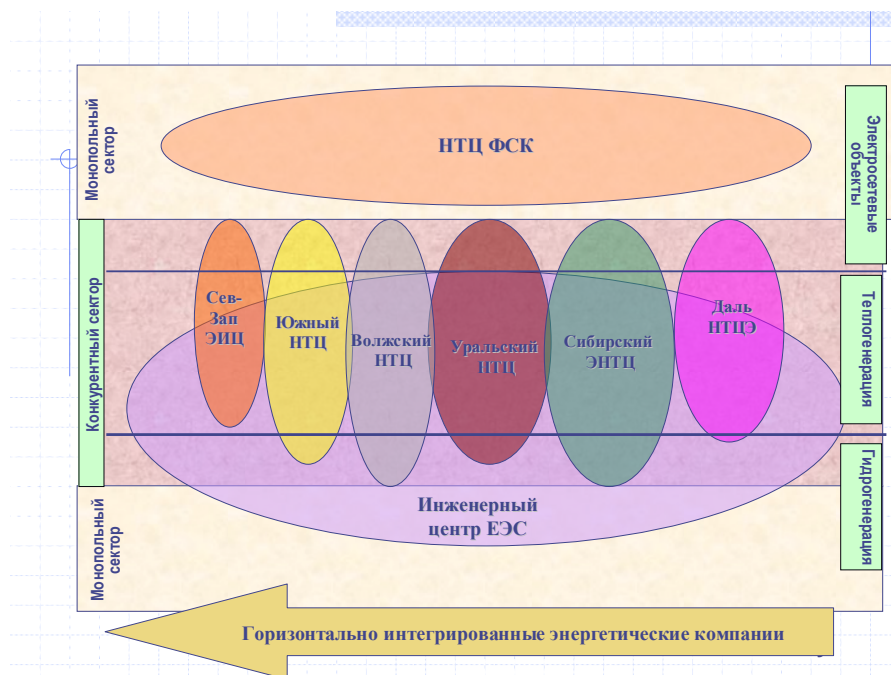


Рис. 6.4.3. Позиционирование научно-технических инженерных центров (НТЦ) на рынке научно-проектных услуг

Реформирование системы финансирования НИОКР

Участниками рынка НИОКР в электроэнергетике являются:

- заказчики НИОКР в лице энергокомпаний и других субъектов электроэнергетики (в том числе государственных органов) и смежных рынков;
- исполнители в лице научных организаций разных форм собственности, организаций НПК, в том числе научно-технических и инженерных центров.

Для снижения рисков и повышения результативности работ заказчики могут объединяться в финансовые пулы, а исполнители — в консорциумы. При

этом количество и структура таких объединений могут быть разнообразными в зависимости от потребностей заказчиков и возможностей исполнителей, что потребует значительного отвлечения людских ресурсов с обеих сторон.

В этих условиях для решения перечисленных выше проблем необходим посредник между заказчиками и исполнителями. В качестве такого посредника создано некоммерческое партнерство «Инновации в электроэнергетике» (ИНВЭЛ, рис. 6.4.4). В роли учредителей Фонда выступили заказчики НИОКР. Финансирование НИОКР осуществляется путем сбора членских и целевых взносов участников и договоров долевого участия, а также из средств от продажи интеллектуальной собственности результатов НИОКР.

Основные функции Фонда:

- организация финансирования НИОКР, финансовых пулов и бюджетного финансирования;
- организация реализации проектов и программ НИОКР и оформления интеллектуальной собственности на результаты НИОКР;
- организация разработки государственных и отраслевых норм, нормативов, стандартов и правил (зачаток будущей саморегулируемой организации по техническому регулированию в электроэнергетике).

Наиболее важные преимущества деятельности такого Фонда:

- распределение рисков и затрат между заказчиками НИОКР;
- осуществление координирующих функций заказчиков и Исполнителей НИОКР в электроэнергетике;
- формирование стратегии инвестирования технологического развития предприятий в электроэнергетике;
- увеличение нормы возврата средств, инвестированных в НИОКР;
- неаффилированность с участниками рынка.

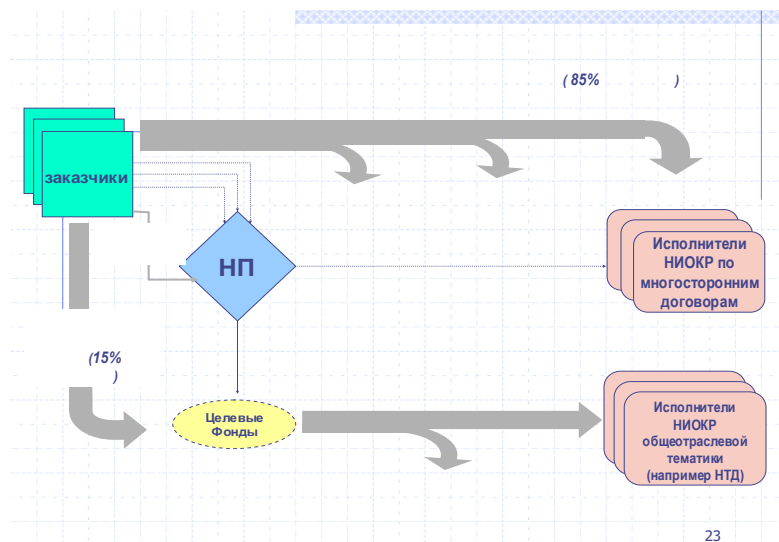


Рис. 6.4.4. Взаимодействие участников и исполнителей некоммерческого партнерства «Инновации в электроэнергетике» НП «ИНВЭЛ»

Формирование инновационной среды и коммерциализация НИОКР

На сегодня инновационную активность демонстрируют лишь 10 % промышленных предприятий, причем только четыре отрасли имеют показатели инновационной активности, превышающие средние по промышленности: производство ядерных материалов — 33 %; химическая промышленность 22,5 — 26,4 %; металлургия — 19,9 %; машиностроение 18,4 % (в том числе производство электрооборудования — 24,4 %). В других отраслях инновационная активность значительно ниже. В электроэнергетике — 5,1 %, в легкой промышленности — 3,2 %, в деревообрабатывающей, целлюлозно-бумажной и полиграфии — 4,5 %. Для сравнения в США средний показатель инновационной активности — около 30 %.

Наибольшую долю в затратах на инновации российских предприятий составляет приобретение машин и оборудования (62 %). В то же время на приобретение новых технологий расходуется менее 20 % всех средств, затрачиваемых на инновации. Из них на приобретение патентов и лицензий — 10,5 %. При этом, велика доля закупок иностранного устаревшего

оборудования. Такая тенденция усугубляет проблемы конкурентоспособности отраслей.

Наряду с этим, в стране все же имеются предпосылки существенной переориентации приоритетов государства, частного бизнеса и гражданского общества на активизацию инновационной деятельности:

Научно-технический (НТК) и научно-практический (НПК) комплексы включают в себя два технопарка по наиболее важным направлениям электроэнергетики, образованные на базе ведущих российских НИИ:

- 1) по развитию тепловой генерации и электрических сетей и систем (г. Москва);
- 2) по проблемам гидротехнических сооружений (г. С.-Петербург).

Схема взаимодействия организаций научно-проектного комплекса (НПК) с инновационными предприятиями представлена на рис. 6.4.5.

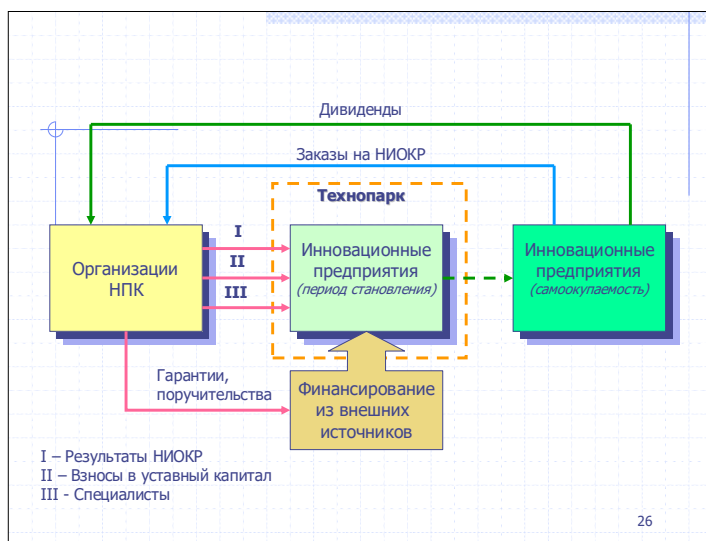


Рис. 6.4.5. Взаимодействие организаций научно-проектного комплекса с инновационными предприятиями

Динамика развития НПК последних лет свидетельствует о правильности выбора направления реформирования этого вида деятельности. Несмотря на длительную реорганизацию институтов, их объемы работ возросли более чем в

3 раза. НТИЦ укрепили свои позиции в других отраслях промышленности, особенно в нефтегазовой и ЖКХ.

Существенно изменилось развитие организаций. НТИЦ за счет собственных средств оснастились современными оргтехникой и вычислительными комплексами, программами трехмерного проектирования и электронного документирования. Большое внимание было уделено повышению качества работ и аттестации организаций по ИСО 9000.

Это сразу же сказалось и на структуре кадров: увеличилась заработная плата сотрудников, прирост молодых кадров шел опережающими темпами.

В настоящее время конкуренция на рынке энергосервисных услуг резко возросла и шаги по усилению НПП оказались своевременными. Появились мощные инжиниринговые компании, включающие в себя помимо проектных организаций мощные ремонтные и строительные предприятия (ИК «Кварц»), а иногда и энергетические объекты (КЭС включают в себя объекты коммунальной энергетики). Активно работают на этом рынке инжиниринговые зарубежные компании (ABB, Сименс и др.) и компании при заводах—изготовителях энергетического оборудования.

6.5. Рынок тепловой энергии и его взаимосвязь с рынком электроэнергетики

Смежным с рынком электроэнергетики, а также в определенной степени с рынками мощности и системных услуг, является рынок централизованно произведенного тепла. На этом рынке работают 485 ТЭЦ и около 6,5 тыс. котельных мощностью более 20 Гкал/ч, вырабатывающие примерно 1430 млн. Гкал тепла в год.

Товарами на этом рынке являются тепловая энергия (в виде пара и горячей воды) и мощность. Специфические особенности тепловой энергии как товара:

- тепловую энергию чаще всего экономически нецелесообразно накапливать и хранить, что требует наличия достаточных резервных мощностей и координации работы всех участников рынков тепловой энергии;
- качество тепловой энергии характеризуется параметрами (температурой и давлением) теплоносителя, с помощью которого она передается;
- тепловая энергия — товар высокой социальной значимости, поскольку в стоимости коммунальных услуг населению в странах с холодным климатом доля затрат на покупку тепла составляет более половины.

Системы централизованного теплоснабжения обеспечивают около 75 % всех потребителей тепла в России, включая сельские населенные пункты. Особенность централизованного производства тепловой энергии в том, что поддержание режимов работы и соответственно качества тепловой энергии возможно только за счет регулирования работы всей системы — источников тепла, тепловых сетей и потребителей. Исключение потребителей из системы регулирования делает невозможным обеспечение качества тепловой энергии.

Около 35 % потребности в тепловой энергии обеспечивают теплофикационные системы, т.е. системы, в которых источниками тепла служат ТЭЦ различной мощности. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии создает существенные экономические преимущества в производстве тепла по сравнению с котельными. В связи с этим, несмотря на экологические проблемы, ТЭЦ, как правило, строятся в черте города, поскольку достигаемая от комбинированной выработки экономия топлива и затрат превалирует над всеми экологическими последствиями. Крупные теплофикационные системы на базе ТЭЦ общего пользования построены и функционируют в основном в городах с расчетной тепловой нагрузкой более 500 Гкал/ч (это всего 3 % городов).

Рынки тепловой энергии из-за значительных потерь и дороговизны транспорта тепла локальны, и излишек мощности теплоисточника на данном

локальном рынке не может быть без значительных инвестиций использован для производства и поставки тепла на другой локальный рынок.

Рынки электрической и тепловой энергии тесно связаны между собой:

по субъектному составу — прежде всего через генерирующие компании, имеющие в своем составе ТЭЦ, осуществляющие комбинированную выработку электрической и тепловой энергии. На долю ТЭЦ приходится примерно 1/3 всего производства тепла в стране, при этом из 710 млн. Гкал, вырабатываемых ими, на долю комбинированной выработки приходится примерно 550 млн. Гкал;

по объемам производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ. Большая часть тепловой энергии вырабатывается за счет энергии конденсации пара, предварительно отработанного в паровой турбине, либо охлаждения газов, первоначально совершивших работу в газовой турбине, поэтому на большинстве ТЭЦ имеется жесткая взаимосвязь минимально необходимой генерации электроэнергии при разных объемах потребления тепла. То есть в зависимости от погоды и паровой нагрузки промышленных предприятий, ТЭЦ вынуждена поставлять на рынок какое-то количество электрической энергии независимо от прибыльности либо убыточности этих поставок. Вышесказанное относится в основном к периодам низких температур наружного воздуха, близких к минимальной расчетной температуре, поскольку в этот период в максимальной степени загружены все тепловые мощности. В более теплую погоду на ТЭЦ есть возможность для внутреннего технического маневра — переключения части тепловых нагрузок с энергетических блоков на свободные пиковые водогрейные котлы с большей разгрузкой ТЭЦ по электрической мощности.

Ситуация на рынке электроэнергии может потребовать снижения выработки электроэнергии на ТЭЦ в периоды минимальной электрической нагрузки и перевода тепловой нагрузки на пиковые водогрейные котлы, что существенно влияет на стоимость производства тепла;

по влиянию режимов работы систем теплоснабжения на эффективность работы ТЭЦ на рынке электроэнергии. Температура обратной сетевой воды также влияет на все режимы работы ТЭЦ. Ее снижение за счет более полного использования энергии теплоносителя у потребителей уменьшает потребный расход сетевой воды с соответствующим уменьшением расхода электроэнергии на перекачку. Также повышается общая эффективность теплового цикла ТЭЦ и увеличивается выработка электроэнергии на тепловом потреблении. Неквалифицированное регулирование систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения у потребителей, самовольная установка дополнительных потребительских установок приводят к увеличению расхода теплоносителя, повышению температуры обратной сетевой воды, что разрегулирует работу всей системы теплоснабжения, нарушает режим работы и ухудшает качество тепла для других потребителей, увеличивает потребность в теплоносителе и вызывает дополнительные затраты на источнике тепла для выработки и прогонки по всей системе теплоснабжения дополнительных объемов теплоносителя;

по влиянию режимов работы систем теплоснабжения в периоды низких температур на объемы потребления электроэнергии, а также на объем резерва электрической мощности. Широко применяется верхняя «срезка» температурного графика — ограничение роста температуры сетевой воды при низких температурах наружного воздуха предельным значением, которое ниже значений, оговоренных в технических условиях на подключение потребителей. Раньше эти ограничения оправдывались неплатежами потребителей и отсутствием топлива, теперь ограниченными возможностями оборудования и опасностью разложения пенополиуретана — широко применяемой в последние годы изоляции трубопроводов тепловых сетей. Недогрев сетевой воды вынужденно компенсируется увеличением ее расхода, но пропускная способность трубопроводов не всегда позволяет обеспечить качество теплоснабжения всех потребителей. В первую очередь нарушаются режимы теплоснабжения потребителей, наиболее удаленных от ТЭЦ, и они вынужденно

компенсируют недогрев включением газовых плит и электронагревателей. Для энергосистем, расположенных в европейской части страны, похолодание на 1 °С приводит к увеличению потребления электрической мощности примерно на 0,6 %. Такая взаимосвязь требует наличия значительных резервных электрических мощностей, используемых только в периоды зимних максимумов;

по влиянию дефицита мощности на рынке электроэнергии на режим работы источников тепла. Возможны ситуации нехватки генерирующих мощностей в периоды максимального электропотребления и переключения части тепловой нагрузки на пиковые водогрейные котлы на ТЭЦ, что позволяет уменьшить теплофикационные отборы и за счет срабатывания пара в цилиндрах низкого давления паровых турбин увеличить выработку электроэнергии. Эффективность использования топлива при этом значительно снижается, но такой маневр на короткий период может быть экономически оправдан;

по взаимному влиянию надежности работы систем электро- и теплоснабжения. Использование электроэнергии на догрев помещений многократно возрастает при крупных авариях в системах теплоснабжения. Длительное прекращение теплоснабжения может привести к отключению и электроснабжения из-за перегрузки кабельных линий и подстанций. В свою очередь, прекращение электроснабжения приводит к отключению насосов, автоматики и соответственно нарушениям режимов теплоснабжения. То есть с точки зрения надежности системы топливо-, тепло- и электроснабжение взаимосвязаны и должны рассматриваться совместно;

по стоимости электрической и тепловой энергии на ТЭЦ. На ТЭЦ происходит совместное производство электрической и тепловой энергии, поэтому затраты могут быть разнесены между ними достаточно произвольно. Так, в 1970-х гг. был изменен способ разнесения затрат таким образом, что весь эффект от экономии затрат при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии относился на электрическую энергию. В течение 90-х гг.

методические подходы к регулированию тарифов на тепловую и электроэнергию на ТЭЦ пересмотрены. В результате часть эффекта от экономии затрат при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии стала относиться на тепловую энергию.

На рис. 6.5.1 (прямая 1) изображен график Гинтера, характеризующий возможность разного разнесения затрат на топливо между тепловой (по оси абсцисс) и электрической (по оси ординат) энергией при их совместной выработке на ТЭЦ, а также идентичный график по соотношению себестоимости на выработку тепловой и электрической энергии. В зависимости от метода разнесения затрат может быть выбрана любая произвольная точка на прямой 1.

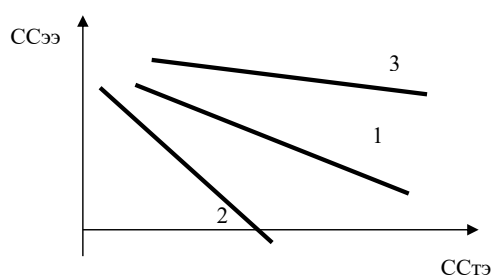


Рис. 6.5.1. Отношение себестоимости производства электрической и тепловой $C_{тэ}$ энергии в режиме комбинированной выработки при разных объемах поставки тепла

Отключение части тепловых потребителей увеличивает себестоимость комбинированной выработки и уменьшает наклон графика (прямая 3 на рис. 6.5.1). Подключение новых тепловых потребителей или возврат отключившихся снижают общую себестоимость и увеличивают наклон графика (прямая 2 на рис. 6.5.1).

При правильно построенной работе с клиентами энергетическая компания, владеющая ТЭЦ, может определить тот уровень снижения цены на тепло, при котором возможно подключение новых потребителей либо увеличение отпуска тепла существующим потребителями, что обеспечит снижение себестоимости производства электрической и тепловой энергии и

повысит конкурентоспособность ТЭЦ на рынке тепла и на рынке электроэнергии;

по развитию источников электрической и тепловой энергии.

Электропотребление в России растет гораздо более быстрыми темпами, чем теплотребление. Для многих крупных городов с развитой теплофикацией актуальной становится задача увеличения выработки электроэнергии на стабильном тепловом потреблении. В газифицированных районах это лучше всего обеспечивается за счет применения парогазовых циклов путем реконструкции существующих блоков и строительства замещающих мощностей. Приоритетной является работа ТЭЦ по тепловому графику, так как самая современная парогазовая ТЭЦ в конденсационном режиме работы имеет меньший коэффициент использования топлива, чем газотурбинная или паротурбинная ТЭЦ, полностью загруженная по теплу. Наличие в России большого количества крупных и средних котельных определяет значительные перспективы строительства на их основе новых ТЭЦ. Такое направление развития электроэнергетики соответствует как задачам экономической эффективности, так и стратегическим задачам снижения расходов органического топлива и уменьшения вредного влияния на окружающую среду. Существенная взаимосвязь и взаимозависимость рынков электрической и тепловой энергии через совместную выработку электрической и тепловой энергии усложняют задачу построения системы отношений на рынке тепла. Отношения должны быть организованы таким образом, чтобы оба рынка функционировали эффективно и подавали адекватные ценовые сигналы как в текущем режиме, так и в перспективе.

Особенности рынков тепловой энергии в России

Рынки тепловой энергии в России характеризуются рядом особенностей, усложняющих их взаимодействие с рынками электроэнергии.

Технические особенности

Отсутствие конкуренции между производителями тепловой энергии. В России существует немного городов, где за счет значительных инвестиций в

систему теплоснабжения (прежде всего в строительство сетей и установку тепловых пунктов с теплообменниками) возможна организация конкуренции между производителями тепловой энергии в оперативном режиме. В подавляющем большинстве случаев они работают на свою локальную сеть, которая может быть соединена с другой локальной сетью с помощью аварийных перемычек. Существует всего несколько десятков систем, где на одну тепловую сеть работают несколько производителей — чаще всего это одна или две ТЭЦ и несколько котельных. Однако нет ни одного города, где в ближайшей перспективе система технологически и организационно могла бы быть подготовлена к организации конкуренции между источниками тепла. Соответственно условия для конкуренции между производителями тепловой энергии практически отсутствуют, и работа любого производителя жестко завязана на режим работы потребителей. В этих условиях вопрос о введении той или иной формы конкуренции источников тепла должен рассматриваться в каждом городе индивидуально и решение о выборе такой стратегической цели должно приниматься на основе оценки всех необходимых инвестиций и ценовых последствий для потребителей. Для большинства городов в обозримой перспективе рынок тепловой энергии по-прежнему будет оставаться монопольным, соответственно сохранится тарифное регулирование на этих рынках.

Высокая доля зависимой схемы присоединения потребителей. При создании систем централизованного теплоснабжения в основном применялась зависимая схема присоединения потребителей. Это означает, что теплоноситель из тепловых сетей поступает непосредственно в теплопринимающее оборудование потребителя, а после его использования возвращается в обратную тепловую сеть.

При нарушениях гидравлического режима вследствие нарушения режимов работы оборудования производителей тепловой энергии, тепловой сети либо потребителей, возможен гидравлический удар, наносящий огромные убытки теплопринимающему оборудованию потребителей. Для защиты от

гидроудара и обеспечения независимого режима работы тепловой сети применяют независимую схему присоединения потребителей (т.е. теплоноситель не поступает в тепловую систему потребителя, а через теплообменник отдает тепло теплоносителю, циркулирующему у потребителя, и также через теплообменник принимается тепло в обратной сети).

В России у непромышленных потребителей лишь с введением массового строительства стали сооружать центральные тепловые пункты, в которых устанавливали теплообменники и обеспечивали независимое присоединение потребителей. Строительство центральных тепловых пунктов давало существенную экономию средств, однако не позволяло осуществлять индивидуальное регулирование подачи тепла в каждое здание. В настоящее время, с расширением применения автоматического регулирования подачи теплоносителя непосредственно у потребителя, это преимущество утеряно. В связи с этим стратегическим направлением преобразований на рынке тепла, реализуемым в настоящее время в ряде городов, является внедрение независимой схемы присоединения потребителей за счет установки индивидуальных тепловых пунктов.

Высокая доля открытых схем теплоснабжения. Примерно в половине российских городов система теплоснабжения, в целях жесткой экономии средств, создавалась как открытая. Это означает, что часть теплоносителя, после отработки в отопительной системе здания, используется затем в целях горячего водоснабжения и далее сливается в канализацию, т.е. не возвращается к производителю тепловой энергии. Это требует дополнительных затрат в источнике тепла на подготовку и подогрев воды, создает значительную неустойчивость режимов работы системы и существенно усложняет поддержание качества поставляемого тепла. Стратегическим направлением является «закрытие» системы. Как правило, это уже осуществляется в крупных городах, однако делается не для всех источников сразу, а поэтапно.

Ценовые особенности

Несоответствие тарифов экономически обоснованным затратам

Существует значительная дифференциация соотношений тарифов по регионам. Так, максимальное отношение тарифов для промышленности к тарифам жилищных организаций составляет более 3, минимальное — 0,5. При этом экономически обоснованное соотношение цен для них, существенно различаясь по регионам, составляет от 0,6 до 0,9 (в зависимости от конкретной конфигурации системы теплоснабжения и структуры потребителей).

Таким образом, стратегическая задача в системе тарифного регулирования — приближение тарифов на тепловую энергию для потребителей к экономически обоснованным затратам.

Снижение продаж тепловой энергии от ТЭЦ

«Социально-направленное» регулирование тарифов на тепловую энергию существенно снизило заинтересованность промышленных предприятий в покупке тепла в централизованных системах теплоснабжения. В связи с этим в течение всех 1990-х гг. наблюдался масштабный процесс отказа промышленных потребителей от покупки тепла и создания или восстановления собственных источников тепла. Наряду с общим спадом промышленного производства, это привело к снижению общих продаж тепла от ТЭЦ энергетических компаний на 13 %. Одновременно произошло снижение доли отпускаемого от ТЭЦ пара почти в 2 раза. Этот процесс значительно ухудшил экономические показатели централизованных систем теплоснабжения и крупных источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, поскольку постоянные затраты на содержание оборудования не снизились, а удельные затраты в расчете на 1 Гкал отпущенного тепла увеличились.

Институциональные особенности

Эксплуатация неэффективных котельных

Подавляющее большинство крупных городов России с населением более 500 тыс. человек имеют мощные ТЭЦ, принадлежащие энергетическим компаниям, и большая часть потребителей обеспечивается ими. В некоторых городах значительную нагрузку несут заводские ТЭЦ. Также в большинстве

этих городов имеется большое количество котельных, принадлежащих различным собственникам, причем часто они находятся в зоне действия ТЭЦ. В городах с населением от 100 до 500 тыс. человек также работают ТЭЦ энергетических компаний, но чаще это ТЭЦ небольшой электрической мощности (10—40 МВт) и значительно большей тепловой мощности за счет пиковых котлов, работающих в базовом режиме. Большая часть тепловых потребителей в таких городах обеспечивается теплом от котельных. Теплоснабжение подавляющего числа небольших поселений и малых городов осуществляется от котельных.

Наличие разных собственников в сфере теплоснабжения и существенная роль органов местного самоуправления в процедуре согласования инвестиционных решений, их заинтересованность в развитии принадлежащих муниципальному образованию тепловых мощностей порождают неценовые методы конкуренции за доступ на рынок и за финансовые потоки на рынке тепла.

Зачастую котельные, первоначально строившиеся как пиковые для будущего подключения к ТЭЦ, работают в базовом режиме, так как принадлежат иным собственникам, которые заинтересованы в их максимальной загрузке в ущерб потребителю. Администрации некоторых крупных городов вопреки интересам потребителей тратят значительные средства на строительство новых котельных в зоне действия ТЭЦ либо привлекают для этого частных инвесторов. В то же время общий потенциал роста отпуска тепла от ТЭЦ за счет вытеснения дорогих котельных составляет не менее 10—11 %, что может снизить стоимость тепла для потребителей на 5—10 %. По некоторым конкретным проектам рост отпуска тепла от ТЭЦ за счет вытеснения очень дорогих котельных может возрасти в несколько раз, что позволит снизить стоимость тепла для потребителей (без учета инвестиционных затрат) на 20—30 %. В связи с этим одной из важнейших задач является создание такой системы принятия решений в сфере теплоснабжения, которая обеспечила бы прозрачность процедуры и принятие

эффективных решений по загрузке действующих тепловых мощностей и развитию новых источников.

Отсутствие организационного единства тепловых сетей

В настоящее время на тепловых рынках городов, где присутствует несколько собственников, проявляется тенденция объединения тепловых сетей в единую компанию. Целесообразность объединения тепловых сетей, находящихся у разных собственников, в единую компанию, очевидна: существенно снижаются затраты на эксплуатацию, диспетчеризацию, регулирование и контроль вследствие эффекта масштаба; отсутствует необходимость обеспечения всех границ между сетями, принадлежащими различным собственникам, средствами измерения, а также согласования между ними сроков вывода сетей в ремонт; оптимизируется развитие сетей в интересах всего города; возможна оптимизация инвестиций. При едином оперативном управлении сетью легче организовать наладку системы, включая работу со всеми потребителями, что обеспечивает более высокое качество тепловой энергии.

Появление новых собственников в муниципальном тепловом бизнесе

Продолжается вхождение иных собственников в муниципальный тепловой бизнес. Назрела необходимость упорядочивания и четкого определения ответственности сторон в возникающих при этом отношениях.

Первоочередные задачи формирования эффективного рынка тепловой энергии

Особенности состояния и развития сферы теплоснабжения в России определяют необходимость существенных изменений в системе отношений на рынках тепловой энергии. Эти изменения уже начались — прежде всего с изменения структуры собственности и характера отношений. Очень важно, чтобы эти изменения в конечном итоге привели к созданию такой системы отношений, которая определит ответственность и права каждого участника, конкретизирует ответственность органов власти в сфере теплоснабжения, создаст стимулы для теплоснабжающих организаций действовать в интересах

потребителей и позволит применять для этого цивилизованные гибкие формы борьбы за потребителя. Сфера теплоснабжения должна быть преобразована в полноценный стабильный и эффективный бизнес. Развитие систем теплоснабжения должно осуществляться в наиболее эффективных направлениях с точки зрения долгосрочных интересов потребителей, а на рынках с участием источников комбинированной выработки электроэнергии и тепла — с учетом эффективного развития рынка электроэнергии.

Для этого должен быть решен комплекс следующих задач:

- определены технологическая ответственность и права участников сферы теплоснабжения для обеспечения надежного теплоснабжения, включая технологическую ответственность сторон в договорах (в том числе потребителя как элемента системы, влияющего на ее работу); обязательность согласования сроков ремонтов и взаимодействия организаций в чрезвычайных и аварийных ситуациях и регламентации действий по наладке и регулированию работы системы теплоснабжения и контроля за выполнением всеми сторонами (включая потребителей) своих технологических обязательств; формирование процедуры вывода значимого оборудования и тепловых сетей в долгосрочный ремонт и из эксплуатации, направленной на предотвращение возникновения дефицита тепловой энергии и мощности, исключение безответственных (в технологическом плане) посредников из системы отношений в сфере теплоснабжения;

- определены экономическая ответственность и права участников сферы теплоснабжения для обеспечения стабильности и выгодности отношений при выполнении следующих условий: четком определении экономической ответственности, прав и обязанностей сторон по договорам; создании механизма фиксации текущих долгов бюджетов и организаций, финансируемых из бюджета, и механизма обеспечения компенсации убытков организаций вследствие нарушения обязательств бюджета; регламентации отношений при неплатежах (включая порядок ограничений и отключений) и взыскании

задолженности; создании системы, стимулирующей повсеместное введение учета тепла;

- создана система, стимулирующая теплоснабжающие организации действовать в интересах потребителей при использовании цивилизованных форм ценовой конкурентной борьбы; обеспечивающая возможность заключения долгосрочных договоров; разрешающая потребителю заключать договоры теплоснабжения с организацией, к сети которой он присоединен через сети другой организации, при ответственности теплоснабжающей организации за самостоятельное урегулирование отношений по передаче тепловой энергии в интересах потребителей; обеспечивающая реализацию оптимального режима работы источников тепла и тепловых сетей в интересах потребителей, исключение неэффективных решений при внутригодовом планировании загрузки источников тепла;

- созданы условия для оптимального развития сферы теплоснабжения, в том числе: объективный и недискриминационный механизм принятия инвестиционных решений (включая порядок и критерии принятия инвестиционных решений, обеспечивающих приоритет надежности и экономичности теплоснабжения и ответственность властей за соответствие решений этим критериям; обеспечение равной конкуренции проектов, встраивание системы принятия инвестиционных решений в процесс разработки программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры; единую методологию разработки программных документов); механизм учета принятых решений в договорах и при установлении тарифов; механизмы обеспечения гарантий для инвесторов в муниципальную теплоэнергетику;

- сформирована целевая модель государственного ценового регулирования в сфере теплоснабжения, обеспечивающая стимулирование участников сферы теплоснабжения к снижению совокупных издержек на обеспечение потребителей теплом в текущем режиме и в перспективе; поэтапную ликвидацию перекрестного субсидирования; стабильность отношений на рынке тепла в результате заключения долгосрочных договоров;

при введении конкурентного рынка электроэнергии возможность ценового маневра ТЭЦ для учета конъюнктуры обоих рынков;

- определены критерии (технологические и организационные условия), выполнение которых позволяет дерегулировать цены на конкурентные виды деятельности в теплоснабжении, а также порядок дерегулирования цен.

Решение перечисленных выше задач позволит сформировать эффективную систему отношений в сфере теплоснабжения, обеспечивающую надежное и эффективное обеспечение добросовестных потребителей теплом.

Рекомендуемая литература к главе 6

Бондаренко А.Ф., Лисицын Н.В., Морозов Ф.Я. и др. Зарубежные энергообъединения; Под ред. В.А. Семенова. — М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2001, 360 с.

Давидсон М.Р., Догадушкина Ю.В., Крейнс Е.М., Новикова Н.М., Удальцов Ю.А., Ширяева Л.В. Математическая модель конкурентного оптового рынка электроэнергии в России. Известия РАН. Теория и система управления. 2004, № 3. С. 72—83.

Осика Л.К. Пути обеспечения надежности электроснабжения потребителей — субъектов оптового и розничного рынков электроэнергии на современном этапе формирования энергетики.

Стивен Стофт. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии / Пер. с англ., под ред. А.И. Лазебника, И.С. Сорокина. М.: Мир, 2006.

Ширяева Л.В. Рынок системных услуг. РАО ЕЭС РФ. Комиссия по реформированию. Ноябрь 2005 г.

Nagurney A. Network Economics: A Variational Inequality Approach. Dordrecht, Netherlands: Kluwer Acad. Publ., 1999.

Schweppe F.C., Caramanis M.C., Bohn R., Tabor R.D. Spot Pricing of Electricity. Norwell, MA: Kluwer Acad. Publ., 1988.

Littlechild S.C. Short Pricing of Electricity: Arguments and Prospects // Energy Policy. 1988. V. 16. № 4.

Ruff L. Competitive electricity markets: Why they are working and how to improve them. National Economic Research Associates, Cambridge, MA, 1999.

Ruff L. Origins of the Original UK pool. Private memorandum to S. Littlechild, 2001.

Cramton P., Wilson R.A. review of ISO New England's Proposed Market Rules, White Paper, Market Design Inc., September 1998.

Cramton P. Electricity Market Design: The Good, the Bad and the Ugly. University of Maryland, 2003.

Cameron L., Cramton P. The role of the ISO in U.S. Electricity Markets: A Review of restructuring in California and PJM. Electricity Journal, 1999, 12 (3): p. 71—81.

Green R., Newbery D. Competition in the British electricity spot market. Journal of Political Economy, 1992, 100 (5). P. 929—953.

Постановление Правительства РФ № 643 от 24.10.2003 г. (в ред. Постановления Правительства РФ № 529 от 31.08.2006 г.) «О правилах оптового рынка электроэнергии (мощности) переходного периода».

Постановление Правительства РФ № 530 от 31.08.2006 г. «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».

Постановление Правительства РФ № 109 от 26.02.2004 г. «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации».

Федеральный закон РФ от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

Федеральный закон РФ от 26.03.2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и

признание утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике».

Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических лиц к электрическим сетям.

Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854 «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

Методические указания по расчету тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке (Приказ Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 г. № 20-Э/2).

Аньшин В.М. Технологический бизнес: формы, проблемы, перспективы. М.: ВНТЦ. 1998. — 426 с.

Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес. М.: Дело. 2006. — 600 с.

Ламбер Ж-Ж. Менеджмент, ориентированный на рынок. СПб.: Питер. 2006. — 800 с.

Новиков Д.А., Иващенко А.А. Модели и методы организационного управления инновационным развитием. М.: ЛЕНАНД. 2006. — 336 с.

Инновационный менеджмент в электроэнергетике. /Под ред. Воронина В.П., Ливинского А.П., Салтанова Г.А.. М.: РАО «ЕЭС России», ВИПКэнерго. 2003. — 388 с.

100 лет теплофикации и централизованному теплоснабжению в России / Сборник статей под ред. В.Г. Семенова. — М.: Новости теплоснабжения, 2003. — 248 с.

От холода к теплу. Политика в сфере теплоснабжения в странах с переходной экономикой. Монография. — ОЭСР/ МЭА, 2005. — 302 с.

Проблемы теплофикации в странах с переходной экономикой // Сборник докладов на Международном семинаре. — М.: ОАО «ВТИ», 2004. — 136 с.

Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети / Учебник для вузов. — М.: Издательство МЭИ, 1999. — 472 с.

Глава 7. Управление надежностью в электроэнергетике

7.1 Надежность объектов электроэнергетики и энергосистем

Надежность работы ЕЭС России имеет большую социальную и экономическую значимость, является одной из основ системы жизнеобеспечения общества, поддержания производственной деятельности, соблюдения экологических норм, важным аспектом энергетической безопасности страны.

Надежность ЕЭС — это комплексное свойство, определяющее способность осуществлять электроснабжение потребителей путем выполнения функций по производству, передаче и распределению электрической энергии нормированного (требуемого) качества при едином технологическом взаимодействии генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, удовлетворять в любой момент времени спрос на мощность и электроэнергию (адекватность, балансовая составляющая системной надежности), противостоять возмущениям,

вызванным отказами отдельных элементов энергосистемы (безопасность, оперативная составляющая системной надежности).

До недавнего времени, в дореформенной электроэнергетике России задача обеспечения надежности ЕЭС решалась на основе единой технической политики и централизованного распределения финансовых ресурсов. Расходы возмещались в составе тарифов на электроэнергию. Участие конечного потребителя в обеспечении надежности электроснабжения не предусматривалось.

В составе комплексного свойства надежности технических систем, как правило, выделяют:

- безотказность — способность объекта сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки;
- долговечность — способность объекта сохранять работоспособность до наступления заданного предельного срока при установленной системе технического обслуживания и ремонтов;
- устойчивость — способность объекта противостоять возмущениям;
- живучесть — способность объекта ограничивать глубину (тяжесть, последствия), отказа функционирования и работоспособности;
- восстанавливаемость — способность объекта к восстановлению после отказа.
- управляемость — способность объекта обеспечивать достижение целей управления (связана с наличием достаточных ресурсов управления и технических средств для его осуществления).

К числу основных показателей надежности относятся:

- параметр потока отказов — отношение числа отказавших в единицу времени элементов к общему числу испытываемых однотипных элементов при условии, что отказавшие элементы заменяются новыми;
- наработка на отказ — среднее значение времени между последовательными отказами;

- время восстановления — отношение суммарного времени восстановления технического устройства за выбранный календарный срок к количеству его отказов за тот же календарный срок;

- коэффициент готовности — отношение времени безотказной работы технического устройства к суммарному времени его безотказной работы и вынужденных простоев из-за отказов.

Существуют также и интегральные показатели: суммарное время простоя оборудования, отключения энергопринимающих установок потребителей, недоотпуски электроэнергии.

Все показатели надежности могут иметь техническое содержание, а интегральные также и экономическое содержание. Интегральные показатели могут использоваться для характеристики глубины отказа.

Следует отметить, что показатели надежности оборудования не связаны непосредственно с показателем надежности электроснабжения потребителей из-за зависимости надежности электроснабжения потребителей от конкретных схемно-режимных условий работы энергосистемы. В этом смысле все частные показатели являются не прямыми, а косвенными характеристиками конечной надежности, под которой понимается надежность электроснабжения потребителей.

Отказы ЕЭС трактуются как снижение количества и качества электроэнергии, отдаваемой потребителю, по сравнению с требуемыми, которые оговорены договорными величинами и условиями поставки.

Для электростанции отказом считается снижение мощности, а для сети — пропускной способности, поскольку оценка их влияния на энергоснабжение потребителей требует в общем случае более глубокого анализа с учетом схем внешнего и внутреннего электроснабжения потребителей.

Под нарушением электроснабжения потребителя в общем случае понимается полное прекращение или недопустимое изменение параметров

его электроснабжения. При этом качество электроэнергии как один из факторов надежности электроснабжения регламентируется ГОСТ 13109-97.

Обеспечение надежности энергосистем, базируется на принципе разумной достаточности, и осуществляется за счет использования надежных элементов, выбора структуры объектов, с резервированием составляющих объект элементов, оптимизации режимов с учетом необходимого резерва по производительности, использования автоматического и ручного противоаварийного управления.

В электроэнергетике можно выделить четыре группы характерных объектов:

- единая энергосистема, объединенные и региональные энергосистемы (энергосистемы в границах операционных зон соответствующих диспетчерских центров);
- технологические объекты (линии электропередачи, подстанции, электростанции, схемы электроснабжения и др.);
- энергетическое оборудование и технические средства управления, в том числе релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика, аппаратура и каналы связи и др. (технические объекты);
- субъекты электроэнергетики и рынка, включая технологическую инфраструктуру и потребителей.

Для всех технических объектов в качестве базовых могут применяться показатели надежности, связанные с частотой отказов и временем восстановления, и наиболее распространенные из них — параметр потока отказов, наработка на отказ, время восстановления, коэффициент готовности, а также ресурсные показатели.

Для технологических объектов и энергосистем дополнительно используются показатели, характеризующие глубину отказа (снижение уровня функционирования или работоспособности объекта, например, отключенная мощность потребления или генерации, снижение пропускной способности сети).

Для энергосистем также используются интегральные показатели — недоотпуск электроэнергии, ущерб от недоотпуска и др.

Поддержание достигнутого уровня надежности ЕЭС России связано с необходимостью принятия масштабных мер, препятствующих развитию и снижающих негативные тенденции последних десятилетий, связанных в первую очередь со старением оборудования.

В настоящее время в энергосистемах имеется большая доля оборудования, отработавшего проектный срок службы. Высокий износ основных фондов ЕНЭС, их старение обуславливают возрастающее число случаев нарушения регламента работы оборудования. Изношенность электрооборудования повышает вероятность отказов и соответственно увеличивает значимость различных мероприятий по исследованию состояния и работоспособности как отдельных объектов, так и энергосистемы в целом.

Задача обеспечения надежности энергосистем (синтез надежности) рассматривается во всем мире в качестве одной из важнейших, решаемых как при эксплуатации, так и при планировании развития. В этой комплексной задаче обычно выделяют следующие частные задачи:

- определение оптимальных резервов мощности генерирующих источников в энергообъединении и распределение их по энергосистемам и электростанциям;
- выбор оптимальных схем электрических сетей и схем электроснабжения отдельных потребителей или их групп;
- выбор рациональных схем выдачи мощности электростанций;
- выбор рациональных схем распределительных устройств электростанций и подстанций;
- выбор состава средств управления, релейной защиты и автоматики;
- определение ограничений по условиям статической и динамической устойчивости;

- планирование ремонтов основного оборудования электрических сетей и электростанций.

Для планирования развития энергосистемы вводится понятие и требование *адекватности*, или достаточности, как способности системы обеспечивать покрытие перспективного спроса на электроэнергию требуемого качества в любое время при определенных условиях функционирования системы (надежность покрытия графиков нагрузки).

Используются следующие качественные критерии надежности энергосистем и электрических сетей:

- при проектировании и эксплуатации ($n-1$);
- при экономическом обосновании ($n-k$).

В соответствии с используемым в энергосистемах ряда стран подходом применительно к электрической сети критерий ($n-1$) означает, что схема сети должна обеспечивать расчетные перетоки мощности при отключении или отказе любого ее элемента. Критерий ($n-k$) означает, что в условиях работы полной схемы сети (при отсутствии плановых ремонтов) сеть должна обеспечивать расчетные перетоки мощности при выходе из строя любых k элементов из общего их количества. Следует отметить, что в ЕЭС России в настоящее время используется иной подход к определению области допустимых режимов работы энергосистем, основанный на обеспечении нормируемых требований к устойчивости при нормативных возмущениях.

Для обеспечения надежности при эксплуатации вводится и используется понятие *безопасность* (режимная или функциональная надежность) как способность системы противостоять нормативным возмущениям без непредусмотренных контрактами воздействий на потребителей и каскадного развития аварий.

Для стран, где осуществляется передача электроэнергии на большие расстояния (Австралия, Бразилия, Канада, Китай, Россия, Япония, Скандинавские страны, Южная Африка и США), приоритетной является

задача обеспечения устойчивости. При этом применяются детерминированные методы анализа способности энергосистемы противостоять воздействиям нормативных возмущений. В ряде стран анализ выполняется на основании расчетов преимущественно статической устойчивости (Австралия, Китай), более часто — на основании расчетов в том числе и динамической устойчивости.

Стратегия принятия решения (планирования) на основе качественного критерия, по существу, сводится к применению следующего правила: если нарушается критерий $(n-k)$, то признается необходимость ввода нового (модернизации существующего) оборудования и выполнения иных мероприятий, направленных на повышение надежности структуры объекта.

Наиболее используемым на практике является критерий $(n-1)$. Все перечисленные выше страны применяют его к электрической сети, а большинство из них также и к энергосистеме в целом. В некоторых странах применяется более жесткий критерий $(n-2)$.

Имеется также тенденция к внедрению показателей и норм надежности, основанных на вероятностном подходе. В Канаде, Франции и Италии используют модели для совместной оценки надежности систем генерации и передачи энергии, также основанные на применении вероятностных методов.

Более близкими к российским представляются показатели и нормативы надежности основной электрической сети, принятые в Англии и Уэльсе, которые включают в себя следующие требования:

- *к надежности присоединения электростанций к энергосистеме;*
- *к пропускной способности в сечениях основной сети при ее проектировании;*
- к надежности основной сети при проектировании;
- к устойчивости параллельной работы электростанций;
- к надежности электроснабжения потребителей.

Важным параметром для формулирования нормативов надежности присоединений электростанций является мощность наиболее крупного генерирующего оборудования (котла, реактора) в энергосистеме. При этом поскольку удовлетворительное функционирование энергосистемы должно обеспечиваться при одновременной потере двух наиболее крупных генераторов в энергосистеме, устанавливаются следующие требования:

- выдача мощности электростанции, максимальная выдаваемая мощность которой не превышает мощности двух наиболее крупных генераторов, должна обеспечиваться при длительном отключении (плановом или аварийном) одного присоединения, а электростанции большей мощности — при длительном отключении двух присоединений. Исходя из этого принципа минимальное количество присоединений (линий электропередачи), отходящих от шин электростанции, должно составлять для указанных электростанций два и три соответственно;

- главная схема электрических соединений электростанции должна формироваться таким образом, чтобы никакая одиночная авария (кроме аварии на секции шин или в шиносоединительном выключателе) не приводила к немедленной потере выработки электроэнергии большей чем мощность наиболее крупного генерирующего источника в энергосистеме;

- Никакой отказ секции шин, шиносоединительного выключателя или двух одноцепных линий не должен приводить к потере генерации большей, чем мощность двух наиболее крупных генерирующих источников в энергосистеме.

Требования к пропускной способности в сечениях сети определяются двумя составляющими: плановым перетоком и резервом пропускной способности. В соответствии с действующими в Российской Федерации нормативами передающая сеть должна обеспечивать:

- переток, равный сумме планируемого перетока и полного запаса пропускной способности межсистемной связи при отключении любой одной цепи;

- переток, равный сумме планируемого перетока и половине необходимого резерва пропускной способности межсистемной связи без перегрузки какой-либо цепи при одновременном отключении любых двух цепей.

Основная (системообразующая) электрическая сеть и подключенные к ней электростанции должны, как правило, проектироваться таким образом, чтобы сохранять устойчивость без ограничения отпуска электроэнергии от электростанций при отключении любой одноцепной или двухцепной воздушной линии или кабеля независимо от ее длины или любого питающего трансформатора.

Решения по надежности при проектировании развития и эксплуатации ЕЭС, ЕНЭС в основном принимаются на основании нормативов. Нормативы создаются на основе обобщения опыта эксплуатации, результатов технико-экономических расчетов и экспертных оценок.

Различают нормативы двух типов: *прямые* — в виде требований к значениям определенных показателей надежности и *косвенные* — в виде требований к техническим характеристикам объекта и его элементов.

В дореформенный период применительно к ЕЭС России в целом осуществлялась декомпозиция задачи обеспечения надежности с выделением задачи обеспечения надежности параллельной работы крупных электростанций, энергосистем и их объединений в составе ЕЭС, а также задач надежности внутри вертикально-интегрированных компаний — от поставок топлива до поставок тепла и электроэнергии. Для их решения применялся жесткий административный подход, корпоративные механизмы, производилось перераспределение финансовых ресурсов, осуществлялось централизованное диспетчерское управление.

Надежность работы основной электрической сети как элемента энергосистемы, обеспечивалась нормированием технических требований к линейному и подстанционному оборудованию, ее структуре, совершенству

релейной защиты и линейной автоматики, диспетчерскому управлению. Особое внимание уделялось устройствам противоаварийной автоматики.

Требований к надежности основной сети в общем виде не существовало, однако они возникали как следствие требований к энергосистеме, установленных рядом методических и руководящих материалов. Эти требования сконцентрированы в двух основных документах: методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем и методических указаниях по устойчивости энергосистем.

В соответствии с этими требованиями схема основной электрической сети должна обеспечивать:

- необходимую пропускную способность сети в сечениях ЕЭС, позволяющую осуществлять взаиморезервирование электростанций и, тем самым, гарантировать надежность покрытия нагрузки при расчетных неблагоприятных сочетаниях аварийных ремонтов основного генерирующего оборудования электростанций и непредвиденных изменениях перспективных нагрузок;
- выполнение регламентированных требований к режимам работы энергосистемы и электроснабжению потребителей в условиях, возникающих после вывода из работы для проведения аварийных ремонтов тех или иных элементов электрической сети или их сочетаний;
- сохранение устойчивости энергосистем в результате нормативных возмущений.

Установлены требования и к допустимым режимам энергосистемы. В соответствии с этими требованиями в сети напряжением 500 кВ и ниже устойчивость должна сохраняться без применения противоаварийной автоматики после отключения любого элемента вследствие однофазного короткого замыкания (КЗ) с успешным и неуспешным АПВ (ОАПВ) и после отключения энергоблока, кроме наиболее мощных генераторов, имеющих в небольшом количестве в данной ОЭС. В сети 750 кВ и выше для сохранения устойчивости допускается применение противоаварийной

автоматики, но объем отключаемой нагрузки должен быть не более 30% передаваемой по сечению мощности. При этом не допускается воздействия противоаварийной автоматики на разгрузку АЭС при отключении любого элемента сети любого напряжения.

В перспективе необходимо стремиться к проектированию электрической сети с учетом соблюдения критерия $(n-1)$ без противоаварийного управления, то есть к отсутствию управляющих воздействий при возникновении одного любого нормативного возмущения в энергосистеме.

7.2. Обеспечение надежности

7.2.1. Механизмы управления надежностью.

При переходе электроэнергетики к рыночным отношениям задача обеспечения надежности ЕЭС значительно усложняется вследствие влияния рыночных механизмов на изменение режимной ситуации в энергосистемах.

По мнению зарубежных экспертов, серия крупных системных аварий последнего времени вызвана, в том числе, несоответствием действующей системы обеспечения надежности в крупных энергообъединениях новым рыночным условиям. В частности, в общих выводах и заключениях по крупным системным авариям в США и Западной Европе отмечается, что энергообъединениям необходимо разработать эффективные регулирующие и законодательные механизмы для упорядочения рыночных операций по сделкам на поставки электроэнергии. До сих пор, несмотря на крупные аварии и погашения энергосистем в Европе и Америке, участники рынков электроэнергии расширяют объемы контрактов на коммерческие поставки сверх всяких технически возможных и разумных пределов.

Необходимо учитывать тенденцию в западном обществе, направленную на ужесточение требований к системной надежности на основе правовых механизмов. В России отставание в создании эффективных механизмов инвестирования в развитие генерации и электрических сетей от

развития рыночных отношений может породить значительные риски и, в частности, риск невозможности удовлетворения перспективного спроса по причине низкой эффективности инвестиционных решений.

При этом следует отметить, что обеспечение централизованного оперативно-диспетчерского управления и проведение торгов электроэнергией исключительно в пределах области допустимых режимов (определяемых системным оператором) существенно снижает упомянутые выше риски.

Механизмы управления надежностью могут базироваться на различных принципах: административном, нормативно-правовом и экономическом. Это не означает, что вся система управления надежностью в конкретный период и в конкретной энергосистеме строится на каком-то одном из указанных принципов. Как правило, используется та или иная комбинация механизмов, базирующихся на различных принципах управления.

В условиях вертикально-интегрированной структуры электроэнергетики преимущественно использовалось административное и нормативно-правовое управление. На основании отраслевых приказов и распоряжений в соответствии с отраслевыми регламентами осуществлялась единая техническая политика с перераспределением финансовых ресурсов на решение наиболее острых задач.

При переходе электроэнергетики к рыночным отношениям с высокой самостоятельностью участников рынка электроэнергии и несовпадением их интересов административный подход теряет свою былую эффективность. Неизбежным становится сочетание экономического и нормативно-правового управления надежностью.

Переход к рыночным методам и экономическим механизмам не исключает полностью возможности и эффективности использования в некоторых случаях административного управления. Определенный приоритет оно может иметь в критических либо аварийных условиях.

Надежность электроснабжения потребителей должна стать товаром с соответствующей ценой и предметом договорных отношений между субъектами энергетического рынка, реализуемым через рыночные услуги.

Поддержание необходимого уровня надежности требует определенных затрат, однако, общая рыночная логика, направленная на извлечение максимальной прибыли от реализации товаров и услуг, не создает привлекательного для участников рынка экономического механизма поддержания надежности. Основанием такого механизма может стать создание рынка системных услуг, в котором участники рынка предоставляют через системного оператора всей ЕЭС в целом дополнительные услуги (первичного и вторичного регулирования частоты, регулирования реактивной мощности, запуск системы с нуля и т.д.).

Единство технологического процесса в ЕЭС России, осуществляемого множеством субъектов электроэнергетики, определяет их совместное участие в обеспечении, как системной надежности, так и надежности электроснабжения потребителей. Это обстоятельство требует выстраивания системы экономических взаимоотношений между хозяйствующими субъектами в сфере обеспечения надежности. Необходимо установить соответствующие требования и показатели надежности, меры ответственности за их выполнение на границах взаимодействия.

Генерирующие компании должны обеспечивать безотказность, управляемость генерирующего оборудования и распределительных устройств, выполнять обязательства по выработке ЭЭ в соответствии с диспетчерскими графиками, осуществлять регулирование частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности, выполнять требования по устойчивости и живучести электростанций, включая возможность восстановления генерации после погашения системы. Реализация требований осуществляется посредством резервирования станционных систем и ресурсов, поддержания согласованных характеристик оборудования и настройки систем управления.

Сетевые компании должны обеспечивать адекватные схемы выдачи мощности электростанций и их текущую надежность, согласованные схемы присоединения потребителей и текущую надежность их электроснабжения, а также регламентированную надежность электрической сети. Реализация требований осуществляется посредством резервирования структуры и пропускной способности сети, применения эффективных управляемых источников реактивной мощности, средств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Потребители должны использовать энергопринимающие установки, устойчивые к расчетным внешним возмущениям, обладающие достаточной собственной безотказностью, электрической и технологической живучестью, способностью восстановления без значительных потерь после нарушения технологического процесса. Для этого могут применяться системы самозапуска и повторного пуска двигателей, автономные источники питания, устройства регулирования реактивной мощности, технологическое резервирование и средства управления. Потребители должны поддерживать заданный коэффициент мощности, а также принимать участие (в договорном объеме) своей нагрузкой в противоаварийном управлении.

Системный оператор при планировании режимов должен обеспечивать требуемую надежность ЕЭС (энергосистем). При управлении электроэнергетическим режимом он должен эффективно использовать имеющиеся в энергосистеме резервы генерирующих мощностей и пропускной способности электрической сети для локализации и предотвращения развития нарушений нормального режима, обеспечивать его скорейшее восстановление. При этом им используется АСДУ, системы автоматического управления режимом (АРЧМ, ПА), настроенные с учетом требований обеспечения надежности в текущих условиях.

Требования к энергопринимающим установкам потребителей, помимо названных ранее, должны ограничивать их негативное влияние на качество электрической энергии во внешних сетях и, таким образом, на надежность

электроснабжения других потребителей и системы в целом на границе балансовой принадлежности.

Наличие у одного потребителя нескольких взаимосвязанных точек присоединения, в том числе к электроустановкам нескольких субъектов, может потребовать заключения многостороннего договора и установления комплексных показателей гарантируемого уровня надежности.

Достаточно очевидно, что ни системная надежность, ни надежность электроснабжения потребителей не может быть абсолютной по техническим причинам, а исходя из экономических соображений, ее нецелесообразно приближать к таковой. С учетом этого обстоятельства ответственность субъектов электроэнергетики за надежность может быть как ограниченной, так и полной в зависимости от договорных условий и структуры формирования тарифа на надежность.

При распределении ответственности следует исходить из того, что энергосистема должна выдерживать нормативные возмущения — не допускать нарушений электроснабжения, недопустимых отклонений частоты, напряжения, уровней токов короткого замыкания и перегрузок оборудования, потери статической и динамической устойчивости и др. В границах нормативных для энергосистемы возмущений субъекты, являющиеся их источниками, должны нести имущественную ответственность за ущерб, связанный с повреждением собственного и чужого оборудования, с дополнительными эксплуатационными издержками других субъектов рынка, а также с общей упущенной выгодой.

При возмущениях, превышающих нормативные, в энергосистеме может не сохраняться устойчивость, что может привести к нарушению электроснабжения потребителей. В этих условиях соответствующие субъекты электроэнергетики, допустившие нарушение установленных требований надежности функционирования собственных объектов, которые стали причиной нарушения электроснабжения потребителей, должны нести кроме указанной выше имущественной ответственности дополнительную

ответственность за ущерб потребителей, для которых был нарушен договорный уровень надежности электроснабжения.

7.2.2. Технологические и организационно-экономические возможности регулирования уровня надежности

Организация экономического управления надежностью нуждается в строгом определении факторов, воздействие на которые приводит к желаемому результату.

К технологическим факторам относятся:

- резервы генерирующих мощностей требуемой маневренности и их рассредоточение на обслуживаемой территории;
- структура электрической сети с резервами пропускной способности, резервными линиями электропередачи и трансформаторными мощностями подстанций;
- количество питающих вводов от независимых источников у энергопринимающих установок потребителей;
- наличие у потребителей собственных резервных электрических генерирующих мощностей;
- оснащенность объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей необходимыми средствами автоматики и релейной защиты;
- уровень профессиональной подготовленности эксплуатационного персонала технологических субъектов энергосистемы;
- уровень эксплуатационного обслуживания объектов электроэнергетики, в энергосистеме.

Организационными факторами являются:

- эффективность системы оперативно-диспетчерского управления при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима ЕЭС России;

- создание рынка системных услуг и привлечение на этот рынок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой;
- дифференциация потребителей электрической энергии по предъявляемым ими требованиям к уровню надежности электроснабжения,
- дифференциация цен (тарифов) на электрическую энергию для потребителей по уровню надежности электроснабжения;
- распределение ответственности субъектов электроэнергетики за нарушение договорных условий надежности;
- создание благоприятного инвестиционного климата в области развития генерации и электрических сетей для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, обеспечивающего опережающий рост предложения над спросом;
- развитие энергосбытовых организаций и гарантирующих поставщиков на рынке электрической энергии;
- формирование нормативно-правовой базы рынка, учитывающей необходимость обеспечения системной надежности и надежности электроснабжения потребителей.

В качестве ценовых инструментов управления надежностью могут использоваться дифференцированные цены (тарифы) на электроэнергию, формируемые посредством надбавок-скидок к действующим ценам (тарифам) на поставляемую потребителю электроэнергию, либо специальные цены (тарифы) на особый вид системной услуги по обеспечению заданного уровня надежности. Дифференцированная цена на электроэнергию, учитывающая обеспечиваемый уровень надежности и включающая как затраты, связанные с повышением надежности электроснабжения, так и экономический эффект у потребителя (снижение ущерба), является наиболее простым и эффективным инструментом управления надежностью в условиях рынка. Поставщик услуг гарантирует потребителю договорный уровень надежности и в случае его нарушения несет соответствующую имущественную ответственность.

В перспективе часть потребителей будет готова производить дополнительную оплату, если им будет гарантирован в договорном порядке необходимый уровень надежности поставки энергии, а ущерб, связанный с перерывами в подаче энергии будет полностью возмещаться. Часть потребителей, по-видимому, согласится на сохранение существующего уровня надежности на существующих условиях или даже на его снижение на договорной возмездной основе.

7.2.3. Рынок системных услуг и основные направления повышения надежности

Услуги по обеспечению системной надежности входят в число дополнительных (к услугам по передаче электроэнергии и оперативно-диспетчерскому управлению) системных услуг, которые являются основным инструментом реализации участия субъектов в автоматическом и оперативном управлении режимом энергосистемы.

Рынок системных услуг (ДСУ) является одним из наиболее действенных и эффективных механизмов поддержания требуемого уровня надежности энергосистемы и надлежащего качества электроэнергии. Помимо этого рынок системных услуг является механизмом экономического стимулирования участников к предоставлению таких услуг — эффективно организованной системой, являющейся дополнением и стабилизатором конкурентного рынка электроэнергии (см. 6.1).

Оказание этих услуг потребителями электрической энергии позволяет повысить управляемость нагрузкой в энергосистеме, сократить ущерб при аварийных отключениях энергопринимающих установок, а также при ограничениях электропотребления и облегчают реализацию эффективного противоаварийного управления. Для обеспечения управляемости в аварийных режимах существенно наличие средств дистанционного, в том числе избирательного, автоматического управления нагрузкой, что дает

возможность выполнять аварийное ограничение и отключение потребителей с учетом их ответственности и готовности оказывать системные услуги.

К системным услугам относятся:

- предоставление резервов активной мощности разной степени мобильности;
- участие в регулировании частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности;
- участие в противоаварийных мероприятиях и восстановлении нормального режима электроснабжения после нарушения.

Системные услуги предоставляются субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой для достижения следующих целей:

- стабилизации частоты и обеспечения резервов мощности;
- регулирования реактивной мощности и поддержания напряжения;
- предотвращения аварий, сбоев в электроснабжении потребителей;
- послеаварийного восстановления энергосистемы.

В ходе реформирования российской электроэнергетики формируются принципы и порядок оплаты системных услуг, уточняется и само понятие системных услуг. Исходя из экономической целесообразности предоставление части таких услуг может быть организовано на регулируемой основе по фиксированным ценам (тарифам), что подразумевается ст. 38 ФЗ «Об электроэнергетике» в отношении услуг потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций и иных согласованных с ними услуг.

В переходном периоде участие субъектов рынка в обеспечении ДСУ должно быть обязательным и оплачиваемым. Обязательность участия субъектов рынка в ДСУ и механизмы оплаты должны быть определены нормативным актом федерального уровня. Принцип оплаты за услуги сводится к возмещению затрат субъектов по обеспечению требуемых

характеристик, в том числе по установке и эксплуатации необходимых устройств управления, а также затрат на поддержание готовности к оказанию услуг и затрат на фактическое участие в их оказании. В перспективе целесообразно переходить полностью на рыночные механизмы, стимулирующие добровольное участие субъектов в рынке системных услуг с целью получения ими прибыли.

Обеспечение надежности функционирования и развития ЕЭС России является сложной многокритериальной задачей, решение которой необходимо искать в зависимости от установленных приоритетов, значимости каждого критерия и проводить по следующим основным направлениям:

- развитие рыночных механизмов планирования и обеспечения надежности ЕЭС;
- формирование нормативной базы и организационных принципов функционирования рынка системных услуг;
- освоение современных методов планирования и обеспечения надежности;
- внедрение программного обеспечения анализа и оптимизации надежности для этапов планирования и эксплуатации;
- оценка экономических последствий нарушений электроснабжения, включая полные, частичные и кратковременные отключения, снижение качества электроэнергии у потребителей;
- организация мониторинга и статистического анализа аварийности линий электропередачи и оборудования электростанций и подстанций, разработка и внедрение современных систем регистрации аварийных событий и процессов;
- совершенствование планирования и организации ремонтов оборудования с учетом фактического состояния оборудования по данным диагностики и мониторинга;

- долгосрочное планирование развития ЕЭС России с учетом балансовой составляющей системной надежности;
- анализ на регулярной основе зарубежного опыта по обеспечению надежности энергосистем и энергообъединений.

Рекомендуемая литература к главе 7

- 7.1. *Лазебник А.И., Сорокин И.С.* Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии: пер. с англ. – М.: Мир, 2006. – 623с.
- 7.2. *Тукенов А.А.* Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 416с.
- 7.3. *Карташев И.И., Тульский В.Н.* и др. под ред. Шарова Ю.В. Управление качеством электроэнергии. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 320 с.
- 7.4. ОАО «РАО ЕЭС России»: Компании целевой структуры электроэнергетики, 2006 год. – приложение к годовому отчету ОАО «РАО ЕЭС России» за 2006 год.
- 7.5. Положение о Технической политике ОАО «ФСК ЕЭС». – М. 2006. – 126 с.
- 7.6. Основы современной энергетики: Курс лекций для менеджеров энергетических компаний. В двух частях / Под общей редакцией чл.-корр. РАН Аметистова Е.В. – Часть 1. Трухний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В. Современная теплоэнергетика: - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 368с.
- 7.7. *Гительман Л.Д., Ратников Б.Е.* Энергетический бизнес: Учеб. пособие. – М.: Дело, 2006. – 600 с.
- 7.8. Электротехнический справочник в 4 т., Т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ Герасимова В.Г. и др. (гл. ред. Попов А.И.) – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

Раздел III. Управление и экономика предприятий электроэнергетики

Глава 8. Основы современного менеджмента и построения организационных структур

8.1. Развитие науки управления и современный менеджмент

История управленческой мысли насчитывает уже несколько тысячелетий — ее истоки относят к IV тысячелетию до н.э. Однако более или менее систематизироваться и теоретизироваться менеджмент начал лишь в начале XX в., когда в 1911 г. Фредерик У. Тейлор опубликовал свою книгу «Принципы научного управления», после выхода которой управление было признано наукой и самостоятельной областью исследования.

В XX в. получили развитие четыре основные школы управленческой мысли: школа научного управления, административная школа, школа человеческих отношений и количественная школа. Они внесли большой вклад в развитие теории менеджмента. Можно считать, что современные теории менеджмента во многом являются обобщением теорий, разработанных в рамках указанных школ.

Научное управление наиболее тесно связано с работами Ф. Тейлора, Ф. и Л. Гилбрет. С использованием наблюдения, измерений, логики, анализа и мотивации они старались усовершенствовать многие операции ручного труда, добиваясь их более эффективного выполнения. Ф. Тейлор считал, что главная проблема низкой производительности труда заключается в несовершенной системе стимулирования. Он предложил использовать систему материальных стимулов, главный из которых награда, следующая немедленно за выполнением работы. Награда в представлении Ф. Тейлора сводилась не только к денежным выплатам, но и к таким способам

стимулирования, как организации столовых, детских садов, вечерних курсов и т.д. Ф.Тейлор считал, что производственный процесс, любой труд можно структурировать и измерить. В разработку этих идей большой вклад внесли супруги Гилберты. При помощи изобретенного Ф. Гилбертом микрохронометра и кинокамеры они изучали движения при производстве различных видов работ и определяли их наиболее эффективные комбинации.

Административное управление связывают с именем управляющего угольной шахты А. Файоля. В своей основной книге «Промышленное и общее администрирование» А. Файоль изложил основные принципы административного управления: разделения труда, единоначалия, централизации, иерархичности, корпоративного духа и другие.

Еще одним значительным представителем административной школы управления был М. Вебер, разработавший концепцию бюрократии. Бюрократия в понимании М. Вебера — это профессионализм в сфере управления. Бюрократия в условиях разделения труда, централизации принятия решений и иерархической организации компании может обеспечить огромную эффективность за счет максимальной рациональности, точности, дисциплины. В то же время М. Вебер признавал, что рано или поздно в связи с усложнением процесса принятия решений бюрократия может выйти из-под контроля.

Школа человеческих отношений (поведенческая школа) опиралась на изучение взаимодействия людей в малых контактных группах. Её основные представители (М.П. Фоллетт, Э. Мэйо, А. Маслоу, Д. МакГрегор, Ф. Герцберг и др.) считали, что даже хорошая организация и стимулирование труда не всегда ведут к росту его производительности и повышению качества продукции. Они показали важность и методы учета социальных и психологических факторов, характер и особенности взаимодействия между работниками по горизонтали и по вертикали управления, их мотивации. Этой школе принадлежит определение менеджмента как «выполнения работы с помощью других людей».

Во второй половине двадцатого века наука управления существенно обогатилась за счет использования математических методов и вычислительной техники. Возможности сбора и обработки огромных массивов экономической информации, переход от вербального к формализованному описанию производственных задач, появление методов и моделей оптимизации хозяйственных решений позволили выстраивать такие процессы управления, которые обеспечивают достижение заданных целей с минимальными затратами. Выдающийся вклад в становление и развитие количественной школы управления внесла отечественная наука в лице таких её представителей, как Л.В. Канторович, В.С. Немчинов, Г.В. Новожилов и др.

Наряду с развитием общей теории управления во второй половине XX – начале XXI века особое внимание в науке и на практике уделяется её функциональным разделам – управлению издержками, качеством, маркетингу, бизнес-планированию, финансовому менеджменту, управлению персоналом.

В современной практике управления компаниями наибольшее распространение получили подходы, базирующиеся на теории конкурентной стратегии М. Портера и методологии системы сбалансированных показателей Р. Каплана и Д. Нортон.

Нарастание конкуренции в 70-х гг. XX в. сделало недостаточным просто регулярное повышение производительности труда и снижение издержек. М. Портер предложил каждой фирме разработать свою стратегию, отличающую её от других фирм. Такая стратегия может базироваться на одной из трех альтернатив: лидерство по издержкам (и соответственно, ценам); лидерство по ассортименту (удовлетворение максимально широкого спектра потребности); фокусирование (ориентация на специфику потребности определенной группы потребителей).

Р. Каплан и Д. Нортон предложили методологию перевода словесного описания стратегии в комплекс расчетных методов и алгоритмов принятия

решений на основе системы сбалансированных показателей, достижение которых обеспечивает реализацию принимаемой стратегии.

Применение современных теорий управления в электроэнергетике описано в гл. 11.

8.2. Уровни и методы управления

Современные организации, в том числе и в энергетике, весьма большие и сложные, управлять ими в одиночку невозможно. Управленческий труд основывается на принципах горизонтального и вертикального разделения.

Под **горизонтальным разделением труда** понимают разделение всей работы на составляющие компоненты (например, составление производственного плана электростанции, составление графика поставки электроэнергии на оптовый рынок и почасовое прогнозирование цен на этом рынке). Вертикальное разделение труда является следствием горизонтального: если вся работа разбита на составляющие, появляется необходимость координации этой работы (т.е. необходимо, чтобы кто-то скоординировал описанную выше работу с целью обеспечения согласованности плана производства энергии и ее поставок на рынок, а также превышения доходов, полученных на рынке за поставленную на него в каждый конкретный час электроэнергию, над затратами по ее производству).

Разделение управленческого труда по горизонтали определяет расстановку конкретных руководителей во главе отдельных подразделений. При этом одним руководителям приходится координировать работы других, которые в свою очередь координируют работу третьих, и так далее до руководителя, координирующего работу неуправленческого персонала — людей, обеспечивающих физическое производство продукции или оказывающих услуги.

Ступени **вертикального разделения труда** образуют уровни управления. Можно выделить три основных уровня управления (в каждой конкретной организации одному уровню управления может соответствовать больше одной ступени управления):

<i>Уровень управления</i>	<i>Пример должности</i>
Стратегическое управление	Генеральный директор оптовой генерирующей компании (ОГК)
Функциональное управление	Руководитель департамента ОГК
	Директор электростанции
Операционное управление	Начальник цеха
	Бригадир (начальник смены)

Руководители на стратегическом уровне заняты в основном разработкой долгосрочных (перспективных) планов, формулированием целей, адаптацией организации к различным переменам, управлением отношениями между организацией и внешней средой. Они отвечают за принятие важнейших решений для организации в целом или для основной части организации.

Руководители на функциональном уровне в основном заняты управлением и координацией внутри организации. Они согласовывают разнообразные формы деятельности и усилия различных подразделений организации, готовят информацию для решений, принимаемых руководителями высшего звена, и передают эти решения обычно после их трансформации в технологически удобную форму, в виде спецификаций и конкретных заданий низовым линейным руководителям.

Руководители на операционном уровне в основном занимаются ежедневными операциями и действиями, необходимыми для обеспечения эффективной работы без срывов в производстве продукции или оказании услуг. Они взаимодействуют (руководят) непосредственно с не управляющими работниками (рабочие, служащие и др.) и осуществляют контроль за выполнением производственных заданий и расходованием выделенных им ресурсов, таких как сырье и оборудование.

Как правило, на разных уровнях управления используются разные методы управления (их следует отличать от стилей управления или стилей

лидерства).

Единоличный метод управления подразумевает единоличное принятие всех решений и осуществление иных функций по управлению исключительно руководителем. Этот метод управления используется только в малых фирмах и на операционном уровне в средних и крупных компаниях.

Иерархический метод принятия решений (применяется в средних и крупных компаниях) подразумевает четкое разграничение компетенции и ответственности руководителей подразделений, причем каждый из них принимает решения только в рамках своей компетенции.

Учитывая сложность и комплексность современных организаций, где для принятия адекватных управленческих решений одному человеку физически не хватит ни времени, ни сил, ни знаний, в последнее время все большее распространение получает **командный метод**. В отличие от единоличного метода в командном методе многие решения принимаются коллегиально. Это может быть характерно как для верхнего уровня управления, на котором создается специальный высший исполнительный орган — правление (а советы директоров, создаваемые в акционерных обществах, вообще формируются только как коллективный орган), так и на нижних уровнях, где создаются не традиционные бригады во главе с бригадиром, а команды (во многих случаях проектные), в которых операционное управление и непосредственная работа тесно переплетены.

Необходимо подчеркнуть: нет «хороших» и «плохих» методов управления, «устаревших» и «современных». Каждый метод управления должен применяться в зависимости от конкретной ситуации. Нет альтернативы единоличному методу в командовании взводом, особенно в условиях боевых действий, или в руководстве сменой электростанции в режиме нештатной работы. На современном технико-технологическом уровне не может осуществляться диспетчеризация единой энергосистемы иным методом, кроме иерархического. Стратегическое управление средним и крупным бизнесом, наверное, может осуществляться не командным методом,

но вряд ли оно будет долгим — ведь любая сложная задача имеет простое неправильное решение.

8.3. Основные функции менеджмента

Для эффективной организации процесс управления может быть разделен на отдельные составляющие или функции. Функции менеджмента — конкретный вид управленческой деятельности, который осуществляется специальными приемами и способами, и соответствующая организация работ. Обычно выделяются следующие функции управления: планирование, организация, координация и контроль.

Функция **планирования** включает: прогнозирование внешних условий; определение целей и стратегии; составление программы действий и установление сроков выполнения ее составляющих; определение источников финансирования. План — сложная социально-экономическая модель. Обычно существует общий план для всей организации, но выделяют различные уровни планирования — стратегическое, тактическое, оперативное (см. § 10.1 и 10.2). Исходя из этого планы можно классифицировать как стратегические, курсы действий, процедуры, правила, программы или бюджеты.

Стратегия — генеральная программа действий и распределения приоритетов и ресурсов для достижения целей (она не указывает, чего именно достичь, но дает общие установки). Курс действий — разработанные на основе стратегии общие положения или понятия, с помощью которых направляются действия и мышление при принятии управленческих решений. Эти решения составляются для каждого уровня организации. Процедуры устанавливают рутинный подход к будущей деятельности, указывают, как надо выполнять тот или иной вид деятельности (как правило, на оперативном уровне) с определением их хронологического порядка. Правила определяют выбор необходимых действий из нескольких альтернатив. Программа — совокупность целей, установок, процедур, правил и действий, которые

необходимо предпринять, ресурсов, которые необходимо использовать для выполнения намеченного мероприятия. Как правило, программа подкрепляется сметой расходов. Бюджет — представление затрачиваемых ресурсов и ожидаемых результатов в числовом выражении.

Функция **организации** состоит в разработке и установлении организационной структуры (см. § 8.3). Она необходима для фиксации вертикального и горизонтального разделения труда и ответственности за выполнение целей и задач компании. Сутовой элемент организации – делегирование полномочий и выстраивание рабочих отношений. В рамках делегирования осуществляется передача задач и полномочий лицу, которое принимает на себя ответственность за их выполнение. Чтобы делегирование было эффективным, необходимо соблюдать следующие принципы:

- передавая полномочия, надо ставить целью максимальную (но не полную!) свободу исполнителя для самостоятельного принятия решений;
- контроль при делегировании полномочий должен быть эффективным, но не всеподавляющим; делегируемые права должны быть зафиксированы как можно более четко;
- лицо, которому делегировано что-либо, должно нести персональную ответственность, при этом чем больше ответственность конкретного лица, с тем большей эффективностью могут контролироваться полученные результаты;
- надо учитывать, что эффект делегирования полномочий и ответственности прямо пропорционален желанию и компетентности сотрудника, которому осуществляется делегирование;
- делегирование надо осуществлять не разово, а непрерывно и вовлекать в него как можно большее число исполнителей.

Функция **реализации** - самая продолжительная по времени функция, представляющая собой непрерывное оперативное воздействие на исполнителей совместных работ и состоящая в постоянном принятии управленческих решений, выстраивании процесса коммуникаций, подборе

кадров и формировании системы мотивации.

Принятие управленческих решений (ПУР) в широком понимании — это весь процесс управления. В узком понимании ПУР — это сознательный выбор среди имеющихся вариантов направлений действий. Принятие решения состоит из трех этапов.

На этапе подготовки выявляют и анализируют проблемную ситуацию, формируют цели принятия решения, выясняют наиболее полный перечень альтернатив, из которых отбирают допустимые и затем предпочтительные альтернативы.

На этапе собственно принятия решения проводят сравнительную оценку альтернатив, проверяют их (в том числе по возможности экспериментальным путем) и выбирают наиболее приемлемое решение.

На этапе реализации определяют сроки и исполнителей решения, обеспечивают условия для выполнения решения и реализуют его.

При выборе альтернатив используются:

- метод большинства голосов (принимается то решение, за которое проголосует большинство лиц, вовлеченных в его принятие);
- метод диктатора (за основу принимается мнение одного человека, как правило руководителя организации);
- метод Парето (ищется решение, которое нельзя улучшить по одному из параметров, не ухудшив по другому, такое решение невыгодно менять сразу всем членам группы).

Процесс коммуникаций — передача информации от одного субъекта управления другому. От качества коммуникаций в организации зависят скорость принятия решений, их эффективность и реализация. Субъектами коммуникации могут быть отдельные личности, группы или организации.

Система мотивации – это совокупность внутренних и внешних движущих сил, которые побуждают человека к деятельности, задают ее

границы и ориентируют на достижение определенных целей. От степени мотивированности работников и менеджеров сильно зависит эффективность управления. Между мотивацией и результативностью нет однозначной зависимости. Результативность обусловлена еще рядом факторов — полученной квалификацией, общими способностями, разовыми факторами и т.д. Поэтому необходимо правильно выстраивать систему стимулирования, правильно подбирать кадры (с учетом способностей и квалификации) и развивать персонал (повышать его квалификацию).

Вопросы мотивации, подбора и развития персонала в электроэнергетике описаны в § 11.1 «Управление персоналом».

Функция **контроля** включает в себя определение стандартов*, отклонение от которых недопустимо, измерение результатов (по сравнению с целями), их оценку и при необходимости корректировку планов. Существуют три основных вида контроля: предварительный, текущий и заключительный. Предварительный контроль осуществляется до фактического начала работы с целью убедиться, что в распоряжении имеются все необходимые для решения задачи ресурсы. Текущий контроль осуществляется непосредственно в ходе проведения работ, его объектом обычно являются прямые подчиненные (например, контроль за соответствием проводимых работ Правилам техники безопасности и Правилам технической эксплуатации). Заключительный контроль осуществляется либо сразу по завершении работы, либо через определенный заранее промежуток времени (например, соответствие финансовых результатов планируемому контролируется при подготовке окончательной бухгалтерской отчетности за год, т.е. через 2—3 месяца после окончания года). Заключительный контроль дает руководству информацию для оценки

* Стандарты и нормативы являются базой контроля. Так, в целях обеспечения контроля деятельности дочерних и зависимых обществ в ОАО РАО «ЕЭС России» применялись: «Стандарт разработки и установления ключевых показателей эффективности», «Стандарт бизнес-планирования», «Стандарт долговой позиции», «Стандарт утверждения инвестиционных проектов», «Стандарт утверждения сделок с имуществом», «Стандарт корпоративного управления» и др.

результативности принятых решений, для выполнения мотивационных процедур и для планирования на следующий временной отрезок.

При осуществлении контроля необходимо не мешать работать исполнителям; отчетность в целях контроля не должна отвлекать от выполнения основных задач. Процесс обмена информацией должен быть двухсторонним: контролер должен сообщать исполнителю о результатах контроля и о возможных причинах отклонений, если таковые выявлены. Чтобы проведение контроля было эффективным, необходимо расходовать ресурсы на контроль только основных (ключевых) элементов деятельности, в местах, где происходят наиболее важные действия и соблюдать сроки его проведения. Кроме того, необходимо не забывать о налаживании самоконтроля.

8.4. Организационные структуры и их проектирование

Организационная структура — совокупность подразделений организации, взаимосвязанных в процессе разработки, реализации и контроля выполнения планов организации. Эта структура включает в себя уровни и ступени управления, управленческие связи между ними.

В теории и на практике развитие организационных структур происходит в рамках двух ограничений: количество людей, подчиненных одному руководителю, определяется нормой управляемости (количеством людей, которыми может эффективно руководить один человек) и количеством взаимосвязей между подразделениями. Норма управляемости зависит от квалификации персонала, места расположения сотрудников, характера менеджера, наличия заместителей и секретаря (считается, что заместителя необходимо вводить, если норма управляемости в подразделении превышена в 1,5 раза). В среднем на высшем уровне управления норма управляемости составляет 7 человек, на операционном — до 30.

Простейшую структуру, в которой между подразделениями нет какой-либо специализации и разделение производится лишь по количественному признаку, принято называть **линейной**. Развитие рыночных отношений, совершенствование знаний и технологий привели к усложнению большинства организаций и специализации управленческого труда. Первой структурой, отличающейся от простой линейной, стала **функциональная**, или линейно-функциональная, структура (еще ее называют традиционной). Она широко используется в компаниях среднего размера с подразделениями, каждое из которых имеет свою четко определенную, конкретную задачу и обязанности — функцию. Создание функциональной структуры сводится к группированию сотрудников по тем широким задачам (функциям), которые они выполняют.

Дальнейшее развитие экономики и организаций, особенно процесс слияний и поглощений, который привел к появлению огромных фирм, ведущих свою деятельность в разных сферах бизнеса и на разных географических и продуктовых рынках, сделало практически невозможным эффективное управление в рамках функционального разделения труда. Функциональные управленцы должны были бы хорошо понимать кроме специфики своей функции и специфику каждого вида бизнеса, который ведет компания.

В качестве решения данной проблемы были разработаны **дивизиональные организационные структуры** нескольких разновидностей.

В дивизионально-продуктовой структуре подразделения (дивизионы*) создаются по основному продукту (например, дивизион турбин, дивизион водогрейных котлов, дивизион авиационных двигателей). При этой структуре полномочия по руководству производством и сбытом какого-либо продукта или услуги передаются

* В современной практике дивизионы часто называют бизнес-единицами.

одному руководителю, который является ответственным за данный тип продукции. В каждом дивизионе формируются внутренние функциональные подразделения, что ведет к определенному дублированию функций в рамках компании в целом, но дает позитивный эффект за счет большей специализации и оперативности принятия управленческих решений.

В дивизиональной структуре, ориентированной на потребителя, подразделения группируются вокруг определенных групп потребителей (например, сбыт электроэнергии на оптовом рынке, сбыт электроэнергии розничным потребителям). Цель такой структуры — обслуживать группы разных потребителей так же хорошо, как и в организации, которая обслуживает всего одну группу потребителей.

Одной из наиболее распространенных дивизиональных структур является региональная, т.е. по месту расположения подразделений фирмы (под регионом может пониматься не только регион страны, но и регион мира или отдельная страна). Региональная структура облегчает решение проблем, связанных с региональной спецификой: местным законодательством, обычаями и нуждами потребителей. Такой подход упрощает связь организации с местными клиентами или поставщиками ресурсов.

Использование дивизиональной структуры с учетом повышенных издержек, связанных с дублированием функций, оправдывается эффектом специализации только в достаточно крупных фирмах. Для средних фирм более подходят матричные структуры. Они образуются наложением двух структур: функциональной и дивизиональной (таким образом, в фирме образуются два структурных измерения, т.е. матрица простейшего типа). В этом случае в компании время от времени создаются специальные проектные группы, состоящие из членов функциональных (отдела проектирования, отдела планирования, отдела производства, отдела сбыта)

и дивизиональных (например, дивизиона водоочистного оборудования) подразделений для определенных целей (например, для разработки, запуска в производство и вывода на рентабельность нового типа фильтров для водоподготовительных сооружений ТЭС). Сотрудники этих групп подчиняются как руководителю проекта, так и руководителям тех функциональных отделов, в которых они работают постоянно.

Руководители проектов в матричной организации отвечают в целом за интеграцию всех видов деятельности и ресурсов, относящихся к данному проекту. Чтобы они смогли добиться этого, все материальные и финансовые ресурсы по данному проекту передаются в их полное распоряжение. Руководители проекта также отвечают за планирование проекта и проверяют ход его выполнения. Руководители функциональных отделов делегируют руководителю проекта (через своих сотрудников, входящих в данную проектную группу) некоторые из своих обязанностей, решают, как и где должна быть сделана та или иная работа. Основной недостаток матричной структуры — ее сложность. Очень много проблем возникает из-за наложения вертикальных и горизонтальных полномочий, что подрывает принцип единоначалия. Отчитываясь перед двумя начальниками, сотрудники имеют тенденцию завышать свою загруженность перед каждым из них и уклоняться от ответственности.

В конце XX в. большую популярность стал получать иной подход к созданию организационных структур, предусматривающий разделение труда не по функциям, а по процессам. Вся деятельность человека, обратили внимание разработчики этого метода М. Хаммер и Дж. Чампи, осуществляется как процесс и разделение процесса на функции противоречит самой природе труда (по крайней мере, во многих отраслях). Для повышения эффективности управления предлагается провести реинжиниринг бизнес-процессов и перейти от функциональной организации к **процессной**. При этом бизнес-процессом может считаться только такой процесс, который имеет своего потребителя за пределами организации, но никак не внутри.

Например, производство пара котлами ТЭЦ для химического предприятия может являться бизнес-процессом, а вот производство пара для выработки электроэнергии турбинами ТЭЦ будет просто процессом, поскольку в данном случае нет факта продажи результата процесса.

До сих пор речь шла об организационной структуре внутри одной фирмы, одного юридического лица (унитарные организационные структуры). Вместе с тем современные организации зачастую не ограничиваются рамками одного юридического лица. Очень часто в современной практике фирмы выделяют свои дивизионы (бизнес-единицы) в самостоятельные юридические лица, которые являются дочерними компаниями по отношению к головной (так называемой штаб-квартире или корпоративному центру). При этом головная компания может владеть как всеми акциями дочерней компании, так и их частью, обеспечивающей контролирующее большинство голосов (в этом случае говорят о мультидивизиональных и холдинговых организационных структурах). Выделение фирмами отдельных направлений своей деятельности в самостоятельные компании (юридические лица) преследует две основные цели: дает более четкую картину доходов и затрат соответствующего бизнеса, а значит более сильные стимулы к прибыльности соответствующего направления. В случае холдинговых компаний это позволяет привлечь дополнительный акционерный капитал (в том числе путем «первоначального публичного предложения акций», Initial Public Offering) без потери контроля над бизнесом. Такая структура в современной энергетике планируется для межрегиональных распределительных сетевых компаний.

В то же время активно развиваются организационные структуры, в которые вовлечены различные юридические лица, не связанные участием в капитале друг друга и не находящиеся в отношениях корпоративного подчинения - **сетевые организационные структуры**. Эти организационные структуры могут быть оформлены юридически и не оформлены. В первом случае речь идет о франчайзинговых структурах, когда основная фирма

(правообладатель) предоставляет право использования своего бренда или товарного знака, а также свои технологии работы другой фирме (пользователю), а та взамен обязуется использовать стандарты работы, принятые в правообладателе, и выплачивать вознаграждение. Такая схема организации работ позволяет, не изменяя структуры собственности и не привлекая заемный капитал, значительно увеличить региональный охват, объем продаваемых услуг и прибыли. Организационная структура схожего типа используется в Корпоративном энергетическом университете.

Существуют и устойчивые сетевые организации, не связанные постоянными юридическими отношениями (сети со стабильными связями). Это, например, относится к производителям сложного оборудования энергетического и иного (например, автомобильного) машиностроения. В этом случае складывается сеть с центром в основной организации, производящей итоговой продукт, и «паутиной» поставщиков, производящих отдельные элементы и детали оборудования.

Сетевые организации часто создаются и на временной основе (сети с динамическими связями). Так, инжиниринговая организация, ведущая бизнес по комплексному проектированию и постройке «под ключ» электростанций, как правило, не выполняют всю работу сама, а лишь организует и координирует процесс. Она заказывает разработку проекта наиболее подходящему проектному институту из нескольких, оказывающих подобные услуги на рынке; закупает стройматериалы у разных заводов в зависимости от качества и удаленности завода от места строительства; заказывает энергетическое и иное оборудование у того или иного завода, производящего соответствующие турбины, котлы и проч.; заказывает проведение строительных работ строительным фирмам, а монтажных работ — монтажным и т.д. Проект строительства станции длится, как правило, несколько лет, поэтому в течение этого времени существует данная конкретная сеть. На строительство другой станции инжиниринговая фирма может собрать новую сеть, повторяющую предыдущую лишь в

ограниченном перечне участников.

Проектирование организационной структуры включает определение размеров и границ компании, построение ее внутренних подразделений и регламентацию взаимодействий между ними. В результате должны быть выбраны такие размер и структура компании, которые обеспечивают наилучшее исполнение ею своих функций и достижение наивысших результатов. Если речь идет об акционерном обществе (например, об оптовой или территориальной генерирующей компании – ОГК, ТГК в современной электроэнергетике), то в качестве такового результата рассматривается обычно максимизация прибыли в интересах акционеров.

Обычно размер компании характеризуется объемом ее выпуска, суммой продаж (выручкой). Размер же компании определяется чертой, отделяющей внутрифирменные транзакции, оборот между ее подразделениями от сделок между данной компанией и другими организациями, которые опосредуются рыночным ценовым механизмом. Как правило, компания не может изменить внешнюю среду и институциональные условия, в которых она функционирует. Поэтому ее размер и границы определяются критерием максимизации результата (прибыли) при ограничениях, диктуемых внешними условиями. Из теории известно, что оптимальный размер фирмы достигается при равенстве предельных издержек (маргинальной стоимости MC) и цены (предельной выручки MR): $MC=MR$. В этом случае обеспечивается наилучшее использование основных факторов производства – труда и капитала при данной технологии (очевидно, производство электроэнергии на угольной станции и на ГЭС требует разной численности персонала и инвестиций).

Известно также, что при росте размеров организации усложняется ее внутренняя структура, увеличивается количество обращаемой в компании информации, число согласований и множество координационных действий,

растет документооборот. Может наступить такой момент, когда при росте размеров компании увеличение внутренних транзакционных издержек перекрывает снижение производственных затрат. Очевидно, это должно учитываться при оптимизации размеров компании.

Правда, для естественных монополий (к каковым в электроэнергетике относится, например, транспорт электроэнергии) транзакционные издержки при росте компании не перекрывают эффекта масштаба. Но для них поэтому особенно важны институциональные ограничения.

Поскольку цель организационной структуры — обеспечить достижение стоящих перед организацией задач (реализации стратегии), проектирование структуры должно базироваться на планах организации, прежде всего стратегических. Другие требования к организационной структуре:

- ясность (каждое подразделение должно четко понимать, в чем задачи, права и ответственность другого подразделения);

- экономичность;
- ориентация внимания сотрудников не на усилия, а на результаты.

Организационная структура должна:

- облегчать принятие решений;
- обладать стабильностью и одновременно высокой приспособляемостью.

Оценка эффективности существующей или проектируемой организационной структуры может быть произведена по уровню реализации общей стратегии и конкретных заданий, надежности системы управления, скорости принятия решений и их оптимальности. Например, в свое время, в ОАО РАО «ЕЭС России» в качестве одного из ключевых показателей эффективности исполнительного аппарата использовался показатель «процент выполненных в срок контрольных поручений правления и председателя правления».

Есть ряд коэффициентов, позволяющих оценить «затратность» оргструктур. «Коэффициент эффективности организационной структуры

управления» определяется как отношение конечного эффекта, получаемого от функционирования организационной структуры управления (например, суммарная прибыль региональных сетевых компаний - РСК, управляемых межрегиональной распределительно-сетевой компанией — МРСК), к затратам на управление (общий размер управленческих затрат МРСК плюс затраты по аппаратам управления РСК). Аналогичным образом можно посчитать, например, и эффективность каждой бизнес-единицы генерирующей компании (ОГК или ТГК).

«Интегральный показатель эффективности организационной структуры» рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{эф.у}} = 1 - (C_y L_y) / (F_m E_{\text{оф}}),$$

где C_y — затраты на управление, приходящиеся на одного работника управления; L_y — удельный вес управленческих работников в общей численности персонала; F_m — фондовооруженность; $E_{\text{оф}}$ — фондоотдача.

Очевидно, одна просчитанная и принятая организационная структура компании может и должна изменяться в зависимости от трансформации внешней среды и целей управления, новых технических возможностей. Это хорошо видно на примере тех преобразований, которые происходили в РАО «ЕЭС России» в ходе становления, развития и реформирования Холдинга.

8.5. Организационно-структурные преобразования в РАО «ЕЭС России»

Создание в 90-е годы прошлого века вертикально-интегрированных электроэнергетических компаний (АО-энерго) и генерирующих компаний на базе крупных электростанций (АО-станций) сыграло определенную роль в переходе от административных к экономическим методам управления в рамках рыночной трансформации всей российской экономики. Объединение в одной энергокомпании различных видов деятельности (бизнесов) позволяло гибко перераспределять ограниченные и низколиквидные ресурсы внутри данного акционерного общества. Но переплетение различных

бизнесов делало это общество непрозрачным для внешних контрагентов (инвесторов, государственных органов).

В условиях затратного тарифного регулирования компании не получали внятного рыночного сигнала из внешней среды, не были заинтересованы в повышении эффективности за счет снижения издержек. Внутри компаний их деятельность строилась по принципам внутрифирменной иерархии. Отсутствие рыночных транзакций между подразделениями АО-энерго (АО-станций) не позволяло оценить вклад каждого из них в достижении конечного результата компании. К тому же в целом в Холдинге недостаточно активно использовались корпоративные механизмы управления.

В конце 90-х годов в ходе антикризисного управления ОАО РАО «ЕЭС России» резко усилило контроль за деятельностью дочерних и зависимых обществ. В Холдинге произошла централизация важнейших управленческих решений как в области технической политики, экономики и финансов, так и в сфере взаимодействия с внешней средой (профильным министерством, регулирующими органами, местными властными структурами). С развертыванием реформы электроэнергетики взаимодействие с внешней средой упорядочивалось как за счет регламентации административных отношений, так и путем существенного расширения нормативно-правовой базы (см. гл. 3).

Проект изменения такой масштабной системы, как ЕЭС России, потребовал выделения в ее составе базовых элементов и последующего создания новых связей между ними. Для идентификации подобного рода элементов было введено понятие вида деятельности (в последствии соответствующие поправки были внесены в Федеральный закон № 147-ФЗ «О естественных монополиях»), которое позволило очертить границы и сопоставить процессы управления производством электроэнергии, режимами работы, транспортом и сбытом электроэнергии (тепла).

Следующий шаг — разделение видов деятельности на монопольные, контроль за которыми предполагалось оставить за государством, и потенциально конкурентные, в рамках которых могла существовать конкуренция. Как показано в главе 3, к первой категории относятся оперативно-диспетчерское управление и транспорт электроэнергии в рамках сетевого комплекса, которые обеспечивают функциональную целостность ЕЭС России. Ко второй категории относятся производство электро- и тепловой энергии (в условиях работы множества генерирующих источников), сбыт электро- и тепловой энергии (в условиях потенциального множества сбытовых предприятий), а также деятельность ремонтно-сервисных и других непрофильных организаций.

В ходе реформирования электроэнергетики и реструктуризации РАО «ЕЭС России» (см. гл. 4) учитывалась необходимость и возможность поэтапного совершенствования организационной структуры отрасли по мере развития в ней рыночных отношений. Направления такого совершенствования определяются парадигмой конкурентного рынка электроэнергии, положенной в основу реформирования. Ключевой момент данной парадигмы – возможность привлечения в конкурентные секторы электроэнергетики частных инвестиций, жизненно необходимых для модернизации и развития технической базы отрасли. Поэтому новые компании, которые заменяют АО-энерго и АО-станции, должны быть привлекательны для частных инвесторов, а значит их хозяйственная деятельность должна удовлетворять требованиям прозрачности и экономической эффективности.

На первом этапе реформирования АО-энерго ОАО РАО «ЕЭС России» провело инвентаризацию и государственную регистрацию прав собственности на недвижимое имущество и прав пользования земельными участками компаний Холдинга. Инвентаризация затронула 235 тыс. объектов, в том числе объекты незавершенного строительства. С учетом технологического обследования предприятий электроэнергетики была

разработана и реализована система отдельного учета затрат по видам деятельности в дочерних и зависимых обществах (ДЗО) Холдинга. Произошло обособление непрофильных видов деятельности и прекращение участия в них ДЗО. Реализация этих задач потребовала масштабных преобразований на предприятиях Холдинга и привело к изменению границ энергокомпаний. Взаимодействие между ними по генерации, передаче и сбыту энергии, ремонтному и сервисному обслуживанию вышло за рамки внутрифирменной иерархии. Транзакции между компаниями, выделившимися из АО-энерго, стали хозяйственными сделками в конкурентной рыночной среде.

Для оптимизации процесса реструктуризации холдинга РАО «ЕЭС России» и обеспечения прозрачности преобразований в 2002 г. был разработан и принят в корпоративном порядке базовый вариант реформирования АО-энерго, предварительно согласованный с министерствами и ведомствами, акционерами ОАО РАО «ЕЭС России» и АО-энерго. Он предусматривал реорганизацию АО-энерго с пропорциональным распределением акций среди акционеров с образованием сетевого, генерирующего, сбытового и других обществ. Реорганизация АО-энерго осуществлялась путем выделения в соответствии с Федеральным законом «Об акционерных обществах».

Базовый вариант позволил предусмотреть в технологии реформирования общие процедуры и регламенты деятельности по реорганизации АО-энерго как в самих энергокомпаниях (последовательность корпоративных процедур, принципы составления разделительного баланса и т.д.), так и в ОАО РАО «ЕЭС России» (организация процесса согласования и внесения изменения в проект реформирования). Возможные отклонения от базового варианта оговаривались отдельно и требовали индивидуального рассмотрения советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России» и акционерами. Для отработки базового варианта реформирования АО-энерго, повышения общего качества проектов и выявления возможных в ходе их реализации

проблем в 2002 г. акционерами ОАО РАО «ЕЭС России» принято решение о запуске нескольких пилотных проектов реформирования ряда энергокомпаний (Брянскэнерго, Тулэнерго, Калугаэнерго, Орелэнерго).

Задачи реформирования электроэнергетики обусловили и изменение организационной структуры головной компании Холдинга - ОАО РАО «ЕЭС России».

С 1998 по 2002 г. ОАО РАО «ЕЭС России» преимущественно решались задачи антикризисного управления и управления операционной деятельностью дочерних и зависимых обществ, прорабатывалась концепция и основные направления реформы отрасли. Соответственно организационная структура исполнительного аппарата ОАО РАО «ЕЭС России» была линейно-функциональной, а взаимодействие с дочерними обществами выстроено на принципах иерархического подчинения и централизации управленческих решений в сфере таких видов деятельности АО-энерго, как корпоративное управление, финансы, техническая политика и др. Переход к активной стадии реформирования отрасли и созданию новых компаний обозначил потребность в иной организации работы внутри головной компании Холдинга, так как при управлении разделенными и в последующем интегрированными по видам деятельности компаниями необходимо учитывать особенности каждой из них, исходя из направления деятельности. Вместе с тем возникли новые крупномасштабные задачи реструктуризации Холдинга и реформирования отрасли.

При разработке новой организационной структуры ОАО РАО «ЕЭС России» был принят подход, основывающийся на разделении функций компании по видам деятельности. В результате его реализации были созданы бизнес-единицы, ответственные за формирование и функционирование сетевых компаний, комплекса диспетчерского управления, генерирующих компаний, сервисных дочерних обществ Холдинга. Функция исполнительного органа бизнес-единицы «Сети» была возложена на исполнительный аппарат ОАО «ФСК ЕЭС», бизнес-единицы

«Диспетчеризация» - на исполнительный аппарат ОАО «СО-ЦДУ». В исполнительном аппарате ОАО РАО «ЕЭС России» были созданы бизнес-единица 1 и бизнес-единица 2, которые организовывали формирование и функционирование оптовых и территориальных тепловых генерирующих компаний. Для координации работы гидростанции была образована бизнес-единица «ГидроОГК». Кроме того была создана бизнес-единица «Сервис», ответственная за формирование и функционирование ремонтно-сервисных компаний, научно-исследовательских институтов, строительных и проектных организаций.

Образование бизнес-единиц обеспечило персонификацию ответственности за формирование и результат деятельности подведомственных им дочерних компаний. Концентрация полномочий и ответственности за отдельные направления бизнеса в рамках одного подразделения исполнительного аппарата увеличивала скорость принятия решений и снижала количество согласовательных процедур. При этом реализовывался принцип «одного окна», облегчающий дочерним компаниям взаимодействие с головной компанией Холдинга. Все коммуникации осуществлялись преимущественно корпоративными методами с профильными «надведомственными» подразделениями ОАО РАО «ЕЭС России».

Вместе с тем в структуре ОАО РАО «ЕЭС России» были образованы:

Корпоративный центр, устанавливавший стандарты работы дочерних и зависимых обществ холдинга и формирующий целевые задания для бизнес-единиц, осуществляющий координацию и контроль их работы.

Центр управления реформой, консолидирующий функции проектирования и реализации реформы, участвующий в организации работы бизнес-единиц и корпоративного центра при осуществлении преобразований в энергокомпаниях холдинга РАО «ЕЭС России».

Наряду с общими для структурных подразделений, дочерних и зависимых обществ ОАО РАО «ЕЭС России» стандартов и регламентов в

Холдинге была введена система ключевых показателей эффективности (КПЭ), позволяющая оценивать вклад каждого подразделения, дочернего и зависимого общества в реализацию планов компании и Холдинга в целом. С системой КПЭ увязана система мотивации сотрудников, а также планово-бюджетный процесс в Холдинге.

В ходе организационно-структурных преобразований в РАО «ЕЭС России» применялись следующие управленческие технологии:

- схема пилотного проекта — подразумевает реализацию локального, т.е. ограниченного территориально или функционально проекта для обработки тиражируемого образца деятельности;
- схема базового варианта — позволяет технологизировать однотипные проекты на основе универсального решения, выстроить систему их реализации и освободить ресурсы для остальных проектов, требующих специального подхода.

Так, для отработки технологии реформирования АО-энерго, повышения общего качества проектов и выявления возможных в ходе их реализации проблем в 2002 г. ОАО РАО «ЕЭС России» осуществило пилотные проекты реформирования в нескольких регионах Центральной части России (Брянскэнерго, Тулаэнерго, Калугаэнерго, Орелэнерго). Принцип пилотных проектов использовался при разработке стратегии распоряжения сбытовыми компаниями, размещении дополнительных акций генерирующих компаний, изменении системы тарифного регулирования распределительных сетевых компаний.

На основе полученного при реализации пилотных проектов реформирования АО-энерго опыта сформулирован базовый вариант реформирования, позволивший ввести общие процедуры и регламенты деятельности по реорганизации энергокомпаний (последовательность корпоративных процедур, принципы составления разделительного баланса и т.д.). По энергосистемам, в которых по тем или иным причинам реализация базового варианта оказалась неоптимальной, принимались отдельные решения и проводились дополнительные согласования.

Сложность этой работы в том, что для успешного запуска и последующей реализации проекта реформирования отдельной энергокомпании требовалось одобрение целого ряда заинтересованных сторон. Это местные органы исполнительной власти; акционеры АО-энерго (в том числе ОАО РАО «ЕЭС России»); крупные потребители электро- и тепловой энергии в регионе; государство как акционер в лице своих представителей в совете директоров ОАО РАО «ЕЭС России» и как общественный институт, министерства и ведомства; миноритарные акционеры ОАО РАО «ЕЭС России» и т.д. Для организации данной работы за каждой энергосистемой закреплялся ответственный руководитель, организующий процесс разработки и согласования проектов в коллегиальных органах (рабочие группы, комитеты, комиссии, правление и совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России»).

Впоследствии для организации работы по непосредственной реализации утвержденных проектов в головной компании ОАО РАО «ЕЭС России» были введены элементы проектной структуры: создан центр реализации проектов реформирования, организующий деятельность менеджеров, на которых возлагалась ответственность и давались соответствующие полномочия для обеспечения своевременности прохождения энергокомпанией намеченных этапов реорганизации. Менеджеры по реформированию имели двойную подчиненность — перед своим функциональным руководителем отвечали за свою основную работу; перед руководителем Центра — за временную работу в качестве менеджера по реформированию. Аналогично в АО-энерго вводились должности заместителя генерального директора по реформированию.

Представляется, что накопленный опыт организационно-структурных преобразований в ходе реформирования электроэнергетики должен учитываться и обогащаться в процессе дальнейшего развития, слияний и поглощений компаний целевой структуры.

ГидроОГК — оптовая гидрогенерирующая компания;
ММСК — межрегиональная магистральная сетевая компания;
МРСК — межрегиональные распределительные сетевые компании;
МСК — магистральные сетевые компании;
ОГК — оптовые генерирующие компании;
Тепловые ОГК — оптовые генерирующие компании на базе тепловых электростанций;
ТГК — территориальные генерирующие компании

Рекомендуемая литература к главе 8

8.1. **Акулов В.Б. и Рудаков М.Н.** Теория организации: учебное пособие. — Петрозаводск: Издательство ПетрГУ, 1999.

8.2. **Богданов А.А.** Тектология: всеобщая организационная наука: в 2-х т. — М.: Экономика, 1989.

8.3. **Друкер Питер Ф.** Практика менеджмента. — М.: Издательский дом «Вильямс», 2003.

8.4. **Друкер Питер Ф.** Эффективное управление. — М.: ООО «Издательство Астрель», 2004.

8.5. **Каплан Роберт С., Нортон Дейвид П.** Стратегические карты. Трансформация нематериальных активов в материальные результаты. — М.: ЗАО «Олимп-бизнес», 2005.

8.6. **Маршев В.И.** История управленческой мысли: учебник. — М.: Инфра-М, 2005.

8.7. **Мескон М.Х., Альберт М., Хедоури Ф.** Основы менеджмента. — М.: Дело, 1998.

8.8. Мильнер Б.З. Теория организации: учебник. — М.: Инфра-М, 1999.

8.9. Уильямсон О.И. Экономические институты капитализма. Фирмы, рынки и «отношенческая» контракция: пер. с англ. — СПб.: Лениздат, 1996.

8.10. Электронная библиотека Системы открытого доступа населения вологодской области (<http://www.cultinfo.ru/fulltext/index.htm>),

8.11. Веников В.А., Чернухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетики СССР, 2 изд., М., 1975.

Глава 9. Корпоративное управление на энергетических предприятиях

9.1. Органы и процедуры корпоративного управления энергокомпанией

9.1.1. Общие положения

Юридическое лицо в соответствии с законом обладает правосубъектностью, т.е. возможностью приобретать и осуществлять права и обязанности в гражданском обороте. Однако его правосубъектность носит особый характер, что проявляется в процессах принятия решений (волеобразования) и их реализации (волеизъявления).

Для юридического лица как для особого субъекта права закон предусматривает сложный процесс принятия решений (волеобразования) и их реализации (волеизъявления). Сложность эта объясняется довольно просто. В конечном итоге за любыми решениями лица юридического стоит воля одного или нескольких физических лиц. Однако обеспечение возможности участия в обороте такого субъекта права как юридическое лицо (по сути являющееся фикцией) потребовало и специального оформления решений, которые принимаются физическими лицами, действующими от имени указанного субъекта права. Особенно это актуально для разного рода сложных корпоративных образований, в учреждении и деятельности которых

принимают участие не одно, а несколько, множество лиц. Их координация требует особого рода деятельности — управление юридическим лицом.

Таким образом, для участия в гражданском обороте юридического лица исторически стали использовать такие конструкции как «органы» юридического лица, через которые такое лицо и стало реализовывать свою особую правосубъектность. Органы эти формируются (в зависимости от организационной формы ведения бизнеса или реализации иных целей) либо учредителями, либо собственниками такого юридического лица. В определенных законом случаях органы могут не создаваться, а их функции (все или часть) могут выполняться другими лицами либо на основании договора с юридическим лицом (управляющая организация), либо в силу прямого указания закона (случаи банкротства). Воля юридического лица не может быть ни сформирована, ни реализована (о какой бы области деятельности такого лица мы не вели речь) без деятельности органов и (или) деятельности лиц, выполняющих их функции. Поэтому с правовой точки зрения, сам процесс управления энергокомпанией — это деятельность различных ее органов, поскольку именно через них реализуется правосубъектность юридического лица.

Управление юридическим лицом в правовом контексте — это деятельность органов юридического лица (органов управления, руководящих органов, органов контроля и надзора и т.д.), а также внешних элементов структуры управления (управляющих) по выработке (подготовке), принятию (утверждению) управленческого решения, его исполнению (реализации) и контролю его исполнения.

Для обозначения органов юридического лица закон использует различные понятия. Для одних видов юридических лиц используется понятие «органы управления»; для других (прежде всего некоммерческих организаций) — можно встретить упоминание о «руководящих органах». Для многих видов юридических лиц предусматривается формирование органов контроля или надзора (последние характерны для некоммерческих

организаций). Для некоторых видов юридических лиц предусмотрено образование различных (часто временных) органов, выполняющих специальные функции. Причем такие органы формально не отнесены законом ни к органам управления, ни к органам контроля (к их числу, к примеру, относится счетная комиссия в акционерном обществе).

Помимо органов управления (руководящих органов), органов контроля и надзора, различных специальных органов в последнее время особенно в публичных компаниях, широкое распространение получила практика формирования и иных органов, выполняющих главным образом совещательные и рекомендательные функции. Речь идет о создании комитетов (комиссий) при советах директоров (наблюдательных советах) и правлениях акционерных обществ*. Не являясь ни органами управления, ни органами контроля в прямом смысле, они принимают решения, которые в силу регламента деятельности совета (правления) могут иметь решающее значение для принятия самого управленческого решения. Российское законодательство, регулирующее деятельность юридических лиц, не дает определения органа юридического лица (ни органа управления, ни органов контроля (надзора), и разного рода вспомогательных органов (комитетов при органах управления) или специальных органов (счетная комиссия). Гражданским кодексом (ГК) Российской Федерации установлено, что юридическое лицо приобретает гражданские права и принимает на себя гражданские обязанности именно через свои органы. Вид органа, правила его формирования, состав, компетенция и порядок функционирования определяются законом.

Важную роль в описании конкретной структуры и компетенции закон отводит также учредительным и внутренним документам. Так, в ст. 52 ГК, применительно к содержанию учредительных документов любого

* Широкой практикой для публичных компаний стало образование в рамках советов директоров комитетов по аудиту. Создание таких органов рекомендовано и государственными регулирующими органами (Кодекс корпоративного поведения, рекомендованный к применению ФКЦБ России (распоряжение ФКЦБ России от 4 апреля 2002 г. № 421/р «О рекомендации к применению Кодекса корпоративного поведения»)).

юридического лица отмечается, что в них должен определяться порядок управления деятельностью юридического лица. В соответствии со ст. 11 Федерального закона «Об акционерных обществах», устав общества должен определять структуру и компетенцию органов управления общества и порядок принятия им решений.

Органы управления обычно делят на волеобразующие (т.е. формирующие волю юридического лица, как самостоятельного участника гражданских правоотношений) и волеизъявляющие (т.е. реализующие волю юридического лица). Продемонстрировать это можно на следующем примере.

Ст. 103 ГК устанавливает, что компетенция органов управления акционерным обществом, а также *порядок принятия ими решений и выступления от имени общества* определяются непосредственно, Законом об акционерных обществах и уставом общества. Это правило позволяет говорить о разделении законодателем самого процесса волеобразования юридического лица, его оформления и внешнего проявления — «выступления от имени общества». Анализируя деятельность любого юридического лица, можно указать, что фактически любой орган управления является волеобразующим, т.е. участвующим в формировании воли юридического лица, однако только часть из них являются волеизъявляющими (например, к таким не относятся ни общее собрание, ни совет директоров). В большинстве случаев (особенно для публичных компаний) закон предусматривает сложный процесс волеобразования, когда воля юридического лица (к примеру, к совершению сделки) формируется как коллегиальными органами, так и единоличным исполнительным органом с реализацией ее последним.

Таким образом, орган управления (руководящий орган) можно определить как организационно обособленный элемент юридического лица, действующий на основании законодательства, учредительных и внутренних

документов, посредством деятельности которого юридическое лицо осуществляет свою правосубъектность.

Орган контроля можно определить как организационно обособленный элемент юридического лица, действующий на основании законодательства, учредительных и внутренних документов, который в рамках своей компетенции осуществляет часть управленческих функций. Органы надзора, которые формируются в некоммерческих организациях, могут выступать и как органы управления и как органы контроля.

Комитеты и комиссии при коллегиальных органах (советах директоров (наблюдательных советах), правления) можно определить как консультативно-совещательные элементы в системе управления юридического лица.

Органы управления, контроля и надзора, консультативно-совещательные органы, различные вспомогательные и иные органы со специальной компетенцией в совокупности образуют *структуру управления* энергокомпании. Такая структура может быть осложнена появлением внешних по отношению к ней элементов — управляющей организации, арбитражных управляющих (внешние управленческие элементы). В предусмотренных законом случаях функции некоторых органов управления могут осуществлять лица на основании гражданско-правовых договоров. В случае несостоятельности (банкротства) часть управленческих функций (а в предусмотренных случаях и все) осуществляется органами, которые формируют кредиторы [9.1.6]. В этот процесс «встраиваются» еще и органы кредиторов (собрание / комитет кредиторов). В этом случае усложняется и процесс волеобразования и волеизъявления юридического лица.

Структура управления не может работать, если не определены соответствующие правила деятельности каждого ее звена (компетенция, сопряженность правил, регулирующих взаимоотношения между элементами системы управления, порядок принятия решений). Эту часть системы управления можно обозначить как *процедуры управления* энергокомпанией.

Переходя к анализу конкретных элементов управления энергокомпанией, отметим важную особенность: структура управления, как и соответствующие процедуры, зависят от организационно-правовой формы энергокомпании. Российское законодательство исходит из принципа ограниченного перечня организационно-правовых форм для создания юридического лица, круг которых четко установлен законом. Энергокомпания — это коммерческая организация, т.е. организация, которая с точки зрения ГК имеет целью получение прибыли. Этим определяется тот перечень организационно-правовых форм, в которых могут действовать энергокомпании — акционерное общество (как закрытое, так и открытое), общество с ограниченной ответственностью, различные товарищества, унитарное предприятие и т.п.

Все эти субъекты присутствуют в сегодняшней российской электроэнергетике. Однако основной организационно-правовой формой, в которой действуют практически все энергокомпании (абсолютное большинство компаний, не связанных с атомной энергетикой⁸), является открытое акционерное общество. Такая ситуация сложилась исторически. Все так называемые АО-энерго и федеральные энергетические станции (ФЭС) создавались в процессе приватизации государственных предприятий электроэнергетики путем преобразования государственных и муниципальных предприятий в открытые акционерные общества.

Однако и после окончания процесса приватизации большая часть энергокомпаний создается в форме открытого акционерного общества. На это есть своя причина — наличие у такого общества уникальных возможностей для привлечения капитала (средств инвесторов на финансовых рынках) через эмиссию акций, которые не свойственны иным организационно-правовым формам. Это представляется важным, учитывая потребности современной энергетики в значительных инвестициях для

⁸ Отметим, что и в атомной энергетике в настоящее время организационная форма акционерного общества находит свое применение.

обновления инфраструктуры. Впрочем, в энергетике действуют компании и в иных организационно-правовых формах.

Здесь надо отметить специфику деятельности организаций атомного энергопромышленного комплекса — федеральных государственных унитарных предприятий и учреждений, находящихся в ведении органа государственного управления использованием атомной энергии; иных юридических лиц независимо от их организационно-правовой формы, осуществляющих виды деятельности в области использования атомной энергии, предусмотренные Законом «Об использовании атомной энергии». В атомной энергетике наблюдается постепенный процесс акционирования, что подтверждает практическую целесообразность такой организационно-правовой формы юридического лица, как акционерное общество.

Таким образом, основной объект рассмотрения — это система управления акционерным обществом (структура и процедуры). Функционирование системы управления акционерным обществом — совокупность отношений, в которые вступают между собой различные заинтересованные в ее деятельности лица. Эти отношения в практике принято называть *корпоративными*. Субъектами этих отношений выступают акционеры, лица, осуществляющие управленческие функции, само акционерное общество и его дочерние структуры, в ряде случаев — кредиторы.

9.1.2. Структура органов управления и контроля, модель управления

В широком смысле слова действующее законодательство об акционерных обществах в настоящее время представлено Гражданским кодексом, целым рядом федеральных законов и нормативных актов [9.1.6—9.1.12].

С практической точки зрения для анализа деятельности энергокомпаний — акционерных обществ важны ГК и законы, которые мы

упрощенно обозначим как «законодательство об акционерных обществах» [9.1.6—9.1.8].

Особое значение для регулирования деятельности энергокомпаний — акционерных обществ имеет Федеральный закон «Об электроэнергетике», который устанавливает общие основы деятельности энергокомпаний и, главное, особенности совершения сделок с определенным имуществом и правила управления акционерными обществами — инфраструктурными организациями в энергетике, действующими в форме акционерных обществ — Федеральной сетевой компании и Системного оператора.

Законодательство об акционерных обществах предусматривает создание нескольких уровней управления и контроля в виде различных органов.

Любая энергокомпания — акционерное общества может иметь два органа управления: общее собрание акционеров и единоличный исполнительный орган. С точки зрения действующего законодательства наличие таких органов в акционерном обществе обязательно и минимально необходимо для начала деятельности.

Закон закрепляет и возможность создания дополнительных органов управления: коллегиального исполнительного органа (правления, дирекции), совета директоров (наблюдательного совета). К числу органов контроля акционерного общества относится ревизионная комиссия (ревизор). В обществе может формироваться специальный орган — счетная комиссия для осуществления функций, связанных с подсчетом голосов на общем собрании акционеров (хотя в большинстве случаев функции счетной комиссии выполняет в соответствии с требованиями законодательства об акционерных обществах специализированный регистратор).

Рассмотрим особенности каждого из названных органов.

Общее собрание акционеров законом названо высшим органом управления. Именно этот орган в структуре органов управления главный. Из данного требования закона следует, что собрание акционеров формирует все

остальные органы (исключая случаи формирования единоличных исполнительных органов советом директоров).

По общему правилу общее собрание акционеров осуществляет свои функции самостоятельно. Акционерное общество обязано проводить общие собрания акционеров минимум 1 раз в год — не ранее чем через два месяца и не позднее чем через шесть месяцев после окончания финансового года. Такие общие собрания акционеров являются *годовыми*.

Годовое общее собрание акционеров в обязательном порядке должно рассмотреть вопросы избрания совета директоров, назначение аудитора, избрание ревизионной комиссии, утверждение годового отчета и годовой бухгалтерской отчетности, а также распределение прибыли. Помимо указанных вопросов годовое общее собрание акционеров может рассматривать и иные вопросы, отнесенные к его компетенции. Общие собрания акционеров, проводимые, наряду с годовыми общими собраниями, являются *внеочередными*.

Отметим, что в законе об акционерных обществах выделяется и еще один вид собрания - учредительное собрание, которое проводится на этапе создания акционерного общества путем учреждения. Это собрание имеет целью решить вопросы учреждения акционерного общества, а именно: утвердить устав общества; утвердить денежную оценку ценных бумаг, других вещей или имущественных прав либо иных прав имеющих денежную оценку, вносимых учредителем в оплату акций общества; избрать органы управления и контроля общества, решить иные вопросы.

До 27 июля 2006 г. существовала еще одна разновидность собрания, имеющего сходство с собранием акционеров, как и учредительное собрание, — совместное общее собрание акционеров. Оно применялось при проведении реорганизации акционерных обществ. Однако данный вид собрания более в законодательстве и практике не применяется в связи с изменением правил реорганизации.

Совет директоров (наблюдательный совет) акционерного общества — постоянно действующий, выборный коллегиальный орган управления, осуществляющий общее управление акционерным обществом. Фактически же совет директоров совмещает две различные функции — управление и контроль. Вопрос оптимальной численности совета директоров не имеет однозначного решения и зависит от индивидуальных особенностей акционерного общества. В соответствии с рекомендациями в области корпоративного управления* численный состав совета директоров должен обеспечить представление всех заинтересованных групп акционеров. Законодательство не предусматривает структурирования совета директоров, ограничиваясь требованиями о наличии его председателя. Нормативными актами государственных органов, носящими рекомендательный характер**, а также рекомендациями в сфере корпоративного управления предусматривается создание при советах директоров *комитетов* для укрепления функционирования совета директоров, и призванных улучшить надзор за осуществлением функции аудита, выдвижения и вознаграждения.

Комитет при совете директоров не является органом управления акционерного общества. Основная его функция — выработка рекомендаций совету директоров по вопросам компетенции последнего.

Наибольшее распространение в России получили комитеты по аудиту (контрольные комитеты) и комитеты по кадрам и вознаграждениям (комитеты по выдвижениям и вознаграждениям). В значительной степени этому способствовали требования ФКЦБ России (в настоящее время — ФСФР), в соответствии с которыми наличие указанных комитетов при совете директоров является обязательным требованием лишь для некоторых эмитентов.

Однако разновидность комитетов не ограничена указанными видами. Совет директоров акционерного общества может создавать и иные комитеты.

* Белая книга по вопросам корпоративного управления в России (ОЭСР).

** Кодекс корпоративного поведения, рекомендованный к применению ФКЦБ РФ (Распоряжение от 04.04.2002г. № 421/р).

Так, в энергетических компаниях практикуется создание при совете директоров технических комитетов — комитетов по надежности. Цель создания таких комитетов — повышение эффективности совета директоров по формированию и реализации технической политики энергокомпании. Функции комитета по надежности: выработка рекомендаций совету директоров по вопросам экспертизы инвестиционных программ и планов по ремонту энергообъектов; анализ их исполнения в отношении обеспечения требований комплексной надежности; оценка полноты и достаточности мероприятий по результатам аварий и крупных технологических нарушений, а также контроль их исполнения; контроль и оценка деятельности технических служб по обеспечению комплексной надежности работы энергетического оборудования и сооружений, а также по обеспечению нормального состояния основных фондов и доведения информации о прогнозируемых рисках надежности их функционирования.

Энергокомпании в процессе своей деятельности создают и иные комитеты. Так, к примеру, на момент окончания существования ОАО РАО «ЕЭС России» при совете директоров работали пять комитетов и одна комиссия: Комитет по стратегии и реформированию, Комитет по аудиту, Комитет по оценке, Комитет по кадрам и вознаграждениям, Комиссия по инвестициям и топливообеспечению инвестиционных проектов. Данные комитеты и комиссии играли важную роль в процессе подготовки заседаний совета директоров. Так, можно привести в пример деятельность только одного из комитетов - Комитет по стратегии и реформированию. Этот комитет, первоначально носивший название «Комитет по вопросам реформирования при совете директоров ОАО РАО «ЕЭС России» был создан решением совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» 31 августа 2001 года (1 августа 2003 года он был переименован в Комитет по стратегии и реформированию при совете директоров ОАО РАО «ЕЭС России»). Комитет состоял из членов и экспертов. Комитет предварительно рассматривал все вопросы по структурным преобразованиям и формировал рекомендации

совету директоров в области важнейших стратегических решений. Следует отметить, что, фактически, благодаря работе этого комитета, весь процесс реформирования ОАО РАО «ЕЭС России» шел в тесном взаимодействии с миноритарными акционерами как самой головной компании, так и ее дочерних обществ.

Персональный состав советов директоров. Действующее законодательство не регулирует вопросы персональных требований к членам совета директоров, за исключением требования о запрете участия в советах директоров лиц, которые ранее были дисквалифицированы в установленном законом порядке.

Правила о дисквалификации распространяются и на деятельность энергокомпаний. Дисквалификация может назначаться только судьей и только в качестве основного наказания на срок от шести месяцев до 3 лет. Дисквалификация может быть применена к лицам, осуществляющим организационно-распорядительные или административно-хозяйственные функции в органе юридического лица, к членам совета директоров, а также к некоторым иным лицам, в частности к арбитражным управляющим. Исполнение постановления о дисквалификации производится путем прекращения договора (контракта) с дисквалифицированным лицом на осуществление им деятельности по управлению юридическим лицом.

В отношении единоличных исполнительных органов и членов коллегиальных исполнительных органов действие соответствующих норм административного законодательства подкрепляется наличием корреспондирующих положений в трудовом законодательстве. Трудовой договор прекращается если он заключен в нарушение приговора суда о лишении конкретного лица права занимать определенные должности или заниматься определенной деятельностью. В отношении с членами совета директоров (наблюдательного совета) ситуация несколько иная, поскольку формально для прекращения их полномочий необходимо соблюдение определенных корпоративных процедур в соответствии с Федеральным

законом «Об акционерных обществах». В остальном, вопрос о персональном составе совета решается через корпоративный контроль (корпоративную власть), т.е. определяется либо наличием пакета акций, который позволяет акционеру выдвинуть и избрать соответствующее лицо членом совета директоров, либо наличием акционерного соглашения, которым акционеры регулируют данный вопрос.

Исключением является деятельность публичных компаний, где правила листинга требуют наличия в составе совета директоров лиц, удовлетворяющих четко оговоренным нормативными актами ФСФР (ФКЦБ) критериям. Эти критерии близки к характеристикам независимых директоров.

В различных странах понятие «независимый директор» имеет свои особенности. В США независимый директор — правовое понятие, зафиксированное в законе Сарбейнса-Оксли (Sarbanes-Oxley Act) и имеющее законодательные критерии определения. В ряде европейских стран понятие «независимый директор» также зафиксировано на законодательном уровне, но не имеет четких и прозрачных критериев.

Существует множество подходов к определению независимости, которые для различных ситуаций формулируют различные негосударственные структуры, оказывающие акционерам услуги в области корпоративного управления. Нечеткость такого определения вполне компенсируется достаточно четкими критериями определения понятия «зависимого» директора. Зависимый директор, очевидно, может быть определен как директор, прямо либо косвенно владеющий более чем 10 акциями компании; как представитель государства; как лицо, оказывающее услуги компании на сумму более 10 тыс долл. в год; как лицо, представляющее интересы клиента, поставщика, кредитора, банкира либо иного лица и т.д.

Существует много трактовок этого термина различными исследовательскими организациями в области корпоративного управления и

сравнения лучших практик управления (рейтинговые агентства, к примеру Standard & Poor's).

Российская корпоративная практика не выработала свои окончательные требования к независимости директора. Законодательство содержит определение независимого директора в контексте регулирования особого порядка заключения сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, т.е. такое определение применимо лишь для одного из элементов корпоративного управления. Более широкое определение независимости директора приводит Кодекс корпоративного поведения, рекомендованный к применению ФКЦБ России.

В настоящее время в рамках Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП) функционирует общероссийский реестр независимых директоров. Он включает в себя данные о лицах, обладающих опытом управления и соответствующих иным критериям, предъявляемым РСПП. Инициатива РСПП по созданию реестра направлена на развитие института независимых директоров в России, способствование российским компаниям в подборе адекватных и профессиональных кадров и создание единого стандарта независимости директора в России.

Следует отметить, что в практике деятельности ОАО РАО «ЕЭС России» и его дочерних обществ институт независимого директора использовался очень активно. По сути, на уровне крупнейших российских компаний (холдингов) это был первый опыт столь активного привлечения независимых директоров к управлению компаниями. Независимые директора участвовали в работе самого ОАО РАО «ЕЭС России» (И.А. Южанов, С. Ремес, Д. Херн), а также выдвигались ОАО РАО «ЕЭС России» как акционером в свои дочерние общества. Стандарты корпоративного управления ОАО РАО «ЕЭС России» предусматривали даже определенные квоты для независимых директоров. Независимые директора сыграли значительную роль в проведении реформы электроэнергетики. В настоящее

время позитивная тенденция участия независимых директоров в энергокомпаниях сохраняется.

Исключая отдельные требования законодательства и бирж, отмеченные выше, акционеры, выдвигающие ту или иную кандидатуру и отдающие свои голоса за того или иного кандидата в совет директоров, руководствуются в первую очередь необходимостью защиты своих собственных интересов.

Исполнительные органы общества — единоличный, либо единоличный и коллегиальный орган(ы), осуществляющий текущее руководство акционерным обществом. Федеральным законом «Об акционерных обществах» предусматривается, что исполнительные органы могут состоять из единоличного органа (директор, генеральный директор, президент) или единоличного и коллегиального органов (правление, дирекция), при этом во втором случае единоличный орган директор возглавляет коллегиальный (является председателем правления).

Единоличный исполнительный орган и члены коллегиального исполнительного органа, по общему правилу, являются физическими лицами, за исключением случаев передачи полномочий единоличного исполнительного органа управляющей организации. Назначение единоличного исполнительного органа и членов коллегиального исполнительного органа производит общее собрание акционеров, если уставом эти полномочия не отнесены к компетенции совета директоров. Единоличный исполнительный орган представляет общество во всех отношениях и имеет право действовать без доверенности. Иные лица имеют право действовать от имени общества только при наличии доверенности, выданной единоличным исполнительным органом.

Законодательство предоставляет возможность передавать функции единоличного исполнительного органа в акционерных обществах *управляющей организации (управляющему) — коммерческой организации (индивидуальному предпринимателю), оказывающей, в качестве предпринимательской деятельности услуги по управлению акционерным*

обществом в форме осуществления функций единоличного исполнительного органа.

По функциям, которые осуществляет управляющая организация, ее деятельность не отличается от деятельности генерального директора, поскольку она реализует тот же объем компетенции, что и исполнительные органы (генеральный директор и правление). Отличия управляющей организации от генерального директора заключаются в характере отношений с обществом, порядке назначения и порядке прекращения полномочий управляющей организации. Привлечение управляющей организации к осуществлению функций единоличного исполнительного органа осуществляется всегда по решению общего собрания акционеров. Собрание может рассматривать данный вопрос только по предложению совета директоров общества.

Почему акционеры принимают решение о целесообразности передачи полномочий единоличного исполнительного органа управляющей организации? Причины и поводы для этого — антикризисное управление*, функционирование бизнеса как единого технологического комплекса, реформирование и т.д.

Основные преимущества управления через управляющую организации:

- возможность решения типовых задач (в сфере управления, экономики, финансов, тарифообразования и т.д.) одновременно по нескольким однопрофильным управляемым обществам единообразно и системно;
- возможность оперативного контроля и управления основными технологическими процессами в управляемом обществе;

* Так, в 2001 г. решением совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» (протокол № 106) утверждена типовая форма договора о передаче полномочий единоличного исполнительного органа управляющей организации. Эта форма договора ориентирована на антикризисное управление. Летом 2005 г. утверждена новая типовая форма договора о передаче полномочий единоличного исполнительного органа управляющей организации, которая может применяться как к схеме управления на базе холдинговых компаний, так и к антикризисным управляющим компаниям.

- сокращение издержек каждого управляемого общества по причине наличия одного управленческого аппарата управляющей организации на несколько однопрофильных управляемых обществ.

В практике деятельности российских энергокомпаний имеется значительный опыт привлечения управляющих организаций. Первоначально такие организации привлекались для так называемого антикризисного управления (здесь можно вспомнить деятельность таких управляющих компаний как ОАО «СЭУК», ОАО «СМУЭК», ОАО «УЭУК» и многих других). Результаты антикризисного управления этими компаниями наиболее проблемными энергосистемами (Архангельск, Северный Кавказ, Ульяновск) доказало эффективность модели управления с использованием управляющей организации.

На определенном этапе реформирования управляющие организации рассматривались как механизм, обеспечивающий контроль управления в процессе реформирования. Так, для технологизации процесса проектирования реформирования дочерних и зависимых обществ ОАО «РАО «ЕЭС России», для обеспечения предсказуемости и прозрачности преобразований был выработан базовый вариант реформирования АО-энерго. Согласно базовому варианту реформирование АО-энерго осуществлялось с соблюдением пропорционального распределения акций вновь создаваемых компаний среди акционеров АО-энерго. При реорганизации АО-энерго на его основе создавались генерирующая компания (одна или несколько), распределительная сетевая компания, сбытовая компания. В образованных на базе АО-энерго структурах на переходном этапе функции единоличного исполнительного органа предполагалось передавать управляющим организациям. Впоследствии, после выполнения своих функций, созданные в процессе реформирования управляющие организации были ликвидированы.

Ревизионная комиссия (ревизор) формируется для осуществления контроля за финансово-хозяйственной деятельностью общества. Причем

уставом общества ей может быть придана и дополнительная компетенция. Ревизионная комиссия (ревизор) избирается общим собранием акционеров.

Счетная комиссия избирается общим собранием акционеров. Причем в обществе с числом акционеров — владельцев голосующих акций более 100 счетная комиссия создается обязательно.

Выше приведен перечень органов управления акционерного общества в «нормальном» хозяйственном состоянии. Структура органов управления при применении процедур несостоятельности (банкротства) акционерного общества меняется. На различных стадиях отношений, связанных с несостоятельностью, в акционерном обществе функционируют такие органы, как *собрание кредиторов, комитет кредиторов, арбитражный управляющий (в том числе временный управляющий, административный управляющий, внешний управляющий и конкурсный управляющий)*. Каждый из этих органов обладает своей спецификой и необходим для решения специфических задач, возникающих при несостоятельности.

Собрание кредиторов — это специальный орган, представляющий интересы кредиторов во взаимоотношениях с должником. Оно формируется из конкурсных кредиторов и уполномоченных органов. В собрании кредиторов также принимают участие без права голоса представитель работников должника, представитель учредителей (участников) должника, представитель собственника имущества должника — унитарного предприятия, которые вправе выступать по вопросам повестки собрания кредиторов.

Комитет кредиторов — назначаемый собранием кредиторов контрольно-представительский орган. Его основная задача — осуществление контроля за деятельностью внешнего управляющего, а также представление законных интересов конкурсных кредиторов. Он избирается собранием кредиторов из числа физических лиц, выдвинутых конкурсными кредиторами.

Арбитражный управляющий — это временный, внешний, административный и конкурсный управляющие, назначаемые судом, выполняющие задачи, связанные с осуществлением какой-либо конкретной стадии банкротства.

9.1.3. Процедуры корпоративного управления

Структура управления для ее успешного функционирования должна быть основана на четком распределении компетенции каждого элемента (органа управления), понятных и прозрачных процедурах принятия решений (обсуждения и голосования), правилах соподчиненности решений различных органов. Все эти требования закреплены в законодательстве. Они могут конкретизироваться в учредительных и внутренних документах акционерных обществ, а также в локальных нормативных актах, регулирующих трудовые отношения.

Процедуры управления обеспечивают принятие управленческих решений. Им следует уделять самое серьезное внимание, так как в процедурах управления проявляется влияние различных заинтересованных лиц на деятельность энергокомпании.

Согласно Федеральному закону «Об акционерных обществах» принятие решений по вопросам деятельности общества распределено между органами управления общества. Компетенция и процедура принятия решений общим собранием акционеров закреплена в гл. 7 Закона, а также дополнительно регулируется постановлением ФКЦБ России от 31 мая 2002 г. № 17/пс «Об утверждении Положения о дополнительных требованиях к порядку подготовки, созыва и проведения общего собрания акционеров». Внутренним документом общества может быть определен порядок созыва, подготовки, проведения, подведения итогов общего собрания акционеров в части, не урегулированной законодательством и уставом общества.

Решение общего собрания акционеров по вопросу, поставленному на голосование, принимается большинством голосов акционеров — владельцев

голосующих акций общества, принимающих участие в собрании. Однако, имеются следующие определенные исключения:

- решения по определенным законом вопросам должны приниматься только тремя четвертями голосов акционеров;
- решения по определенным законом вопросам должны приниматься только по предложению совета директоров общества.

Компетенцию общего собрания акционеров составляет исчерпывающий круг вопросов, которые не могут быть переданы на решение иных органов управления. Общее собрание, даже имея статус высшего органа управления обществом, не имеет права принимать к своему рассмотрению вопросы, не отнесенные к его компетенции. Говоря о закрытом характере компетенции общего собрания акционеров, отметим, что согласно пониманию, выработанному судебной практикой, к числу вопросов, которые вправе рассматривать этот орган управления, относятся не только вопросы, непосредственно указанные в Федеральном законе «Об акционерных обществах», но и вопросы, указанные иными федеральными законами (даже если они не входят в перечень, установленный ФЗ «Об акционерных обществах»).

Из комплекса вопросов управления акционерным обществом общее собрание акционеров решает наиболее важные вопросы функционирования энергокомпании. К ним относятся: реорганизация и ликвидация; утверждение устава и внутренних документов, регулирующих деятельность органов управления и контроля; формирование органов управления и контроля; выплата органам управления и контроля вознаграждения; одобрение крупных сделок и сделок, в совершении которых имеется заинтересованность; назначение аудитора; уменьшение и увеличение уставного капитала; определение количества, номинальной стоимости категории акций и прав, предоставляемых этими акциями; определение порядка ведения общего собрания акционеров; избрание счетной комиссии; приобретение акций общества в предусмотренных законом случаях;

утверждение годового отчета и годовой отчетности и, наконец, распределение прибыли.

Как видно из представленного выше перечня, специфика энергетики как отрасли наименее всего сказывается в деятельности общего собрания акционеров энергокомпании как органа управления: компетенция его строго ограничена законом и состоит в принятии наиболее важных решений, которые должны приниматься любым акционерным обществом вне зависимости от отрасли, в которой оно осуществляет свою деятельность.

Компетенция и процедура *принятия решений советом директоров общества* закреплена в Федеральном законе «Об акционерных обществах» и *детализируется во внутренних документах общества*. Решения на заседании совета директоров принимаются большинством голосов членов совета директоров, принимающих участие в заседании, если законом, уставом или внутренними документами общества не определено иное. При решении вопросов на заседании совета директоров каждый член совета директоров обладает одним голосом. Уставом может быть предусмотрено право решающего голоса председателя совета директоров в случае равенства голосов.

Совет директоров (в отличие от общего собрания акционеров) не ограничен в своей компетенции тем перечнем вопросов, которые отнесены законодательством к его исключительной компетенции. Законодатель, предоставляя общему собранию акционеров право относить к компетенции совета директоров любые вопросы, не отнесенные к компетенции общего собрания и исполнительных органов, открывает возможности компоновать компетенцию совета директоров в зависимости от выбранной модели управления и потребностей общества.

Говоря о порядке принятия решений общим собранием акционеров и советом директоров, необходимо отметить, что в компаниях, акции которых находятся в собственности государства, права акционера от имени государства осуществляет специально уполномоченный орган

государственного управления (в настоящее время — Федеральное агентство по управлению федеральным имуществом). Его деятельность по управлению регулируется как федеральными законами, так и иными нормативными актами. Эту специфику необходимо понимать в связи с тем, что государство в настоящее время является и в будущем останется одним из крупнейших собственников энергокомпаний.

Позиция государства как акционера по вопросам повесток дня общего собрания акционеров и заседания совета директоров отражается в письменных директивах, выдаваемых уполномоченным государственным органом для голосования представителей государства на общем собрании акционеров и заседании совета директоров компании. А по наиболее значимым вопросам (а также в отношении обществ, входящих в специальный перечень) директивы для голосования утверждаются Правительством Российской Федерации в лице либо его Председателя, либо уполномоченного им заместителя в соответствии с утвержденным распределением полномочий*.

Все представители интересов государства в совете директоров обязаны голосовать на заседаниях совета директоров только на основании указанных директив**. Для подготовки позиции государства обеспечивается предварительное согласование директив с уполномоченными федеральными министерствами. Это позволяет сформировать консолидированную позицию государства по тому или иному вопросу повестки дня общего собрания акционеров или заседания совета директоров.

* Согласно п. 17 Постановления Правительства Российской Федерации от 03 декабря 2004 № 738 «Об управлении находящимися в федеральной собственности акциями открытых акционерных обществ и использовании специального права на участие Российской Федерации в управлении открытыми акционерными обществами («золотой акции»)» директивы выдаются по вопросам, указанным в пп. 1—7, 9, 11 и 15 п. 1 ст. 65 Федерального закона «Об акционерных обществах».

** Ранее (отмененное Постановление Правительства от 7 марта 2000 г. № 195 «О порядке назначения и деятельности представителей Российской Федерации в органах управления и ревизионных комиссиях открытых акционерных обществ, созданных в процессе приватизации, акции которых находятся в федеральной собственности, а также в отношении которых принято решение об использовании специального права на участие Российской Федерации в управлении («золотой акции»)») даже устанавливалось, что представители государства действуют на основании договора, а не только выдаваемой директивы. В настоящее время такая практика не применяется.

Сходная практика реализации прав участника (акционера) посредством выдачи письменных указаний своим представителям в органах управления организаций различных организационно-правовых форм широко применяется и при управлении дочерними и зависимыми обществами (ДЗО) в крупных холдинговых компаниях, в иных организациях, которые имеют в собственности пакеты акций (доли участия) различных юридических лиц. В особо крупных холдингах, как например ОАО РАО «ЕЭС России», аналогичная схема применяется и на уровень ниже – во «внучатых» зависимых обществах (ВЗО), акции которых принадлежат головному обществу не напрямую, а через ДЗО. Такие холдинги (организации) осуществляют управление своими дочерними и зависимыми обществами через своих представителей в органах управления и контроля, которые участвуют в работе таких органов (принимают участие в заседании (собрании), голосуют по вопросам повесток дня) в соответствии позицией акционера, которая формулируется в поручении (итоговом поручении, директиве, указании, или ином документе с похожим названием), формируемым компанией. Такое поручение, которое мы далее будем именовать, исходя из практики работы энергокомпаний «итоговым поручением», содержит указания представителю о порядке участия в работе органа управления и характере голосования по каждому из вопросов повестки дня.

Механизм выдачи государством директив (как и применяемый иными организациями механизм выдачи поручений своим представителям) как инструмент защиты своих прав и законных интересов как акционера, в том или ином виде успешно применяется во многих российских энергокомпаниях (иногда его дополняют механизмом согласительных совещаний, совещания представителей одного акционера в одном органе управления, активным участием комитетов и комиссий, сформированных при советах директоров). Его основная цель — построить эффективную систему корпоративного управления дочерними и зависимыми обществами. Это позволяет обеспечить

контроль за решениями, принимаемыми органами управления таких обществ.

Цели такого (жестко централизованного) корпоративного управления:

- обеспечение управляемости акционерных обществ с учетом требований законодательства об акционерных обществах;
- обеспечение принятия органами управления акционерных обществ решений, соответствующих интересам головной компании.

Позиция энергокомпании (ее представителей) формируется на основании решений ее совета директоров, решений правления, приказов, распоряжений, внутренних документов и находит свое отражение в итоговом поручении, выдаваемом представителю общества для голосования по вопросам повесток дня.

Итоговые поручения формируются подразделением, ответственным за выдачу итогового поручения на основании рекомендаций подразделений энергокомпании в рамках их компетенции установленной организационно-распорядительными документами. В зависимости от особенностей организационной структуры такие рекомендации могут выступать в форме поручений, экспертных заключений и заключений. Такой порядок формирования позиции представителей использовался, в частности, в ОАО «РАО «ЕЭС России» (а в настоящее время используется в иных энергокомпаниях)

Представители обязаны голосовать в строгом соответствии с итоговым поручением. Использование данной (кажущейся довольно сложной на первый взгляд) процедуры достигается цель максимальной проработки позиции энергокомпании как акционера.

Использование механизма выдачи итогового поручения не означает того, что представитель не участвует активно в заседании (собрании) органа управления. Практика энергокомпаний, особенно в случае привлечения независимых директоров, допускает различные варианты указаний представителю, в том числе, допускающие и возможность формирования им позиции по определенным вопросам самостоятельно с учетом хода

обсуждения того или иного вопроса. В некоторых случаях итоговое поручение может содержать положения исключительно рекомендательного, поясняющего характера, которые представитель может (но не обязан) учитывать в своей деятельности. Отметим, что в практике корпоративного управления ОАО «РАО «ЕЭС России» предусматривались не только указанные случаи, но и ситуации, когда активную роль в изменении ранее выданного итогового поручения выполнял председатель совета директоров энергокомпании. В этих случаях «запускался» механизм изменения (корректировки) ранее выданного итогового поручения или применялись иные механизмы.

Таким образом, многое зависит от содержания итогового поручения.

Итоговое поручение обычно (с учетом сложившейся практики работы энергокомпаний) содержит:

- порядок участия в работе органа управления акционерного общества (принимать или не принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня);
- характер голосования по каждому из вопросов повестки дня;
- порядок голосования (голосовать «за», «против» или «воздержался») по вопросам повестки дня, по которым голосование осуществляется строго в соответствии с позицией энергокомпании (т.е. без возможности представителю изменить позицию по итогам обсуждения);
- позицию общества по вопросам, включенным в повестку дня (по вопросам повестки дня, по которым голосование осуществляется строго в соответствии с позицией энергокомпании);
- информацию о том, по каким вопросам повестки дня заседания (собрания) органа управления акционерным обществом, итоговое поручение было сформировано на основании поручений и экспертных заключений с их приложением;
- информацию о том, по каким вопросам повестки дня заседания (собрания) органа управления акционерного общества, позиция была

выработана в результате процедуры снятия разногласий между различными подразделениями энергокомпании.

Компетенция исполнительных органов акционерного общества является *остаточной* по отношению к компетенции общего собрания акционеров и совета директоров. Если в обществе создан коллегиальный исполнительный орган, его компетенция должна быть закреплена в уставе, а компетенция единоличного исполнительного органа будет остаточной по отношению к компетенции общего собрания акционеров, совета директоров и коллегиального исполнительного органа. Принцип остаточности компетенции означает: орган, обладающий такой компетенцией, вправе принимать решения по всем вопросам, которые прямо законодательством, уставом и внутренними документами не отнесены к компетенции иных органов управления.

Порядок принятия решений коллегиальным исполнительным органом сходен с порядком принятия решений советом директоров — лица, входящие в состав коллегиального исполнительного органа осуществляют голосование по вопросам компетенции органа. Решение считается принятым, если за него проголосовало оговоренное внутренними документами общества большинство.

Единоличный исполнительный орган принимает решения в пределах своей компетенции самостоятельно, руководствуясь собственным пониманием эффективности и рациональности таких решений.

Права и обязанности исполнительного органа и членов коллегиального исполнительного органа определяются законодательством, уставом акционерного общества и договором с обществом. Полномочия указанных лиц подтверждаются решением об их назначении на соответствующие должности.

Трудовая деятельность единоличного исполнительного органа регулируется нормами ТК Российской Федерации в части, не противоречащей ФЗ «Об акционерных обществах».

Эффективность деятельности исполнительных органов определяется:

- эффективностью организационной структуры;
- достижением определенных поставленных акционерами и советом

директоров показателей, на которые обычно замыкается и система мотивации.

Организационная структура — это то, что обеспечивает выполнение функций исполнительного органа. Соответственно, по общему правилу, вопросы ее формирования и изменения относятся к компетенции самого исполнительного органа. Однако в ряде случаев владельцы компании (акционеры) предпочитают передавать решение этого вопроса в компетенцию совета директоров (наблюдательного совета). Организационные структуры большинства энергокомпаний утверждаются с согласия совета директоров.

Еще одним механизмом повышения эффективности является система ключевых показателей эффективности — система взаимосвязанных интегрированных показателей деятельности организации, структурного подразделения, конкретного должностного лица, отражающих выполнение поставленных (организации, структурному подразделению, конкретному должностному лицу) целей на данный период времени.

Система ключевых показателей должна быть ориентирована на стратегию компании, а каждый конкретный показатель должен отражать промежуточный результат достижения стратегических задач. Система ключевых показателей эффективности обеспечивает менеджменту (вышестоящему органу) обратную связь, без которой вероятность выработки эффективных стратегических решений существенно ниже.

В качестве основных принципов системы ключевых показателей эффективности (КПЭ) можно выделить:

- ограниченность числа КПЭ — количество КПЭ для каждого элемента структуры должно быть не больше зафиксированного числа, что

позволяет четко расставить цели и управленческие приоритеты в срочной перспективе;

- сбалансированность и целостность — КПЭ пронизывают всю структуру и оценивают операционную и финансово-экономическую эффективность деятельности и другие наиболее важные стороны функционирования компании;

- верифицируемость — выполнение КПЭ для целей оценки должно быть очевидным — либо иметь цифровое выражение, либо соответствовать одной из двух оценок «да» или «нет»;

- ориентация на стратегические цели — КПЭ и их значения должны влиять на достижение долгосрочных стратегических целей компании, т.е. КПЭ должен являться промежуточным (возможно косвенным) результатом достижения таких целей;

- индивидуальность — значения КПЭ устанавливаются индивидуально для каждого элемента управления;

- мотивация — система КПЭ является основой системы мотивации персонала и руководства компании.

В мировой практике принято сопоставлять эффективность и соответствие качества корпоративного управления интересам акционеров в различных компаниях (как по отраслевому признаку, так и в целом). Такое сопоставление лучших практик корпоративного управления осуществляется различными рейтинговыми агентствами и исследовательскими организациями. Обобщение лучших методик корпоративного управления содержится как в многочисленных и доступных результатах исследований, так и в сравнительных характеристиках и рейтингах корпоративного управления различных рейтинговых агентств.

Изучение и заимствование опыта уже существующих методик корпоративного управления при построении модели управления — неизбежная тенденция в работе энергокомпаний.

Выше рассмотрены процедуры управления при стабильной финансовой ситуации. Однако при применении к энергокомпаниям процедур несостоятельности (банкротства) меняется как структура управления, так и его процедуры. В рамках настоящей работы нет возможности детально останавливаться на процедурах банкротства, поэтому отметим только самые общие положения.

В случае применения процедур несостоятельности (банкротства) формируемые судом и кредиторами органы, такие как: *собрание кредиторов* и *комитет кредиторов* [см. раздел 9.1.2];

временный управляющий, который функционирует на этапе наблюдения и осуществляет анализ финансового состояния должника, выявляет кредиторов, ведет реестр их требований, созывает и проводит первое собрание кредиторов, выполняет другие функции;

административный управляющий, действующий на этапе финансового оздоровления и осуществляет ведение реестра кредиторов, рассматривает отчеты о выполнении плана финансового оздоровления, контролирует исполнение обществом требований кредиторов и исполнение плана финансового оздоровления, выполняет другие функции;

внешний управляющий, который функционирует на этапе внешнего управления и осуществляет инвентаризацию имущества, ведение бухгалтерского, финансового и статистического учета и отчетности, разработку и реализацию плана внешнего управления и его предоставление собранию кредиторов, взыскание дебиторской задолженности перед обществом, выполняет другие функции;

конкурсный управляющий функционирующий на этапе конкурсного производства и осуществляет инвентаризацию имущества, привлечение оценщика, уведомляет работников должника о предстоящем увольнении, ведет реестр кредиторов, представляет собранию кредиторов предложения по продаже имущества и др.

9.2. Организация взаимодействия менеджмента с акционерами и инвесторами

9.2.1. Статус акционера и порядок учета его прав (учетная система на рынке ценных бумаг)

Для анализа взаимодействия между обществом в лице его менеджмента и акционерами необходимо ответить на вопрос, кто является акционером. Акционером является лицо (физическое, юридическое или публичное образование), которое владеет акцией акционерного общества*. Поскольку законом предусмотрено, что акции являются именными эмиссионными бездокументарными ценными бумагами, следует отметить, что лицо становится акционером только с момента внесения о нем данных (приходной записи) по счету в одной из организаций учетной системы на рынке ценных бумаг — регистраторе (лицевой счет) или депозитарии (счет депо).

Базовым принципом определения прав лица как акционера является отражение соответствующей информации в учетной системе на рынке ценных бумаг, под которой понимается совокупность учетных институтов: организаций, осуществляющих депозитарную деятельность, и организаций, осуществляющих деятельность по ведению реестра владельцев ценных бумаг.

Почему в законе говорится о двух субъектах учетной системы, причем указано, что внесение записи по счетам в любом из них равнозначно? Такая ситуация сложилась на российском рынке ценных бумаг исторически и в настоящее время закреплена на уровне закона. Объяснить ее можно следующим образом.

Любое акционерное общество обязано обеспечивать поддержание **системы ведения реестра** владельцев своих именных ценных бумаг (акций). Под такой системой закон понимает совокупность данных, зафиксированных

* Федеральный закон «О рынке ценных бумаг» (ст. 2) определяет «акцию, как эмиссионную ценную, закрепляющую права ее владельца (акционера) на получение части прибыли акционерного общества в виде дивидендов, на участие в управлении акционерным обществом и на часть имущества, остающегося после его ликвидации». Федеральный закон «Об акционерных обществах» особо подчеркивает: акции удостоверяют обязательственные права участников общества (акционеров) по отношению к обществу (ст. 2).

на бумажном носителе и (или) с использованием электронной базы данных, обеспечивающих идентификацию зарегистрированных в системе ведения реестра владельцев ценных бумаг номинальных держателей* и владельцев ценных бумаг и учет их прав в отношении ценных бумаг, зарегистрированных на их имя. Система ведения реестра позволяет получать и направлять информацию указанным лицам и составлять реестр владельцев ценных бумаг.

Акционерное общество с помощью системы ведения реестра владельцев именных эмиссионных ценных бумаг учитывает права собственности на акции. Вне системы ведения реестра (реестра акционеров) акции как объекты гражданских прав не существуют. Если общество не ведет реестр — у него нет акционеров (исключая случаи утраты и восстановления реестра по установленной законом процедуре). В связи с этим законом прямо отмечено, что *каждое* акционерное общество обязано обеспечить ведение и хранение реестра акционеров общества с момента государственной регистрации.

Держателем реестра акционеров общества может быть как само общество, так и профессиональный участник рынка ценных бумаг, осуществляющий деятельность по ведению реестра владельцев именных ценных бумаг (регистратор). Однако если в обществе число акционеров превышает 50, то закон предусматривает, что держателем реестра акционеров общества может быть только регистратор.

Регистратором является профессиональный участник рынка ценных бумаг, осуществляющий деятельность по ведению реестра

* Номинальный держатель — профессиональный участник рынка ценных бумаг, имеющий лицензию на право осуществления депозитарной деятельности и зарегистрированный в системе ведения реестра, который не является владельцем ценных бумаг, находящихся на его счете как номинального держателя, и самостоятельно ведет учет владельцев этих ценных бумаг. При этом организация — номинальный держатель вправе на общих основаниях иметь в реестре лицевой счет владельца ценных бумаг, в отношении которых он выступает номинальным держателем.

владельцев именных ценных бумаг как исключительную на основании договора с эмитентом и имеющий лицензию на осуществление данного вида деятельности. Утверждение регистратора общества и условий договора с ним, а также расторжение договора с регистратором осуществляется советом директоров общества.

Регистратор осуществляет сбор, фиксацию, обработку, хранение и предоставление данных, составляющих систему ведения реестра владельцев ценных бумаг. В обществе, держателем реестра акционеров которого является регистратор, ему может быть поручено выполнение различных функций счетной комиссии. В обществе с числом акционеров — владельцев голосующих акций более 500 — функции счетной комиссии выполняет регистратор.

Регистратор, осуществляющий функции счетной комиссии:

проверяет полномочия и регистрирует лиц, участвующих в общем собрании акционеров;

определяет его кворум; разъясняет вопросы, возникающие в связи с реализацией акционерами (их представителями) права голоса на общем собрании;

подсчитывает голоса и подводит итоги голосования; составляет протокол об итогах голосования;

передает в архив бюллетени для голосования.

Акционерное общество является субъектом, который для оказания услуг в области учета ценных бумаг нанимает регистратора по соответствующему договору. Иное дело функции *депозитария* в рамках учетной системы применительно к учету прав на акции, а также прав, закрепленных акциями. *Депозитарием* признается профессиональный участник рынка ценных бумаг, осуществляющий депозитарную деятельность, т.е. оказание услуг по хранению сертификатов ценных бумаг и (или) учету и переходу прав на ценные бумаги. Таким образом, если держателем реестра может быть и само общество, то депозитарий всегда

сторонний профессионал на рынке ценных бумаг, причем выбор депозитария — это выбор самого акционера.

Закон признает ситуации, при которых акционерное общество может нанимать депозитарий. Этот случай предусмотрен ст. 16 Федерального закона «О рынке ценных бумаг» и известен как институт централизованного хранения ценных бумаг. Данной статьей предусмотрено, что «решением о выпуске эмиссионных ценных бумаг на предъявителя, а в случаях, предусмотренных федеральными законами, решением о выпуске именных эмиссионных ценных бумаг может быть определено, что такие бумаги подлежат обязательному хранению в определенном эмитентом депозитарии (эмиссионные ценные бумаги с обязательным централизованным хранением). Сертификат эмиссионных ценных бумаг на предъявителя с обязательным централизованным хранением не может быть выдан на руки владельцу (владельцам) таких ценных бумаг». Обычно этот институт применяется в настоящее время при эмиссии облигаций на предъявителя.

Акционеры могут прибегать к услугам депозитария:

- для снижения трансакционных издержек;
- в целях осуществления торговли ценными бумагами на организованном рынке ценных бумаг (в этом случае наличие депозитарного договора обязательно);
- в целях ограничения распространения информации о владении им данными ценными бумагами (с момента открытия счета в депозитарии, акционер в системе ведения реестра на соответствующее количество переведенных на счет депо ценных бумаг более не значится, а бумаги записываются в совокупности по всем таким владельцам по счету депозитария как номинального держателя);
- в силу более дешевых услуг депозитария в сравнении с регистратором;

- в силу необходимости хранения и учета всех своих ценных бумаг в одном месте. Последнюю мысль поясним следующим образом: если регистратор учитывает ценные бумаги конкретного акционерного общества, то депозитарий вправе учитывать ценные бумаги любых эмитентов, если это соответствует закону, условиям депозитарной деятельности и договору о счете депо (депозитарному договору) с владельцем. Этим преимуществом депозитарного учета пользуются и сами акционерные общества, но не в отношении своих акционеров, а в отношении тех акций, владельцами которых (акционерами) они, в свою очередь, являются. Такая практика широко используется крупными холдинговыми компаниями.

Появление депозитария в рамках учетной системы акций означает открытие ему в системе ведения реестра счета номинального держателя, по которому будут учитываться ценные бумаги тех акционеров, которые заключили с ним депозитарный договор. Учет этих ценных бумаг на счетах таких акционеров в реестре в момент действия депозитарного договора не осуществляется (здесь действует принцип: наличие одной учетной записи в одной из организаций учетной системы в отношении конкретной бумаги в каждый конкретный момент времени в целях исключения двойного счета).

Как же в такой сложной системе осуществляются права акционеров? С учетом деятельности субъектов учетной системы (регистратора и депозитариев) можно, к примеру, рассмотреть процесс реализации акционером своего права на участие в управлении обществом, в частности право участвовать в общем собрании акционеров.

Для осуществления данного права необходимо определение перечня (списка) лиц, имеющих право на участие в общем собрании акционеров общества. Такой список составляется на дату, определенную решением совета директоров (наблюдательным советом) общества.

В реестре владельцев ценных бумаг отображается общее количество акций общества, учитываемых номинальным держателем. Чтобы обеспечить реализацию акционерами своих прав, регистратор общества (или общество, если ведение реестра осуществляется самостоятельно) запрашивает у номинальных держателей (депозитариев) информацию об их клиентах, владеющих акциями общества.

Номинальный держатель обязан предоставить указанную информацию в течение семи дней после получения требования. На основании сведений, предоставленных регистратору, клиенты номинального держателя включаются в список лиц, имеющих право на участие в общем собрании акционеров. В соответствии с этим списком эмитент (общество) либо регистратор по поручению эмитента осуществляет рассылку бюллетеней для голосования на общем собрании акционеров (в настоящее время в соответствии с законом в срок не позднее чем за 20 дней до даты проведения собрания).

Акционеры — клиенты депозитариев наравне с другими акционерами общества получают бюллетени для голосования на общем собрании акционеров и соответственно могут реализовать свое право на участие в управлении обществом. Депозитарий может обеспечивать акционерам реализацию права голоса на общих собраниях акционеров в порядке, предусмотренном депозитарным договором. При ненадлежащем выполнении номинальным держателем своих обязанностей по предоставлению сведений о своих клиентах акционеры могут не реализовать свое право на участие в общем собрании.

При раскрытии данных об акционерах общества — клиентах номинального держателя после даты рассылки материалов общего собрания акционеров производится дополнительная рассылка. С учетом сроков пересылки почтовых сообщений акционеры могут не успеть

заполнить бюллетени и направить их в общество до даты проведения собрания акционеров.

Поскольку на рынке регистраторских услуг присутствует немалое количество регистраторов, особую актуальность приобретает вопрос о выборе конкретной организации, тем более что в соответствии ФЗ «Об акционерных обществах» общество, поручившее ведение реестра владельцам именных ценных бумаг регистратору, не освобождается от ответственности за его ведение и хранение. Эту жесткую норму подтвердила и судебная практика высших судебных инстанций, однозначно определившая, что в случае причинения убытков акционеру из-за незаконного списания акций с его счета ответственность несет именно общество, а не регистратор.

Обычно, когда говорят о выборе регистратора, учитывают следующий набор критериев:

- *независимость*. Под ней понимается независимость регистратора от эмитента. Цели и политика регистратора должны обеспечивать защиту прав акционеров и не должны формироваться без влияния эмитента. В определенной мере независимость регистратора обеспечивается лицензионными требованиями, ограничивающими долю участия эмитента в уставном капитале привлеченного регистратора. Однако общества рассматривают независимость и более широко — с точки зрения невозможности оказания негативного влияния на регистратора, которое может привести к убыткам для акционеров (недаром доступ к реестру акционеров является одной из первых целей рейдерских атак);

- *способность регистратора обеспечить сохранность реестра и конфиденциальность данных о зарегистрированных лицах*. Данное требование должно ограничивать возможность давления на акционеров, а также проведения инсайдерских операций с использованием данных реестра;

- *профессионализм и квалификация.* Некоторые непреднамеренные (ошибочные) действия регистратора при ведении реестра могут повлечь за собой причинение ущерба зарегистрированным лицам (например, списание ценных бумаг зарегистрированного лица помимо его воли). В этой связи при заключении договора с регистратором должен быть рассмотрен вопрос о его профессиональной ответственности (включая вопрос о страховании профессиональной ответственности).

- *объем оказываемых регистратором услуг, в частности готовность оказывать дополнительные услуги.* В числе дополнительных услуг на регистратора могут быть возложены обязанности по подготовке и проведению общих собраний акционеров по начислению и выплате дивидендов и пр.;

- *наличие у регистратора филиалов, а также трансфер-агентов,* т.е. юридических лиц, выполняющих по договору с регистратором функции по приему от зарегистрированных лиц и передаче регистратору информации и документов для исполнения операций в реестре, а также функции по приему от регистратора и передаче зарегистрированным лицам информации и документов, полученных от регистратора. Требование о наличии трансфер-агентской сети крайне важно для крупных публичных компаний. Например, функции трансфер-агентов по акциям ОАО РАО «ЕЭС России» выполняли помимо филиалов регистратора, подразделения Сбербанка России по договору с регистратором. Это существенно увеличивало возможности акционеров;

- *цены за услуги регистратора.*

Критерии выбора депозитария акционером во многом схожи с критериями выбора акционерным обществом регистратора. Понимание того, как функционирует учетная система в России, имеет большое значение при выборе регистратора и депозитария. Однако энергокомпаниям, акции которых в форме депозитарных расписок (о которых мы поговорим

ниже) обращаются за пределами России, должны не меньшее внимание уделять тому, как функционирует учетная система для таких акционеров. Развитые фондовые рынки отличаются от российского наличием регламентированной и сложной учетной системы; наличием организаций, выполняющих функции центрального депозитария (существует как в отдельных странах, так в виде организаций, выполняющих функции центрального депозитария для нескольких стран). К числу последних относятся такие авторитетные организации, как Euroclear (которая объединила центральные депозитарии ряда европейских стран) и Clearstream (поглощенная Deutsche Borse Group). Понимание работы учетной системы важно для обеспечения голосования владельцев расписок на общих собраниях акционеров.

9.2.2. Права акционеров, классификация акционеров в зависимости от их прав

По общему правилу права акционера определяются тем типом (категорией) акций, которыми он владеет. В этом смысле выделяют *привилегированные и обыкновенные акции*. Владельцы привилегированных акций не имеют права голоса, что компенсируется в соответствии законодательством либо установленным дивидендом*, либо так называемой ликвидационной стоимостью. В определенных случаях владельцы таких акций получают право влиять на деятельность акционерного общества. Они участвуют в общем собрании акционеров с правом голоса при решении вопросов о реорганизации и ликвидации общества. Также владельцы привилегированных акций определенного типа приобретают право голоса на общем собрании акционеров при решении вопросов о внесении изменений и дополнений в устав общества, ограничивающих права акционеров — владельцев привилегированных акций этого типа, включая случаи

* Дивиденд — это доход, полученный акционерами при распределении прибыли, оставшейся после налогообложения пропорционально их доле в уставном капитале.

определения или увеличения размера дивиденда и (или) определения или увеличения ликвидационной стоимости, выплачиваемых по привилегированным акциям предыдущей очереди, а также предоставления акционерам — владельцам привилегированных акций иного типа преимуществ в очередности выплаты дивиденда и пр. Кроме того, владельцы привилегированных акций, за исключением акционеров — владельцев кумулятивных привилегированных акций, имеют право участвовать в общем собрании акционеров с правом голоса по всем вопросам его компетенции, начиная с собрания, следующего за годовым общим собранием акционеров, на котором было принято решение о невыплате дивидендов или решение о неполной выплате дивидендов по привилегированным акциям этого типа.

Иная ситуация с владельцами *обыкновенных акций*. Закон указывает: акционеры — владельцы обыкновенных акций общества могут участвовать в общем собрании акционеров с правом голоса по всем вопросам его компетенции, а также имеют право на получение дивидендов, а в случае ликвидации общества — право на получение части его имущества. Таким образом, теоретически все акционеры имеют равный набор прав для реализации собственных интересов. С практической же точки зрения надо понимать, что реальное влияние (корпоративная власть) зависит, помимо типа (категории) акций от следующих обстоятельств:

- *количества (пакета) акций, которыми владеет акционер;*
- *наличия какого-либо специального соглашения с акционерным обществом или от соглашения акционеров;*
- *правового статуса акционера.*

Владение определенным пакетом акций — существенный фактор, определяющий степень корпоративных возможностей акционера. При владении менее чем 1 % голосующих акций корпоративные возможности ограничиваются формальными правами, предоставленными Федеральным законом «Об акционерных обществах».

Владелец более 1 % голосующих акций имеет право потребовать данные из реестра об имени (наименовании) зарегистрированных в реестре владельцев и о количестве, категории и номинальной стоимости принадлежащих им ценных бумаг.

Акционер, владеющий в совокупности не менее чем 1 % размещенных обыкновенных акций общества, вправе обратиться в суд с иском к члену совета директоров (наблюдательного совета) общества, единоличному исполнительному органу общества (директору, генеральному директору), члену коллегиального исполнительного органа общества (правления, дирекции), а также к управляющей организации или управляющему о возмещении убытков, причиненных обществу, в случае, если такие убытки причинены их виновными действиями (бездействием), если иные основания и размер ответственности не установлены федеральными законами.

За акционерами, владеющими не менее чем 2 % акций, закрепляется право вносить неограниченное количество предложений в повестку дня годового собрания. Акционеры также вправе выдвигать кандидатов в органы управления и контроля общества и счетную комиссию.

Владелец не менее чем 10 % голосующих акций общества вправе потребовать проведения внеочередного общего собрания акционеров.

Федеральный закон «Об акционерных обществах» (ст. 91 и 92) закрепляет за акционерами, владеющими в совокупности не менее чем 25 % голосующих акций общества, право доступа к документам бухгалтерского учета (бухгалтерский баланс, отчет о прибылях и убытках, аудиторское заключение) и протоколам заседаний коллегиального исполнительного органа (правления).

Акционерное общество, к которому осуществляется присоединение, или которое участвует в слиянии, при владении в корпорации, которая к нему присоединяется или с которой сливается, 75 % акций и более, получает право применять соответствующие статьи законодательства об акционерных

обществах о заинтересованных сделках, возникающих в процессе такой реорганизации.

В соответствии со ст. 47 Федерального закона «Об акционерных обществах» в обществе, в котором все 100 % голосующие акции принадлежат одному акционеру, решения по вопросам, относящимся к компетенции общего собрания акционеров, принимаются этим акционером единолично и оформляются письменно. Положения главы, определяющие порядок и сроки подготовки, созыва и проведения общего собрания акционеров не применяются, за исключением положений, касающихся сроков проведения годового общего собрания акционеров. Фактически акционер получает право не придерживаться формальностей закона при проведении необходимых решений.

Владение определенным пакетом акций фактически предопределяет и степень корпоративного контроля со стороны акционера определенных управленческих решений. Для определения степени влияния на процесс управления обществом определенного пакета акций используются понятия *контрольный и блокирующий пакеты акций, миноритарный и мажоритарный акционеры*.

Корпоративный контроль выражается следующим образом:

а) в количестве голосов, необходимых для принятия соответствующих решений. Более 50 % голосов позволяют контролировать решения по всем вопросам, отнесенным к компетенции общего собрания акционеров, кроме тех, для принятия решения по которым закон или устав предусматривают квалифицированное большинство голосов. Когда анализируют ситуацию владения более чем 50 % акций, говорят о *контрольном пакете*, который представляет собой минимальную долю акций, дающую возможность их владельцам осуществлять фактический контроль за деятельностью акционерного общества. Теоретически контрольный пакет акций начинается с владения 50 % плюс одной голосующей акцией, хотя практически при широкой распыленности акций контрольный пакет может составлять в

номинальном выражении и меньшее число акций. Контрольный пакет, составляющий более 50 % голосующих акций, дает его владельцу право принимать любые решения по повестке дня общего собрания акционеров, исключая те, для принятия которых требуется квалифицированное большинство голосов (п. 2 ст. 49 Федерального закона «Об акционерных обществах»).

С учетом того, что кворум для проведения общего собрания акционеров составляет 50 % плюс одна голосующая акция, владение контрольным пакетом позволяет уменьшить риск проведения «альтернативного» собрания акционеров, а также исключает возможность признания собрания акционеров с участием данного владельца неправомерным по причине отсутствия кворума, что в значительной степени уменьшает зависимость от других акционеров и позволяет оказывать большее влияние на деятельность общества. Более двух третей голосов позволяют контролировать принятие решений по вопросам, для которых уставом акционерного общества предусмотрено данное количество голосов (порядок ведения общего собрания акционеров). Более трех четвертей голосов позволяют контролировать принятие решений по вопросам, для которых законом или уставом акционерного общества предусмотрено данное количество голосов: о внесении изменений и дополнений в устав или его утверждении в новой редакции; реорганизации; ликвидации, назначении ликвидационной комиссии и утверждении промежуточного и окончательного ликвидационных балансов; определении количества, номинальной стоимости, категории (типа) объявленных акций и прав, предоставляемых этими акциями; приобретении обществом размещенных акций; одобрении крупной сделки, предметом которой является имущество, стоимость которого составляет более 50 % балансовой стоимости активов общества; о приобретении обществом размещенных акций в случаях, предусмотренных законом, а также по вопросам, связанным с размещением эмиссионных

ценных бумаг общества (ст. 39 Федерального закона «Об акционерных обществах»);

б) в количестве голосов, достаточных для блокирования принятия соответствующих решений. Здесь градация такова: 25 % и более; более одной трети голосов; 50 % голосов и более позволяют блокировать все решения.

Владелец 25 % плюс одной акции обычно имеет *блокирующий пакет акций*. Такой пакет наделяет его владельца правом блокировать принятие общим собранием акционеров общества решений в случаях, когда в соответствии с законом и уставом общества для их принятия требуется не менее трех четвертей голосов акционеров — владельцев голосующих акций, принимающих участие в общем собрании. К таким вопросам относятся: внесение изменений и дополнений в устав общества или утверждение устава общества в новой редакции; реорганизация общества; ликвидация общества, назначение ликвидационной комиссии и утверждение промежуточного и окончательного ликвидационных балансов; определение количества, номинальной стоимости, категории (типа) объявленных акций и прав, предоставляемых этими акциями; приобретение обществом размещенных акций.

В практике используют также понятия *«мажоритарный»* и *«миноритарный»* акционеры. Первым считается лицо, имеющее возможность определять решения, принимаемые органами управления общества, за счет преобладающего участия в его акционерном капитале. При этом статус мажоритарного акционера определяется, как правило, с учетом принадлежащей ему доли голосующих акций. В различных условиях пакет мажоритарного акционера составляет от 30 до 75 % акций общества. Наиболее характерный случай — 50 % плюс один голос. В свою очередь пакет миноритарного акционера в основном не позволяет оказывать влияния на деятельность общества. Даже в случае избрания представителей миноритарных акционеров в органы управления общества возможность его

влияния будет ограничена. Тем не менее участие миноритарных акционеров может оказаться значительным при решении ряда вопросов, относящихся к компетенции органов управления общества.

Помимо определенного пакета акций, большое значение для определения влияния акционера имеют его соглашения с обществом или акционеров между собой. В соответствии со ст. 6 Федерального закона «Об акционерных обществах» общество признается дочерним, если другое (основное) хозяйственное общество (товарищество) в силу преобладающего участия в его уставном капитале, либо в соответствии с заключенным между ними договором, либо иным образом имеет возможность определять решения, принимаемые таким обществом. Основное общество (товарищество) считается имеющим право давать дочернему обществу обязательные для последнего указания, только если это право предусмотрено в договоре с дочерним обществом или в уставе дочернего общества.

Другая ситуация — так называемые акционерные соглашения, получившие в последнее время широкое распространение. Их востребованность практикой объясняется тем, что, если в акционерном обществе несколько стратегических акционеров, заинтересованных в его деятельности и полностью (совместно) контролирующих акционерную власть (принятие решений в органах управления), то у этих акционеров возникает объективное желание достигнуть соглашения об основных принципах взаимодействия и порядке принятия решений по основным вопросам управления. Соответственно предметом таких соглашений является порядок совместных действий участников соглашения по управлению.

Акционеры различаются и в зависимости от правового статуса. Здесь можно выделить особенности, присущие государству как акционеру, которыми не обладают все иные категории акционеров. В частности, в акционерных обществах, где введена «золотая акция», интересы государства абсолютно превалируют над интересами не только акционеров, но и других участников корпоративных отношений. «Золотая акция» предоставляет

государству права в части блокирования принятия определенных решений органами управления корпорации.

Однако «золотой акцией» особенности статуса государства как акционера не исчерпываются. К примеру увеличение уставного капитала общества путем выпуска дополнительных акций при наличии пакета акций, предоставляющего более 25 % голосов на общем собрании акционеров и закрепленного в государственной или муниципальной собственности, может осуществляться в течение срока закрепления только в случае, если при таком увеличении сохраняется размер доли государства или муниципального образования.

Особо следует упомянуть о правах иностранных акционеров, владеющих акциями через депозитарные расписки. Лица, владеющие депозитарными расписками, выпущенными на акции российского эмитента, не признаются акционерами с точки зрения российского законодательства. Для российского эмитента владельцем акций, составляющих базисный актив депозитарной расписки, будет являться привлеченный банком-депозитарием российский депозитарий (custodian), на чьем счете будет депонирована акция. Исходя из природы депозитарной расписки ее владельцу должны быть предоставлены такие же права, как если бы он владел акцией напрямую.

Совокупность всех акционеров общества, как мажоритарных, так и миноритарных, заключивших между собой соглашение или не интересующихся деятельностью общества образует *структуру акционерного капитала*.

Структура акционерного капитала отражает «расстановку сил» владельцев. Анализ такой структуры может очень многое сказать о соответствующем акционерном обществе: есть ли контрольный акционер; насколько распылена структура и насколько она подвержена рейдерским атакам через скупки и т.д.

Для определения структуры акционерного капитала значение имеет правовой статус лиц, зарегистрированных в реестре акционеров общества

[резидент (нерезидент), физическое лицо (юридическое лицо)]. Также в зависимости от того, является ли зарегистрированное лицо собственником акций либо осуществляет лишь фактическое владение ими, выделяют реальных и номинальных держателей.

9.2.3. Инвесторы и их классификация

Осветив основные вопросы порядка учета прав акционеров, посмотрим на правовое положение инвесторов. Сделать это нужно по следующим причинам. Каждый акционер является инвестором. Однако работой с акционерами деятельность акционерного общества не ограничивается — любая компания работает не только со своими акционерами, но и с теми потенциальными инвесторами, средства которых можно привлечь на финансовом рынке. Значение инвестора на фондовом рынке трудно переоценить. Рынок любой ценной бумаги существует и развивается, если есть интерес инвестора к ее приобретению. Поэтому понять интересы инвестора — ключ к успеху на фондовом рынке. В практике существует множество групп инвесторов, имеющих различные инвестиционные стратегии, что предполагает и различный подход при работе с ними.

Классификация инвесторов может быть и другой. Даже в российских нормативных источниках она бывает различна. Концепция развития рынка ценных бумаг в Российской Федерации, утв. [Указом](#) Президента РФ от 1 июля 1996 г. № 1008 указывает, что государственная политика в области защиты прав инвесторов будет осуществляться дифференцированно по следующим группам инвесторов: население; коллективные инвесторы; коммерческие банки; страховые компании; государство; иностранные инвесторы (нерезиденты); другие инвесторы. Другой документ — «Комплексная программа мер по обеспечению прав вкладчиков и акционеров», утвержденный [Указом](#) Президента РФ от 21 марта 1996 г. №

408, отмечает необходимость создания развитой системы различных форм коллективного инвестирования, в том числе инвестирования через паевые инвестиционные фонды (открытые и интервальные, а также закрытые срочные); кредитные союзы; акционерные инвестиционные фонды; инвестиционные банки; негосударственные пенсионные фонды.

Выделяют стратегических и портфельных инвесторов.

Стратегический инвестор преследует цель получить контроль в целях реализации своих интересов (расширение сферы влияния, вертикальная и горизонтальная интеграция, приобретение актива как звена в цепи создания стоимости и т.п.). Портфельный инвестор, как правило, рассчитывает на получение дохода от принадлежащих ему ценных бумаг за счет роста их стоимости в будущем. Среда портфельных инвесторов неоднородна. Существует множество их видов, имеющих различные инвестиционные стратегии, законодательные ограничения, происхождение капитала. Можно выделить среди них институциональных инвесторов, т.е. таких инвесторов, которые обязаны размещать часть временно свободных денежных средств в ценные бумаги или иные финансовые инструменты в соответствии с принципами инвестирования и с ограничениями в составе и структуре активов (к примеру, пенсионные фонды).

На рынке существуют различные формы коллективного инвестирования. Коллективным инвестором считается организация, которая, действуя на основании договоров доверительного управления, объединяет средства различных индивидуальных инвесторов для их последующего инвестирования в соответствии с избранной и заявленной инвестиционной стратегией (паевые инвестиционные фонды в России и их аналог в виде паевых трастов на зарубежных рынках).

Особого субъекта инвестирования представляет государство. Правительством утверждено «Положение об Инвестиционном фонде Российской Федерации» ([Постановление](#), которым определяется порядок

формирования такого фонда, формы, механизмы и условия предоставления государственной поддержки).

Согласно документу государственная поддержка предоставляется для реализации инвестиционных проектов, направленных: а) на социально-экономическое развитие инфраструктуры (в том числе социальной), имеющей общегосударственное значение или необходимой для выполнения в соответствии с межправительственными соглашениями обязательств по созданию объектов на территории Российской Федерации; б) на создание и (или) развитие элементов российской инновационной системы; в) на обеспечение реализации институциональных преобразований.

Российские портфельные инвесторы представлены всеми указанными группами:

- институциональными (коллективными) инвесторами — страховыми компаниями и негосударственными пенсионными фондами (пенсионные резервы и средства, составляющие накопительную часть трудовой пенсии), управляющими компаниями акционерных и паевых инвестиционных фондов (далее — АИФ и ПИФ), общими фондами банковского управления (ОФБУ), управляющими компаниями, занимающимися доверительным управлением на основе договоров доверительного управления;

- индивидуальными инвесторами — физическими и юридическими лицами, которые самостоятельно (хотя, как правило, с помощью брокеров) инвестируют денежные средства в ценные бумаги и иные финансовые инструменты.

Особая группа портфельных инвесторов — иностранные портфельные инвесторы. В соответствии с существующим российским законодательством иностранным инвестором может быть

иностранное юридическое лицо, которое вправе осуществлять инвестиции на территории Российской Федерации;

иностранная организация, не являющаяся юридическим лицом, которая имеет право осуществлять инвестиции на территории Российской Федерации;

иностранный гражданин, который вправе осуществлять инвестиции на территории Российской Федерации;

лицо без гражданства, постоянно проживающее за пределами Российской Федерации и осуществляющее инвестиции на территории Российской Федерации;

международная организация, которая вправе в соответствии с международным договором Российской Федерации осуществлять инвестиции на территории РФ;

иностранные государства в соответствии с порядком, определяемым федеральными законами.

В мировой финансовой практике выделяют различные инвестиционные фонды, управляющие пенсионными, страховыми деньгами, деньгами университетов, муниципалитетов и стабилизационных фондов, Mutual Funds (взаимные фонды, паевые трасты), управляющие деньгами retail investors — частных инвесторов. Данные фонды достаточно сильно регулируются по возможным размерам заимствований и обеспечений, требований по ликвидности и уровням доходности. Как правило, инвестиционный портфель таких фондов сильно диверсифицирован с целью снизить риски. Существенную роль на рынке играют Hedge Funds.

У этих фондов очень мало ограничений, иногда высоко-рисковые или спекулятивные вложения, довольно краткосрочные. Обычно они регистрируются в оффшорных зонах.

Большинство иностранных портфельных инвесторов при инвестировании в российские ценные бумаги пользуются таким финансовым инструментом, как депозитарные расписки, которые обращаются на западных фондовых рынках.

Пример с депозитарными расписками на акции ОАО РАО «ЕЭС России». Начиная с 1997 г. обыкновенные акции ОАО РАО «ЕЭС России» обращались за пределами Российской Федерации в форме американских депозитарных расписок 1-го уровня (АДР) и глобальных депозитарных расписок по Положению «S» Комиссии по ценным бумагам и биржам США (ГДР). Программа выпуска АДР на привилегированные акции РАО «ЕЭС России» начала действовать с 2000 г. (данные о количестве и стоимости расписок в разрезе программ представлены в табл. 9.2.1).

Депозитарные расписки компании все последние годы торговались на внебиржевом рынке США, Германии, Австрии и Великобритании. Кроме того, ГДР РАО «ЕЭС России» были включены в состав ценных бумаг, образующих индекс FTSE Russia IOB*.

* FTSE Russia IOB представляет 10 российских компаний с наибольшей ликвидностью и капитализацией, депозитарные расписки которых продаются через Международную книгу заказов Лондонской фондовой биржи.

Таблица 9.2.1

Количество депозитарных расписок РАО «ЕЭС России»

Год	АДР обыкновенные			АДР привилегированные			ГДР неспонсируемые		
	Количество АДР	Доля % от УК	Стоимость АДР, \$	Количество АДР	Доля от УК, %	Стоимость АДР, \$	Количество ГДР	Доля от УК, %	Стоимость ГДР
1997	6 539 265	1,52	29,01				37 173 325	8,6	29,01
1998	13 347 308	3,10	3,11				52 308 310	12,1	3,11
1999	17 517 356	4,06	12,00				60 792 878	14,1	12,00
2000	22 344 417	5,18	8,20	121 890	0,03	3,29	62 749 392	14,7	8,20
2001	32 007 572	7,4	15,60	2 670 986	0,62	11,50	75 212 317	17,5	15,73
2002	23 758 483	5,5	12,15	3 601 599	0,84	8,00	46 802 343	10,8	12,89
2003	12707346	2,95	27,00	3 712 220	0,86	21,75	25 205 617	5,9	27,90
2004	8 159 948	1,89	28,50	4 257 674	0,99	23,00	34 278 943	7,95	27,25
2005	5 067 743	1,18	42,05	4 508 441	1,05	35,80	56 530 096	13,11	42,50
2006	4 571 410	1,06	99,75	3 675 503	0,85	90,00	74 706 569	17,33	114,00
2007	4 604 782	1,07	132,50	3 356 957	0,78	116,00	68 616 509	15,91	131,25

Объем программы и стоимость акций в долларах США указаны на конец 2007 года.

9.2.4. Взаимодействие с инвесторами (акционерами) в акционерном обществе

Акционеры и инвесторы есть объект особого вида деятельности менеджмента — связей с инвесторами — или в принятой англоязычной транскрипции — Investor Relations.

Названный вид деятельности — стратегическая деятельность компании по взаимодействию с акционерами, существующими и потенциальным инвесторами, включающая раскрытие и предоставление информации об основной деятельности компании, с одной стороны, и получение оценки со стороны инвестиционного сообщества о текущем положении дел в компании и ее перспективах, — с другой стороны.

Задача менеджера по связям с инвесторами (IR-менеджера) — максимально сократить разрыв между представлением руководства самой компании о текущем положении дел и позиционировании компании на рынке и восприятии компании инвестиционным сообществом. Таким образом, отношения с инвесторами представляют собой связующее звено между

компанией и инвестиционным сообществом, отвечая интересам обеих сторон.

В России связи с инвесторами как отдельное направление сформировались относительно недавно, 10—12 лет назад, и в начале сводились лишь к раскрытию информации акционерам и инвесторам. За это время эта корпоративная функция развилась от пассивного распространения сведений о положении дел в компании до активной сферы стратегического маркетинга, нацеленного как на крупных институциональных, так и на мелких индивидуальных инвесторов. В последнее время эта сфера расширяется до управления акционерной стоимостью компании, под которой следует понимать совокупность стоимости компании на рынке ценных бумаг, суммы всех выплат акционерам, а также доходов акционеров от рефинансирования полученных от компании выплат.

В связи с достаточно разнообразной структурой акционерного капитала, IR-менеджерам необходимо анализировать инвестиционную стратегию и подходы к оценке компании различными группами инвесторов — как долгосрочными консервативными, так и спекулятивными с более краткосрочными интересами. В этой связи важной функцией IR-менеджера является таргетирование инвестиционного сообщества на предмет особенностей раскрытия информации, целевого изменения акционерной базы.

IR-менеджеры должны уметь определять, какие именно сведения нужно раскрывать, когда и кому их следует предоставлять, а также каким образом (т.е. через какие каналы распространения) их следует доводить до сведения широкой аудитории институциональных и индивидуальных инвесторов.

В распоряжении любой современной компании, которая стремится привлечь интерес инвесторов и повысить свою инвестиционную привлекательность, есть большой набор информационных инструментов, позволяющий своевременно, организованно и напрямую проинформировать заинтересованных лиц о происходящих и планируемых событиях. Это даст

ей возможность постоянно поддерживать контакт и обратную связь с международным инвестиционным сообществом.

Акционерные общества в соответствии с требованиями Федерального закона «О рынке ценных бумаг» и иными нормативными актами должны на регулярной основе осуществлять **раскрытие информации о своей деятельности**. В соответствии со ст. 30 Федерального закона «О рынке ценных бумаг» под раскрытием информации понимается обеспечение ее доступности всем заинтересованным в этом лицам независимо от целей получения данной информации в соответствии с процедурой, гарантирующей ее нахождение и получение.

К информации, подлежащей обязательному раскрытию, относится: годовой отчет, ежеквартальный отчет эмитента, сведения об аффилированных лицах, раскрываемые в форме списка аффилированных лиц и изменений к нему, сообщения о существенных фактах и сообщения о сведениях, которые могут оказать существенное влияние на стоимость ценных бумаг.

В соответствии Федеральным законом «Об акционерных обществах», годовой отчет акционерного общества утверждается на годовом общем собрании акционеров. Он составляется в соответствии с требованиями закона, иных нормативных актов и требованиями внутренних документов обществ. При составлении годового отчета, компании должны руководствоваться критериями по которым оценивается информационная прозрачность в целом, например, международного рейтингового агентства Standard and Poor`s.

Ежеквартальный отчет эмитента и список аффилированных лиц составляются на дату окончания каждого отчетного квартала, в течение 45 дней с момента окончания отчетного квартала размещаются на сайте акционерного общества и в бумажном и электронном виде направляются в ФСФР России. Ежеквартальный отчет — важный источник информации о компании для инвесторов, поскольку в него включается основная информация о финансово-экономической и хозяйственной деятельности

эмитента, а также информацию о существенных фактах и сведениях, которые могут оказать существенное влияние на стоимость ценных бумаг.

Эмитенты должны раскрывать информацию в форме сведений, которые могут оказать существенное влияние на стоимость своих ценных бумаг.

Текст сообщения о сведениях, которые могут оказать существенное влияние на стоимость ценных бумаг акционерного общества, должен быть доступен на странице в Интернете в течение не менее 6 месяцев с даты его опубликования в Интернете.

В целях повышения уровня информационной прозрачности акционерные общества стремятся помимо обязательного осуществлять дополнительное раскрытие информации. В данных целях акционерные общества принимают, в том числе на основании международной практики, соответствующие документы, регулирующие информационную политику в акционерном обществе. Например: в ОАО РАО «ЕЭС России» советом директоров было утверждено «Положение об информационной политике», которое было разработано с учетом международной практики в системе раскрытия информации. Данное Положение значительно расширяло объем информации, раскрываемой в годовом и в ежеквартальном отчете и на корпоративном веб-сайте, что способствовало повышению уровня информационной прозрачности.

Принципиально важное значение в деятельности акционерного общества имеет **распространение информации и взаимодействие с акционерами.**

Корпоративный интернет-сайт — один из самых популярных и доступных для бизнес-сообщества информационных источников. Этот инструмент удобен, эффективен и экономичен как для компании, так и для инвестора.

IR-подразделения, как правило, отвечают за ведение специального раздела «Акционерам и инвесторам», в котором сосредоточена вся отчетная информация о деятельности компании, информация о ее ценных бумагах,

корпоративных событиях, календарь инвестора и прочая информация и решения, затрагивающие права и интересы акционеров.

Внешний вид сайта и его наполнение, а также удобство навигации должны отвечать информационным запросам и ожиданиям инвесторов. Проследить, насколько удобно и содержательно сделан раздел «Акционерам и инвесторам», можно по тому, насколько часто акционеры, аналитики и инвесторы запрашивают дополнительную информацию на регулярной основе.

Ценными для взаимодействия с инвесторами инструментами являются такие интерактивные инструменты, как ведение рубрики «Вопросы-ответы (F&Q)», проведение тематических интернет-конференций, а также трансляция выступлений руководства компании.

Для отраслевых (инвестирующих в определенную отрасль) и прочих инвесторов важно иметь информацию, кто из инвестиционных аналитиков оценивает конкретную компанию. В разделе «Акционерам и инвесторам» должен быть блок, включающий информацию по всем известным аналитикам сектора.

По объемам предоставления информации и доступности источника на первом месте стоит интернет. Но если говорить о продуктивности такого общения, то первое место занимают **встречи акционеров и инвесторов с менеджментом один на один (one-on-one meeting)**. В результате такого контакта у заинтересованных лиц создается достаточно полное впечатление о последовательности и эффективности шагов менеджмента в управлении компанией. Если корпоративная презентация по содержанию отвечает запросам различных групп инвесторов. Это говорит о правильном подходе к подготовке встреч и качественной предварительной работе по изучению мнения аналитического сообщества по финансовым, инвестиционным и стратегическим вопросам.

По результатам встреч один на один инвесторами часто принимается решение об изменении своей доли в акционерном капитале компании, о «вхождении» в компанию или ее дочерние общества, или наоборот, о

прекращении своего участия в данном бизнесе. Помимо фундаментальных показателей впечатление, оказанное менеджментом компании на инвесторов в ходе индивидуальных встреч, зачастую играет решающую роль в принятии инвестором решения о вложениях в компанию.

IR-подразделение организует проведение **телефонных и видеоконференций** по результатам важных мероприятий и событий. Конференции дают возможность инвесторам принять участие в «живом» диалоге, получить комментарии и задать вопрос первым лицам в руководстве компании. Формат телефонных конференций отличается оперативностью, экономией времени участников и позволяет им общаться на заданные темы вне зависимости от местонахождения. Таким образом, все принятые решения становятся открытыми для общественности сразу же после их принятия. Часто в ходе телефонных конференций становится очевидно, какой вопрос вызывает наибольший интерес, понимание или непонимание у инвесторов.

Все большее значение в практике российских энергокомпаний приобретают **роуд-шоу и публичные выступления**. Английское слово роуд-шоу вошло в привычный оборот любой крупной российской компании. Под ним принято понимать посещение менеджментом компании ряда международных финансовых центров с целью проведения встреч с представителями инвестиционного сообщества. Помимо регулярной функции по раскрытию информации к целям и задачам роуд-шоу могут относиться следующие: расширение или реструктуризация существующей базы акционеров, получение поддержки акционеров в отношении важнейших корпоративных решений, предлагаемых менеджментом в рамках их очередных и внеочередных собраний; привлечение капитала при размещении дополнительных эмиссий акций.

В ходе подготовки к роуд-шоу необходимо провести анализ существующей базы акционеров на предмет географической принадлежности, различий инвестиционных стратегий, а также учесть предыдущий опыт взаимодействия.

Роуд-шоу проходит в формате встреч один на один и групповых презентаций. Важным аспектом подготовки к роуд-шоу помимо различных организационных моментов (подготовки таргет-листа инвесторов, составления расписания и назначения встреч и т.д.) является подготовка корпоративной презентации. После проведения роуд-шоу целесообразно обеспечить обратную связь (фидбэк) — получить комментарии инвесторов в отношении встреч. Такие комментарии помогут скорректировать позиционированию компании в инвестиционном сообществе и учесть недоработки в организации роуд-шоу.

Тематические круглые столы с аналитиками и выездные мероприятия для ознакомления с профильными активами компании организуются с участием инвесторов и инвестиционных аналитиков. Инвестиционные аналитики более профессионально оценивают представленную компанией информацию и дают свои рекомендации в отношении ее акций, их прогнозной цены. Это более специализированная, а следовательно и более требовательная аудитория, нуждающаяся в постоянном диалоге с IR-менеджерами. Должны быть введены в регулярную практику тематические круглые столы с аналитиками. Целесообразность проведения таких круглых столов определяется как желанием менеджмента подробнее раскрыть существенную информацию о компании, так и запросами самих аналитиков по интересующим их темам.

Более широкая аналитическая поддержка способствует привлечению внимания и интереса со стороны большого количества инвесторов. Если аналитики и инвесторы имеют в своем распоряжении более точную, своевременную и ориентированную на перспективу информацию о стратегии и финансовом положении компании, риск неопределенности снижается, уменьшаются негативные факторы, влияющие на ценовой ориентир и рекомендации на покупку (продажу) акций.

Посещение аналитиками производственных мощностей компании позволяет детально разобраться с производственным циклом и другими

особенностями функционирования компании и приводит к лучшему пониманию ее экономических и финансовых результатов.

Весьма полезной бывает и **прямая адресная рассылка информации акционерам**. Для осуществления рассылки любых информационных сообщений акционерам, а также для организации роуд-шоу, приглашения акционеров и инвесторов на различные конференции и круглые столы IR-менеджером должна вестись акционерная база. База акционеров и потенциальных инвесторов должна содержать информацию о крупных акционерах, уже состоявшихся встречах, истории взаимоотношений, инвестиционной стратегии данного акционера и потенциальном интересе к изменению акционерной позиции в компании.

9.3. Оценка бизнеса энергопредприятия и его рыночная капитализация

9.3.1. Стоимость предприятия. Факторы, влияющие на стоимость предприятия энергетической отрасли

В условиях рыночной экономики участники сделок берут на себя все возможные риски по их заключению и реализации. По этой причине каждый из участников хотел бы знать заранее цену предполагаемой сделки, основа которой стоимость объекта сделки. Соответственно цена объекта сделки — денежное выражение его стоимости — результат переговоров всех участников сделки. В рамках данной главы рассмотрены категория «стоимость» применительно к стоимости бизнеса (предприятия, компании, общества).

Стоимость бизнеса — объективный показатель его функционирования. Для ее определения необходимо произвести оценку конкретного бизнеса (предприятия). Оценка бизнеса — целенаправленный упорядоченный процесс определения стоимости бизнеса в денежном выражении с учетом влияющих на него факторов в определенный момент времени в условиях определенного рынка.

Определяющая черта стоимостной оценки заключается в ее рыночном характере, поскольку в процессе оценки оценщик должен учитывать всю совокупность рыночных факторов: макро- и микроэкономическую среду функционирования оцениваемого бизнеса, рыночную конъюнктуру, тип и модель конкуренции на конкретном сегменте рынка, среднерыночный уровень доходности и др. Для каких бы целей оценка ни производилась и какие бы виды стоимости ни определялись при этом, все вышеперечисленные рыночные факторы обязательно учитываются в процессе оценки, что обусловлено самим типом экономики, доминирующим в нашей стране.

Прежде чем приступить к рассмотрению порядка оценки предприятий энергетики, необходимо остановиться на некоторых особенностях отрасли, влияющих на процесс определения стоимости объектов, ей принадлежащих.

Электроэнергетическая отрасль характеризуется наличием большого количества разнообразных активов. Основные из них:

- генерирующие активы (электростанции);
- сетевые активы;
- сбытовые активы.

Отличительная особенность отрасли — наличие активов, уровень доходов и расходов которых регулируется государством, и активов, функционирующих в условиях конкурентного рынка. В отношении таких объектов, как электростанции, оценка стоимости зависит от того, осуществляют ли они продажу электроэнергии по регулируемым тарифам или на конкурентном рынке. При оценке необходимо иметь представление о том, как будут устанавливаться тарифы регулирующим органом в будущем, а также оценить конкурентную позицию электростанции с учетом ее положения на рынке (в случае если станция осуществляет продажу электроэнергии на конкурентном рынке).

Для проведения оценки сетевых компаний необходимо иметь представление о текущих и будущих условиях регулирования тарифов на

передачу электроэнергии. Необходимо принимать во внимание такие факторы, как объемы потребления и передачи электроэнергии по сетям различного класса, уровень технологических и коммерческих потерь и другие факторы, влияющие на эффективность использования сетевых активов и их стоимость.

Оценка сбытовых компаний зависит от того, каким образом будет осуществляться регулирование их деятельности местными регулирующими органами. К вопросам, требующим особого внимания при оценке, можно отнести наличие у оцениваемой компании активов, выполнение ею функций гарантирующего поставщика, конкурентные преимущества в условиях либерализации рынка, наличие гарантий со стороны местных властей и иные факторы, влияющие на стоимость оцениваемой компании.

Так, например, по заказу РАО «ЕЭС России» компанией «Делойт и Туш» была в свое время разработана «Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и/или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» (далее — Методология оценки) для оценки стоимости бизнеса и активов объектов генерации, сетей и сбыта в процессе реформирования.

Методология оценки включали в себя:

- описание применяемых подходов и методов оценки, рекомендации для оценщика по выбору и применению соответствующего подхода и метода при оценке того или иного класса или вида активов (бизнеса), а также пошаговое описание процесса оценки при использовании того или иного метода;
- описание основных подходов к анализу и учету экономических предпосылок;
- описание алгоритма сбора и анализа информации, требований к исходным данным для каждого класса активов, необходимых для проведения оценки бизнеса и активов;

- шаблоны математических (финансовых) моделей, которыми могут руководствоваться оценщики в процессе проведения оценки генерирующих, сетевых и сбытовых компаний;

- рекомендуемую структуру отчета по оценке, форматы информационных запросов для сбора исходных данных, основные источники информации в помощь оценщику при проведении оценки.

Чрезвычайно важным вопросом при проведении оценки является определение ее назначения и постановка цели, определяющие выбор подхода и методов оценки стоимости, а также вид определяемой стоимости.

В соответствии со «Стандартами оценки, обязательными к применению субъектами оценочной деятельности», утвержденными постановлением Правительства РФ от 6 июля 2001 г. № 519, рыночная стоимость объекта оценки — наиболее вероятная цена, по которой объект оценки может быть отчужден на открытом рынке в условиях конкуренции, когда стороны сделки действуют разумно, располагая всей необходимой информацией, а на цене сделки не отражаются какие-либо чрезвычайные обстоятельства.

Помимо рыночной стоимости, в указанных стандартах определены и некоторые иные виды стоимости, отличные от рыночной, используемые при оценке.

В отношении объектов и активов электроэнергетики, а именно ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», основные предполагаемые назначения оценки бизнеса классифицировались следующим образом:

- оценка акций для обмена и перехода на «единую акцию»;
- купля-продажа пакетов акций;
- выкуп акций у миноритарных акционеров, не согласных с реорганизацией Общества.

В табл. 9.3.1 представлен алгоритм определения объектов оценки, а также выбора подходов и методов определения их рыночной стоимости в зависимости от назначения и цели оценки.

Таблица 9.3.1

Алгоритм выбора подходов и методов в зависимости от цели оценки

Назначение оценки	Объект оценки	Предпосылка оценки	Вид определяемой стоимости	Подходы и методы оценки*
Оценка акций для целей обмена акций и перехода на единую акцию при слиянии (присоединении) компаний	100 % собственного капитала компаний, подлежащих слиянию (присоединению)	Действующее предложение	Рыночная стоимость	Доходный подход — метод дисконтированного денежного потока Затратный подход — определение стоимости воспроизводства (замещения) Сравнительный подход — метод сделок
Купля-продажа пакетов акций	Доля в капитале (контрольный или неконтрольный пакет акций)	То же	То же	Доходный подход — метод дисконтированного денежного потока Затратный подход — метод накопления активов Сравнительный подход — метод сделок (для контрольного пакета), метод компании-аналога (рынка капитала); для неконтрольного пакета
Выкуп акций у миноритарных акционеров	Одна акция в составе неконтрольного пакета	То же	То же	Доходный подход — метод дисконтированного денежного потока (дивидендного потока) Затратный подход — метод накопления активов Сравнительный подход — метод компании-аналога (рынка капитала для неконтрольного пакета)

*Указанные методы являются предпочтительными, если нет возможности использовать какой-либо из них, необходимо применить другие с соответствующими допущениями и корректировками либо обосновать отказ от использования какого-либо из подходов.

Стоимость бизнеса — понятие многофакторное. **Факторы, влияющие на стоимость оцениваемого бизнеса, можно**

классифицировать по степени зависимости непосредственно от объекта оценки - внешние и внутренние.

К внешним факторам, влияющим на стоимость бизнеса, относятся:

- природно-естественные;
- общеэкономические, связанные с изменением макроэкономической ситуации, неблагоприятной или, напротив, благоприятной конъюнктурой рынка, конкурентной средой, отраслевыми особенностями, инфляционными ожиданиями, изменением ставки процента, колебаниями курса валют и др.;
- политические факторы (стабильность политической ситуации в стране).

К внутренним факторам, влияющим на стоимость бизнеса, можно отнести:

- производственные, такие как производственные площади и производственная мощность, производительность труда, наличие квалифицированной рабочей силы, производственные потери и др.;
- технологические факторы, т.е. внедрение и использование новых технологий и инноваций, поддержка НИОКР и использование их результатов и др.;
- коммерческие — наличие рынка сбыта, конкуренции, конкурентные преимущества оцениваемой компании, платежеспособность потребителей и др.;
- инвестиционные — кредитоспособность и платежеспособность оцениваемой компании, инвестиционные возможности и др.;
- финансовые, т.е. финансовая устойчивость оцениваемой компании, оборачиваемость ее запасов, кредиторской и дебиторской задолженностей, ликвидность и рентабельность компании, наличие риска банкротства, а также платежеспособность компании, отмеченная и как инвестиционный фактор.

При этом основополагающими факторами, определяющими стоимость оцениваемой компании, являются:

- спрос на продукцию компании;
- прибыль оцениваемого бизнеса - настоящая и прогнозируемая;
- затраты на создание аналогичных предприятий;
- соотношение спроса и предложения на аналогичные объекты;
- риск не получения доходов;
- уровень контроля над бизнесом и степенью ликвидности активов.

Изучая проблему воздействия различных факторов на размер стоимости оцениваемого бизнеса, необходимо остановиться на понятии систематического и несистематического риска. Риск — категория вероятностная и означает возможность потери стоимости предприятия вследствие воздействия неблагоприятных факторов на его развитие.

Систематический риск обусловлен общими рыночными и экономическими изменениями, воздействующими на все инвестиционные инструменты и не являющимися уникальными для конкретного объекта. Несистематический риск связан с конкретной (оцениваемой) компанией и формируется под воздействием внутренних факторов. Ввиду этого данный риск можно уменьшить, приняв определенные меры по устранению негативного влияния того или иного фактора. Систематический риск формируется под воздействием внешних факторов, следовательно, уменьшить его нельзя, но воздействие риска на доходность бизнеса можно измерить. Способ измерения риска данного вида описан ниже.

Целесообразно выделить специфические внутренние факторы стоимости, основополагающие для различных генерирующих, сетевых и сбытовых предприятий энергетики.

Особое влияние на рыночную капитализацию компании оказывает ее **эффективность и прозрачность компании**. *Рыночную капитализацию компании можно определить как стоимость всех ее акций*, т.е. это цена, которую необходимо было бы заплатить в случае ее покупки (если не

учитывать изменение цен акций в процессе их скупки). Вычисляется данная величина как произведение цены на количество выпущенных акций. Рыночная капитализация не обязательно отражает реальное состояние дел в акционерной компании, поскольку цена акций зависит от ожиданий будущих прибылей и от спекуляций.

Понятия эффективности компании и ее капитализации взаимосвязаны и взаимозависимы. Так, важнейшем критерием эффективности компании является ее стоимость или капитализация; в свою очередь рыночную капитализацию компании можно признать в качестве ключевого индикатора эффективности.

Для анализа влияния эффективности бизнеса и его прозрачности на размер рыночной капитализации обратимся сначала к указанным категориям. Эффективность любого бизнеса измеряется прибылью. Но в определенный период развития бизнеса какие-то вопросы являются приоритетными, например: вытеснение конкурента с рынка, или расширение рынка, или уменьшение текущих затрат, или «запуск» нового бизнеса. Обобщая вышесказанное, можно сделать заключение, что *эффективность бизнеса определяется степенью реализации поставленных целей.*

За долгую историю развития бизнеса появились различные способы количественного определения характеристик его эффективности. Критерии выбора конкретных способов оценки эффективности бизнеса следующие:

- информативность;
- доступность используемой для расчетов информации;
- сопоставимость результатов.

Поскольку любая коммерческая организация имеет целью своего существования и развития получение прибыли, этот факт может служить

отправной точкой для формирования системы показателей, определяющих эффективность компании.

К таким показателям можно отнести:

- $EBITDA^*/total\ assets$ — относительный показатель, измеряющий прибыльность активов компании, т.е. показывающий, какую прибыль на единицу активов удастся извлечь компании;
- $EBITDA/employees$ — относительный показатель, измеряющий прибыль, приходящуюся на одного работника компании;
- $EBITDA/Net\ sales$ (рентабельность продаж) — относительный показатель, позволяющий оценить прибыльность продаж компании.

Рыночная капитализация — важный показатель эффективности. Владельцы бизнеса заинтересованы в его постоянном увеличении. Многие системы управления компанией используют в качестве основного критерия результативности фирмы именно рост ее рыночной капитализации. Но этот показатель нельзя напрямую использовать для оценки сравнительной эффективности разных компаний. Сопоставив размеры рыночной капитализации и выручки компании, мы сможем в сравнимой форме оценить, насколько стоимость бизнеса (фактически отношение к нему со стороны инвесторов) соответствует достигнутым масштабам деятельности, т.е. можем получить еще один относительный показатель — $Market\ Capitalization/Sales$.

В мировой практике широко встречаются самые различные показатели эффективности компаний, но для проведения хорошего анализа по большому количеству параметров необходимо накопить и обработать огромный объем информации. Возможность собрать достоверную информацию о большом количестве компаний здесь является серьезным ограничивающим фактором.

Что касается абсолютных показателей эффективности, то традиционные показатели — *прибыль, объемы производства и выручка*

* Подробнее о показателе EBITDA см. 10.5.3 «Экспресс-анализ финансовых результатов».

компаний — основные. Безусловно, перечень показателей, принимаемых компаниями в качестве ключевых, зависит от миссии и стратегии организации. Для российских предприятий большое значение имеют доля рынка, динамика расширения деятельности компании в продуктовом и географическом аспектах, качество продукции и производительность труда. Показатели, характеризующие качество управления, имеют невысокий приоритет, что связано с трудностями адекватной оценки этих сложно формализуемых показателей. Исследования Ассоциации менеджеров показывают, что рыночная капитализация компании пока не является приоритетной, но это связано с тем, что большинство компаний непубличные.

На диаграмме (рис. 9.3.2) приведен рейтинг показателей эффективности деятельности компании по результатам исследования Ассоциации менеджеров за 2004 г.

Прозрачность — важнейшая составляющая инвестиционной привлекательности компании — означает ее открытость, готовность эффективно работать для каждого акционера; это показатель наличия стратегических целей и бизнеса, настроенного работать серьезно и долго. Прозрачность заключается в том, что любое заинтересованное лицо имеет возможность отслеживать как развивается бизнес, какие инвестиционные и стратегические планы воплощаются в жизнь руководством компании.

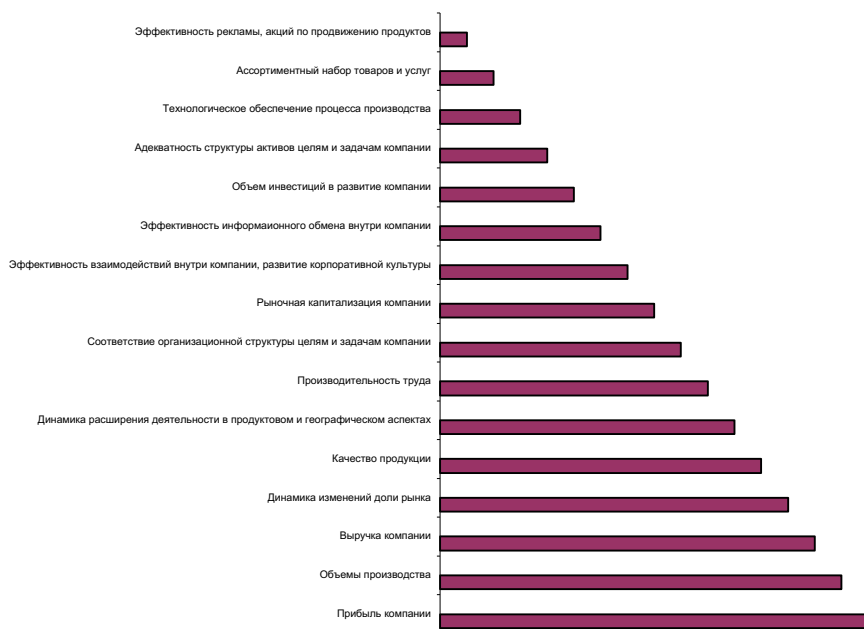


Рис. 9.3.2. Рейтинг показателей эффективности деятельности компаний (по данным исследования Ассоциации менеджеров за 2004 г.)

Рассмотрим составляющие категории «прозрачность компании». Что необходимо иметь или делать компании, чтобы обеспечивать уровень прозрачности, соответствующий наиболее высокой ее рыночной капитализации?

Итак, прозрачность компании обеспечивают:

- достаточный объем раскрываемой информации о структуре собственности;
- предоставление бизнес-планов, финансовых прогнозов, данных управленческой отчетности и. т.д.;
- наличие независимых директоров в составе совета директоров;
- предоставление бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии с GAAP или МСБУ (чтобы не допустить неправильной

интерпретации результатов деятельности компаний из-за различий в правилах и стандартах бухгалтерского учета);

- информация о вознаграждениях высшего руководства компании и др.

Компанией Standart & Poor’s в 2005 г. проведено исследование информационной прозрачности российских компаний. Отмечено некоторое улучшение стандартов раскрытия информации по сравнению с 2004 г. В целом индекс прозрачности (информационной открытости) в 2005 г. повысился до 50 % по сравнению с 46 % в 2004 г*.

В табл. 9.3.2 приведены результаты исследования информационной открытости ряда предприятий энергетики.

Прозрачность компаний по отраслям показана на рис. 9.3.3.

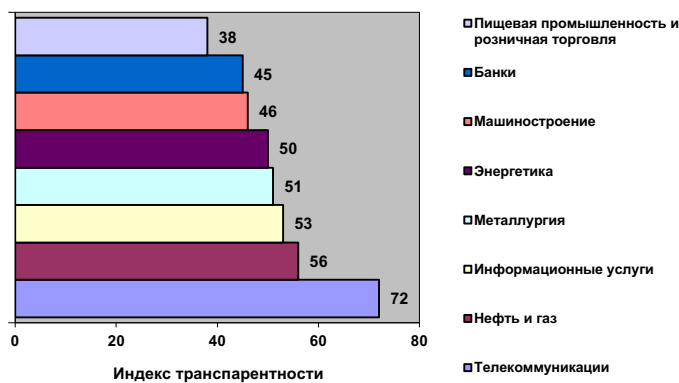


Рис. 9.3.3. Прозрачность российских компаний по отраслям на основе данных исследования Standard & Poor’s

Таблица 9.3.2

Информационная открытость российских предприятий энергетики

Место в рейтин-ге в		Компани я	Общ ий балл , %	Раскрытие информации, %,		
2005 г.	2004 г.			о структуре собствен- ности и	финансов ой и операци-	о составе и процедурах работы совета

* Информация исследования службы рейтингов корпоративного управления Standart & Poor’s при поддержке Московской межбанковской валютной биржи.

				отношени - ях с инвесто- рами	онной	директо- ров и менеджмен- та
19	9	Мосэнерг о	58	56	59	55
25	28	Ленэнерг о	52	53	56	46
26	19	РАО «ЕЭС России»	52	57	49	53
33	34	Кузбасс- энерго	46	41	47	50
38	-	Якутск- энерго	43	40	41	48
41	39	Самара- энерго	39	42	32	49
44	40	Краснояр ск-энерго	35	47	31	33
46	43	Иркутск- энерго	34	33	37	31
47	30	Свердлов -энерго	34	41	25	44
50	35	Башкирэ нерго	27	30	25	30

Источник: Standard & Poor's.

Информационная прозрачность — важный фактор стоимости компании, причем между уровнем прозрачности компаний и их стоимостью существует положительная зависимость.

Сегодня капитализация российских компаний явно недостаточна, а их акции недооценены. Недостаточная финансовая прозрачность и недостаточная прозрачность управленческой структуры — это важные причины, но не единственные. Есть еще макроэкономические факторы: правовое поле, законы, регламентирующие бизнес, показатели финансового состояния активов.

Капитализация компании обусловлена ее имеющейся и будущей прибылью, объемом деятельности, скоростью развития, конъюнктурой

мировых рынков, внедрением международных стандартов корпоративного управления, доверием к менеджменту, открытостью, имиджем. Крупную капитализацию может иметь даже убыточная компания, если она быстро растет, работает в прогрессивном секторе экономики, много средств вкладывает в свое развитие.

9.3.2. Методы оценки стоимости предприятий энергетической отрасли

В соответствии со стандартами оценки, обязательными к применению субъектами оценочной деятельности, существует три подхода к определению стоимости объекта оценки, в данном случае предприятия. Каждый из данных подходов основывается на определенных предпосылках и предположениях. Но прежде чем их рассматривать, следует обозначить подходы к оценке, общепринятые для мирового оценочного сообщества.

При проведении оценки действующего предприятия могут использоваться **три подхода: доходный, сравнительный и затратный**. Исходно рассматривается каждый из них, однако решение, какой метод или методы оптимальные в каждом конкретном случае, принимается оценщиком исходя из характера и специфики компании, полноты и достоверности данных, используемых для анализа.

В соответствии с принятой в свое время в ОАО РАО «ЕЭС России» методологией оценки*, подходы и методы оценки можно классифицировать, как показано на рис. 9.3.4.



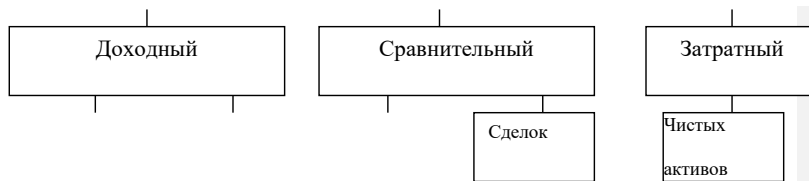


Рис. 9.3.4. Подходы и методы оценки предприятий, принятые в ОАО РАО «ЕЭС России»

Согласно **доходному подходу** стоимость бизнеса напрямую определяется текущими или ожидаемыми доходами от его деятельности. Когда предприятие вышло на запланированную мощность и его денежные потоки носят стабильный характер, применяется метод капитализации, при котором выбранный показатель денежного потока CF за один финансовый период напрямую пересчитывается с помощью ставки капитализации k стоимость бизнеса P :

$$P = \frac{CF}{k} = \frac{CF}{r - g},$$

(9.3.1)

Ставка капитализации k рассчитывается как разница между требуемой доходностью собственников бизнеса r и темпом роста g денежного потока в будущем. Ставка капитализации, равно как и ставка дисконтирования, в методе дисконтирования денежных потоков (ДДП) призваны отразить риск, связанный с вложением средств в оцениваемое предприятие.

Собственниками бизнеса могут быть акционеры (собственники акционерного капитала) и кредиторы (собственники заемного капитала). Соответственно стоимость бизнеса может рассчитываться:

- только для акционеров на основе денежного потока на собственный капитал и требуемой доходности для акционеров;
- для акционеров и кредиторов совместно на основе денежного потока на инвестированный (т.е. собственный и заемный) капитал и требуемой средневзвешенной доходности для акционеров и кредиторов.

Метод капитализации — частный случай метода дисконтирования денежных потоков, в котором приводится подробное описание методики расчета денежных потоков и требуемой доходности.

В случае, когда предприятие динамично развивается и предполагает нестабильные денежные потоки в реально обозримом будущем, применяется метод дисконтированных денежных потоков (ДДП), при котором прогноз потоков денежных средств CF на выбранный период n приводится с помощью ставки дисконтирования r к текущей стоимости бизнеса P :

$$P = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r_i)^i} + \left(\frac{CF_{n+1}}{r_{n+1} - g} \right) / (1+r_{n+1})^{n+1},$$

(9.3.2)

Второе слагаемое в данной формуле представляет собой *терминальную стоимость* бизнеса, которая рассчитывается по методу капитализации в предположении о том, что после окончания прогнозного периода n денежный поток CF_{n+1} стабилизируется и будет равномерно расти ежегодно темпами g .

Для оценки объектов электроэнергетики *длительность прогнозного периода n* рекомендуется определять в зависимости от момента достижения оцениваемой компанией стабилизации результатов своей деятельности. Под стабилизацией деятельности подразумевается установление определенных и устойчивых темпов роста выручки и стабильных коэффициентов прибыльности.

Особенность электроэнергетической отрасли — сравнительно низкая стоимость капитала и, следовательно, длительный срок отдачи на вложенный капитал. Это требует составления долгосрочных прогнозов для анализа возможных инвестиционных рисков и их влияния на ожидаемые денежные потоки. Общепринятой практикой при оценке объектов электроэнергетики в условиях развитых фондовых рынков является составление прогнозов на период 10—15 лет в зависимости от типа и мощности объектов.

Стоимость бизнеса может быть посчитана по формуле (9.3.2) двумя способами в зависимости от типа денежного потока, используемого в расчетах:

а) денежный поток на собственный капитал $\Rightarrow$ требуемая доходность для акционеров $\Rightarrow$ стоимость собственного (акционерного) капитала P_e .

Алгоритм расчета денежного потока на собственный капитал: чистая прибыль после уплаты процентов и налогов (Net Income) плюс расходы, не связанные с движением денежных средств (т. е. амортизация), минус (плюс) увеличение (уменьшение) оборотного капитала минус капитальные вложения минус (плюс) уменьшение (увеличение) долгосрочной задолженности дает в итоге денежный поток на собственный капитал;

б) денежный поток на инвестированный капитал $\Rightarrow$ средневзвешенная требуемая доходность для акционеров и кредиторов $\Rightarrow$ стоимость инвестированного капитала P_i .

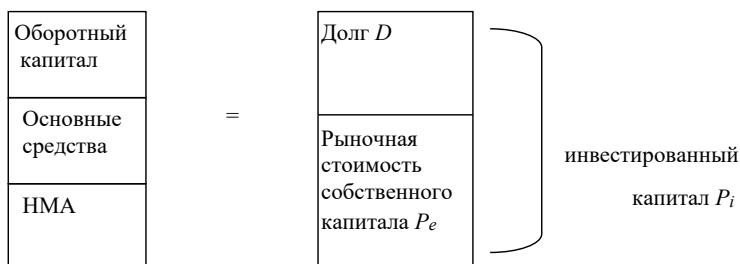
Алгоритм расчета денежного потока на инвестированный капитал: чистая операционная прибыль (прибыль до уплаты процентов и налогов EBIT)*(1 — ставка налога на прибыль), плюс расходы, не связанные с движением денежных средств (т. е. амортизация), минус (плюс) увеличение (уменьшение) оборотного капитала минус капитальные вложения, в результате получаем денежный поток на инвестированный капитал (бездолговой денежный поток).

Между стоимостью собственного (P_e) и инвестированного (P_i) капитала существует следующая взаимосвязь:

$$P_i = P_e + D,$$

где D — рыночная стоимость долгосрочного долга компании.

Эта взаимосвязь также отражается в структуре баланса активов и пассивов компании:



Таким образом, если методом дисконтированных денежных потоков подсчитана стоимость инвестированного капитала, то стоимость собственного капитала может быть получена путем корректировки на размер долгосрочного долга.

Прогноз денежных потоков — наиболее сложная задача в методе ДДП. В условиях реформирования электроэнергетики и перехода к рынку в отношении генерации и сбыта электроэнергии эта задача еще больше усложняется. В связи с этим ПАО «ЕЭС России» осуществило ряд комплексных мер, направленных на подготовку прогнозов экономических показателей энергокомпаний, в том числе для их оценки.

Во время проведения оценки генерирующих компаний для перехода на единую акцию в рамках формирования ТГК и ОГК оценочные компании использовали результаты модели рынка электроэнергии, разработанной компанией LCG по заказу ПАО «ЕЭС России». На базе сценариев, предложенных компанией NERA, с помощью моделирования был создан прогноз на 2007—2020 гг. таких ключевых показателей работы генерирующих компаний в условиях конкурентного рынка электроэнергии, как объем выработки электроэнергии, цены на электроэнергию и топливо и др. Таким образом, результаты оценки генерирующих компаний в рамках одной ТГК или ОГК получались сопоставимыми и обеспечивали объективный расчет коэффициентов конвертации акций.

Аналогично были разработаны прогнозные сценарии экономических показателей для энергосбытовых компаний, которые позволили оценивать стартовую цену при продаже сбытовых компаний на открытых аукционах. Для каждой энергосбытовой компании был предложен прогноз объема потребления электроэнергии в соответствующем регионе, доли рынка, конечных тарифов на электроэнергию.

В соответствии с методологией оценки *расчет требуемой доходности для акционеров* (или доходности на собственный капитал) рекомендуется проводить по модифицированной модели CAPM* по следующей формуле:

$$R_e = R_f + \beta (R_m - R_f) + S_1 + S_2 + S_3$$

где R_e — Ожидаемая инвестором ставка дохода (на собственный капитал); R_f — безрисковая ставка (США); β — коэффициент; $R_m - R_f$ — рыночная премия за риск акционерного капитала (США); S_1 — премия за страновой риск (российские риски в сравнении с рисками США); S_2 — премия за малую капитализацию; S_3 — премия за специфический риск оцениваемой компании.

Использование данных США обусловлено тем, что фондовый рынок США более развит по сравнению с российским. Кроме того, продолжительная история фондового рынка США с обширной статистической базой позволяет с высокой степенью достоверности определять ключевые факторы модели CAPM.

В случае определения стоимости инвестированного капитала на основе текущей стоимости бездолгового денежного потока используется *средневзвешенная стоимость акционерного и заемного капитала WACC* (weighted average cost of capital), в средневзвешенной стоимости капитала учитываются все риски, связанные с финансированием деятельности предприятия за счет как собственных, так и заемных средств.

$$WACC = (1 - T) R_d W_d + R_e W_e,$$

где T — эффективная ставка налога на прибыль; R_d — доходность заемного капитала (проценты по займам); W_d — доля заемного капитала; R_e — доходность акционерного капитала (см. расчет выше); W_e — доля акционерного капитала.

В соответствии с общепринятой теорией оценки при расчете средневзвешенной стоимости капитала доли заемного и акционерного капитала в его структуре рассчитываются на основе рыночной стоимости,

* Подробное описание модифицированной модели CAPM представлено в Методологии ([9.3.1].

определенной в рамках затратного подхода, а не по балансовой стоимости. Корректировка доходности заемного капитала на ставку налога на прибыль обусловлена тем, что проценты по займам включаются в себестоимость и снижают налогооблагаемую базу (эффект налогового щита). Таким образом, с учетом дополнительного положительного эффекта требуемая доходность на заемный капитал снижается.

При определении стоимости компании методом ДДП перед оценщиком стояли две основные задачи: определение размера ожидаемых денежных потоков и определение соответствующей ставки дисконтирования.

Деятельность генерирующих, сетевых и сбытовых компаний российской энергетики связана с оказанием и получением услуг на территории РФ. Таким образом, основной валютой доходов и расходов вышеуказанных компаний является российский рубль. В соответствии с Методологией [9.3.1] было рекомендовано использовать номинальный денежный поток (т.е. с учетом инфляции), выраженный в рублях. В связи с ограниченной возможностью применения данных российского фондового рынка расчет ставки дисконтирования проводился в долларах США. Соответственно для определения требуемой отдачи на инвестированный капитал было рекомендовано использовать данные фондового рынка США.

Прогнозируемый денежный поток номинирован в рублях, а ставка дисконтирования — в долларах США, поэтому для определения текущей стоимости ожидаемых денежных потоков необходимо перевести прогнозируемый денежный поток в доллары США на основе прогнозного обменного курса. В качестве базовых источников прогнозного обменного курса доллара США к рублю рекомендуется использовать прогнозы Министерства экономического развития и торговли РФ (МЭРТ), а в случае их отсутствия прогнозы признанных исследовательских организаций и международных агентств.

Доходный подход к оценке бизнеса отражает его стоимость с точки зрения ожидаемых доходов. Однако основной его недостаток — высокая

доля субъективизма в построении прогнозов. В этом связи более объективным является сравнительный подход, речь о котором пойдет ниже.

Сравнительный подход основан на сопоставлении показателей оцениваемой компании с показателями компаний, акции которых котируются на рынке либо продавались крупными пакетами на внебиржевом рынке. Сравнительный подход базируется на принципе замещения: стоимость оцениваемой компании не может быть больше суммы, за которую можно приобрести аналогичный объект. При сопоставлении компаний опираются на отношение цены (рыночной капитализации) к выручке, на прибыль до налогообложения, денежный поток, балансовую стоимость и другие показатели.

Слабая сторона данного подхода в том, что во многих случаях не представляется возможным найти действительно сопоставимые компании либо информация, необходимая для проведения анализа и оценки, не является открытой. В то же время этот подход обладает существенным преимуществом — доля субъективных суждений со стороны оценщика минимальна, так как основой оценки является рыночная информация.

Сравнительный подход требует значительного объема достоверной операционной и финансовой информации, на основании которой осуществляется поиск сопоставимых компаний, исходя из следующих основных критериев:

- вид деятельности (производство электрической и тепловой энергии, передача электроэнергии, продажа тепла и электроэнергии);
- стадия развития бизнеса;
- диверсификация деятельности (производство и сбыт электрической и тепловой энергии и т. д.);
- портфель (ГЭС, ТЭС, АЭС) и конфигурация активов;
- расположение станций (близость к источникам сырья, отсутствие или наличие сетевых ограничений);

- уровень запасов водных ресурсов на производство электроэнергии;

- география ведения бизнеса;
- наличие долгосрочных контрактов на поставку энергии;
- организационная структура и структура управления;
- размер компании (выручка, активы);
- наличие годовой финансовой отчетности за последние 3 года;
- финансовые показатели;
- ликвидность акций и др.

В рамках сравнительного подхода выделяют два метода — метод компаний-аналогов и метод сделок. При применении *метода компаний-аналогов* оценщик должен определить компании, ведущие деятельность, аналогичную деятельности оцениваемой компании, акции которых свободно обращаются на фондовых рынках. Для облегчения поиска компаний-аналогов рекомендуется применять стандартные отраслевые коды (Standard Industry Codes или SIC Codes), широко применяемые в США. Из отобранной группы компаний необходимо выделить компании, наиболее сходные с объектом оценки по размеру, выручке от продаж, географическим факторам, диверсификации деятельности и др.

Если объект оценки имеет положительные финансовые результаты деятельности, необходимо исключить компании с отрицательными финансовыми результатами, чтобы сопоставимые компании имели как можно более сходные финансовые результаты.

Количество выбранных сопоставимых компаний для использования в ходе проведения оценки зависит от степени схожести компаний по указанным выше факторам. Однако двумя ключевыми факторами, которые следует принимать во внимание при определении количества и качества выбранных аналогов, являются следующие:

- сходство с объектом оценки — чем выше степень сходства, тем меньше требуется компаний-аналогов;

- активность обращения акций — чем активнее ведется торговля акциями, тем меньше требуется компаний.

Мультипликаторы могут быть финансовыми (отношение цены компании к выручке) и нефинансовыми (отношение цены к установленной мощности). Мультипликаторы строятся по принципу строгого соответствия сущности числителя и знаменателя. Например, если в числителе рыночная стоимость акционерного капитала компании (MVE — Market value of Equity), то в качестве знаменателя могут использоваться показатели прибыли (до или после налогообложения), которая принадлежит только акционерам. Если в числителе рыночная стоимость акционерного и заемного капитала (MVIC — Market value of invested capital), то в знаменателе показатели выручки, EBIT, EBITDA*, установленной мощности, которые принадлежат акционерам и кредиторам. Однако если у компании отсутствует заемный капитал, вместо MVIC можно использовать MVE.

В энергетической отрасли наиболее подходящими мультипликаторами являются:

- MVIC/EBITDA
- MVIC/установленная мощность электростанций (протяженность ЛЭП для сетевых компаний).

Преимущество EBITDA по сравнению с другими финансовыми показателями обусловлено тем, что этот показатель нивелирует различия между оцениваемой компанией и аналогами с точки зрения налогообложения и учета амортизационных отчислений.

По аналогии с доходным подходом Методология рекомендует сначала рассчитывать стоимость MVIC для оцениваемой компании по мультипликаторам, а затем вычитать из нее рыночную стоимость долга для получения рыночной стоимости акционерного капитала.

* EBITDA — прибыль до вычета процентов, налогов и амортизации.

Одной из основных проблем при использовании метода компаний-аналогов является сложность в поиске действительно сравнимых компаний, сходных с объектом оценки по перечисленным выше критериям. Поэтому на практике рассчитанные мультипликаторы часто требуется корректировать с учетом различий в страновых рисках (если компании-аналоги представлены на зарубежных рынках) и размерах сравниваемых компаний. Подробный алгоритм расчета корректировок представлен в Методологии (см. [9.3.1]).

При использовании *метода сделок* оценка стоимости бизнеса производится исходя из данных по сделкам купли-продажи сопоставимых предприятий. Стоимость анализируемой компании рассчитывается путем корректировки стоимости продажи сопоставимых компаний на основе тех же самых мультипликаторов, о которых шла речь в методе компаний-аналогов.

Основными критериями отбора при использовании метода сделок являются сроки заключения сделок (они должны быть максимально приближены к дате оценки), доступность информации о финансовых условиях заключаемых сделок, участвующих сторонах, компаниях, выступающих предметом сделок, а также информации, позволяющей проводить сравнительный анализ для определения стоимости оцениваемой компании.

В соответствии с Методологией сравнительный подход не использовался для оценки энергетических компаний РАО «ЕЭС России». Это обусловлено рядом факторов, не позволяющих получать объективные результаты оценки с помощью данного подхода:

- сравнение с компаниями, котирующимися на российском фондовом рынке нецелесообразно из-за его высокой спекулятивности и низкой ликвидности, которая приводит к высокой волатильности акций и значительной зависимости цены акций от нескольких сделок, что не соответствует понятию рыночной стоимости;
- сравнение с западными компаниями-аналогами не рекомендуется из-за значительных различий между зарубежными публичными

электроэнергетическими компаниями и компаниями, создаваемыми в результате реформирования электроэнергетики России, в объеме операций, масштабе и степени диверсификации производства, зрелости бизнеса и используемых моделей его организации, в структуре активов, бухгалтерском учете, специфике образования цены на электроэнергию.

Однако по мере появления в результате реформирования РАО «ЕЭС России» новых компаний и их планируемой продажи стратегическим инвесторам появляется реальная возможность использования для целей оценки метода сделок на основе российских данных, в частности при продаже сбытовых компаний. По мере совершения сделок сформируется информационная база, которая будет проанализирована на предмет возможности ее использования для оценки сбытовых компаний в рамках сравнительного подхода.

Затратный подход при оценке стоимости предприятий энергетики основывается на принципе замещения: стоимость предприятия определяется затратами на приобретение аналогичного имущественного комплекса, очищенного от всех обязательств. При этом предполагается, что стоимость компании не может превышать стоимости всех ее активов за вычетом стоимости обязательств.

Согласно *методу чистых активов*, применяемому в рамках затратного подхода, стоимость бизнеса складывается из индивидуальных стоимостей участвующих в нем активов (как материальных, так и нематериальных) за вычетом долговых обязательств. Этот метод наиболее подходит для оценки фондоемких производств или холдинговых предприятий, а также применим для оценки несостоятельных предприятий.

Нормально функционирующее предприятие имеет большую рыночную стоимость, нежели сумма рыночных стоимостей его индивидуальных активов. Это обусловлено тем, что оценка рыночной стоимости отдельных активов предприятия не учитывает экономической стоимости с учетом будущих денежных потоков, создаваемых этими активами.

Кроме того, метод чистых активов отражает стоимость активов как отдельных, производственных единиц, при этом игнорируется синергетический эффект, возникающий при объединении данных активов в единый производственный объект.

Применение метода чистых активов осуществляется в два этапа.

Первый предполагает определение и нормализацию основных категорий активов и обязательств компании (в соответствии с бухгалтерским балансом на дату оценки); второй — определение рыночной стоимости активов и обязательств, выделенных ранее.

Необходимо выделить следующие основные шаги при определении стоимости компании методом чистых активов:

1) определение стоимости текущих активов на основании анализа стоимости оборотных активов — денежных средств, товарно-материальных запасов, ценных бумаг, дебиторской задолженности и пр.;

2) расчет по рыночной (в ряде случаев — по ликвидационной) стоимости внеоборотных материальных активов — земельных участков, зданий и сооружений, машин и оборудования, транспортных средств, долгосрочных финансовых вложений и пр.;

3) оценка нематериальных активов — патентов, лицензий, клиентов, торговой марки, гудвилла и пр.;

4) определение текущей стоимости всех обязательств;

5) расчет стоимости акционерного капитала как разность между рыночной стоимостью всех активов и текущей стоимостью обязательств.

Таким образом суть метода чистых активов состоит в последовательном определении рыночной стоимости всех активов компании с дальнейшей корректировкой на объем обязательств.

При оценке энергетических компаний наиболее трудоемким в рамках затратного подхода является определение рыночной стоимости основных средств — зданий электростанций, котлов, турбин и

генераторов, трансформаторных подстанций, ЛЭП и т.д. В этой связи для унификации источников информации, используемых оценочными компаниями при оценке стоимости объектов генерации с помощью затратного подхода, по заказу ОАО РАО «ЕЭС России» компанией «Ко-Инвест» разработан «Справочник укрупненных показателей стоимости замещения ТЭС», который одобрен комитетом по оценке при совете директоров РАО «ЕЭС России». Справочник содержит методологию определения стоимости замещения зданий и сооружений на электростанциях в зависимости от ряда факторов (мощность, вид топлива, количество блоков и т.д.), а также ценовую информацию по удельной стоимости строительства зданий и сооружений и по стоимости типового оборудования для электростанций. Таким образом, Справочник обеспечивает сопоставимость результатов оценки генерирующих активов с помощью затратного подхода.

9.3.3. Порядок распоряжения активами

Ниже на примере РАО «ЕЭС России» рассмотрен порядок распоряжения активами в холдинге как этап, следующий за оценкой.

Распоряжение активами РАО «ЕЭС России» осуществлялось в соответствии с «Основными направлениями реформирования электроэнергетики Российской Федерации», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» и «Концепцией стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2003—2008 гг.».

В 2004 г. после реорганизации исполнительного аппарата ОАО РАО «ЕЭС России» в целях принятия экономически обоснованных и эффективных решений по вопросам распоряжения корпоративной собственностью энергохолдинга был разработан «Стандарт классификации, рассмотрения и утверждения сделок с имуществом или правами на имущество, планируемых бизнес-единицами и дочерними и зависимыми обществами ОАО РАО «ЕЭС

России». Решением правления ОАО РАО «ЕЭС России» данный стандарт был утвержден. Разработка стандарта обеспечила контроль за сделками с имуществом. Принятый стандарт обеспечил также разграничение полномочий при принятии решений по распоряжению собственностью между ОАО РАО «ЕЭС России» и руководителями дочерних и зависимых обществ холдинга.

В соответствии с решением совета директоров общества № 111 и приказом № 368 в течение 2002—2003 гг. во всех ДЗО были проведены мероприятия по утверждению реестров непрофильных активов. Реестры ДЗО формировались в соответствии с «Методическими указаниями по прекращению участия ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» в непрофильных видах деятельности», утвержденными решением комиссии по собственности от 16 июня 2002 г. № 103. В реестрах представлены основные сведения о каждом непрофильном активе, а также стратегия действий и срок их завершения.

Реестры непрофильных активов были сформированы и утверждены советами директоров 99 ДЗО. Для непосредственного проведения продаж непрофильных активов холдинга и пакетов акций ремонтно-сервисных компаний были разработаны «Стандарт организации продажи непрофильных активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» и «Стандарт организации продажи пакетов акций ремонтных и сервисных компаний, принадлежащих ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», являющиеся обязательными для исполнения всеми подразделениями общества и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России». При разработке стандартов за основу взяты проверенные на практике принципы и подходы, заложенные в нормативных актах по приватизации государственного и муниципального имущества.

В стандарты были включены:

- типовые положения об организации и проведении аукциона, продажи посредством публичного предложения и продажи без объявления цены;
- требования по информационному обеспечению проведения продаж и их результатов;
- требования к отчетам агентов об организации и проведении продаж;
- порядок подготовки и принятия решений об использовании «новых» способов продаж.

В типовых положениях каждого из перечисленных стандартов продажи определялись подробная процедура подготовки и проведения продажи, установлены порядок и сроки приема и рассмотрения заявок, исчерпывающий перечень прилагаемых документов, а также оснований для отказа в их принятии, определены порядок и сроки заключения договоров о продаже имущества, полномочия и ответственность агентов. Предусмотрено, что покупателем может быть любое юридическое или физическое лицо, если законом или решением совета директоров общества не установлено иное.

Положением об организации продажи активов на аукционе также предусматривается установление начальной цены, равной рыночной стоимости, определенной аккредитованной ОАО РАО «ЕЭС России» оценочной организацией, возможность проведения аукциона как с открытой формой подачи предложений о цене имущества — с участием аукциониста, так и с закрытой формой подачи предложений — в запечатанных конвертах. Положением установлен порядок признания участника победителем аукциона.

Положением о продаже активов посредством публичного предложения предусмотрено, что такая продажа может осуществляться, только если аукцион по продаже этого актива не состоялся. Цена первоначального предложения (начальная цена) продаваемого имущества устанавливались равной начальной цене несостоявшегося аукциона. Положением также установлено, что в информационном извещении должны быть определены:

величина понижения цены первоначального предложения, устанавливаемая в виде фиксированной суммы, составляющей не более 5 % цены первоначального предложения и не изменяющейся на протяжении всей продажи, период времени (не менее трех дней), по истечении которого последовательно снижается цена, а также минимальная цена продажи, которая должна быть не менее 50 % цены первоначального предложения. Покупателем признавалось лицо, первым подавшее заявку о приобретении имущества по действующей в данный период времени цене предложения.

Положением о продаже активов без объявления цены предусмотрено, что такой способ может использоваться, только если не состоялась продажа на аукционе и посредством публичного предложения. При этом способе цена имущества заранее не назначалась и имущество продавалось покупателю, предложившему наибольшую цену. Сбор ценовых предложений, как правило, проводится не менее 30 дней. Вскрытие конвертов с поступившими ценовыми предложениями осуществляются комиссией по продаже в присутствии претендентов.

В целях обеспечения принципов открытости, публичности и конкурентности при продаже активов стандартами были установлены требования к информационному обеспечению проведения и результатов продажи. Стандарты предусматривали обязательную публикацию информационного извещения о продаже в федеральных или местных средствах массовой информации и на официальном сайте общества не позднее чем за 30 дней до проведения продажи и устанавливает перечень сведений, подлежащих отражению в извещении. Было установлено требование об обязательной публикации объявлений о планируемых продажах в средствах массовой информации и на официальном сайте ОАО РАО «ЕЭС России», а также объявлений об итогах продаж на официальном сайте общества в течение трех дней после подписания протокола об итогах продажи. Объявления содержали наименование, основные характеристики и

местонахождение проданного имущества и цену его продажи либо сообщение о том, что продажа признана несостоявшейся.

Стандартами определялись требования к содержанию отчета агента, в котором отражается информация о наименовании и основных характеристиках продаваемого имущества, дате и месте проведения продажи, об участниках, покупателе, а также претендентах, не допущенных к участию в продаже (с указанием причин), о цене и иных существенных условиях договора купли-продажи, а в случае несостоявшейся продажи актива — о ее причинах.

Стандартами также определялся пошаговый алгоритм подготовки и принятия решений об использовании способов продажи активов (в случае несостоявшегося аукциона или продажи посредством публичного предложения). Было предусмотрено, что принятие таких решений соответствующими органами управления РАО «ЕЭС России» и ДЗО осуществлялось на основании рассмотрения отчета агента о результатах и анализа причин несостоявшейся продажи.

9.4. Реорганизация на энергопредприятиях: разделение, выделение, слияние и поглощение

9.4.1. Разделение и выделение как способы реорганизации

Реорганизация общества в форме выделения предусматривает создание нескольких обществ с передачей им части прав и обязанностей общества без прекращения деятельности последнего.

Реорганизация общества в форме разделения отличается тем, что существование реорганизуемого общества прекращается и все его права и обязанности передаются вновь создаваемым обществам.

Цель реорганизации акционерных обществ энергетики и электрификации — разделение видов деятельности, осуществляемых обществом в сфере электроэнергетики, на естественно-монопольные

(передача и распределение электроэнергии и тепла, диспетчеризация) и конкурентные (производство электроэнергии, сбыт). Разделение по видам деятельности 50 из 72 акционерных обществ энергетики и электрификации производилось с применением реорганизации в форме выделения.

Реорганизация общества в форме выделения в наибольшей степени позволяет достигнуть поставленной цели и обеспечить права акционеров, инвесторов и кредиторов реорганизуемого общества, а также требует меньших материальных и организационных затрат, так как общество в результате реорганизации не прекратит свое существование. При выделении часть имущества, прав и обязанностей реорганизуемых обществ переходит к каждому из выделяемых обществ в соответствии с разделительным балансом (при разделении по разделительному балансу выделяемому обществу переходят все имущество, права и обязательства). Разделительный баланс содержит положения о правопреемственности по всем обязательствам реорганизованных обществ в отношении всех его кредиторов и должников, включая и обязательства, оспариваемые сторонами.

При составлении разделительных балансов в процессе реорганизации акционерных обществ энергетики и электрификации использовались принципы обеспечения финансовой стабильности и независимости выделяемых обществ. Для этого распределение большей части внеоборотных активов, запасов осуществляется в соответствии с характером и целями их использования в производственном процессе, кредиторской задолженности — в соответствии с местом и основанием возникновения. Дебиторская задолженность, краткосрочные финансовые вложения и денежные средства, т.е. активы, являющиеся источником погашения обязательств, распределяются таким образом, чтобы у выделяемых обществ сохранилась равная возможность своевременно погашать свои обязательства.

С целью обеспечить права и интересы акционеров реорганизуемых обществ акции создаваемых при реорганизации акционерных обществ размещаются пропорционально доле каждого акционера в уставном капитале с учетом действующих нормативных актов Российской Федерации.

Реорганизация акционерных обществ энергетики и электрификации осуществляется в соответствии с нормативными актами Российской Федерации, в частности: ГК Российской Федерации; Федеральным законом «Об акционерных обществах»; Федеральным законом «О государственной регистрации юридических лиц»; Федеральным законом «Об электроэнергетике»; Федеральным законом «О естественных монополиях»; Федеральным законом «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»; постановлением Правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации».

9.4.2. Порядок реорганизации в форме выделения (разделения)

Согласно ФЗ «Об акционерных обществах» для принятия решения о реорганизации акционерного общества Совет директоров реорганизуемого в форме выделения (разделения) общества принимает решение о созыве общего собрания акционеров общества по вопросам:

- о реорганизации общества в форме выделения (разделения),
- о порядке и об условиях выделения (разделения),
- о создании новых обществ,

- о способе формирования уставных капиталов выделяемых обществ и о порядке размещения акций создаваемых обществ между акционерами;
- об утверждении разделительного баланса.

Также совет директоров акционерного общества утверждает определенную независимым оценщиком цену выкупа акций (в соответствии со статьями 75 и 77 ФЗ «Об акционерных обществах»).

Затем общее собрание акционеров реорганизуемого в форме выделения (разделения) общества принимает решения по указанным выше вопросам. Для принятия решений «за» о реорганизации должно быть подано 75 % голосов акционеров, присутствующих на общем собрании (включая привилегированные акции).

В процессе подготовки и проведения реорганизации необходимо обеспечить **уведомление заинтересованных сторон**. Согласно законодательства акционерам должно быть сообщено о проведении общего собрания акционеров, повестка дня которого содержит вопрос о реорганизации общества, не позднее, чем за 30 дней до даты его проведения. В указанные сроки сообщение о проведении общего собрания акционеров должно быть направлено каждому лицу, указанному в списке лиц, имеющих право на участие в общем собрании акционеров, или, если это предусмотрено уставом, опубликовано в доступном для всех акционеров определенном печатном издании.

Общество также обязано информировать акционеров о праве требовать выкупа принадлежащих им акций, цене и порядке выкупа. Не позднее чем за 30 дней с даты принятия решения о реорганизации общество обязано письменно уведомить об этом своих кредиторов и опубликовать в печатном издании, предназначенном для публикации данных о государственной регистрации юридических лиц, сообщение о принятом решении.

Согласно Налоговому кодексу (НК) РФ организации-налогоплательщики обязаны письменно сообщать в налоговый орган по месту учета о реорганизации в течение 3 дней.

Существуют следующие **риски реорганизации**:

Риск ненадлежащего извещения акционеров. В случае нарушения порядка извещения акционеров об общем собрании, а также при других нарушениях законодательства при принятии решения о реорганизации, данное решение может быть обжаловано в суде, если акционер голосовал «против» или не принимал участия в голосовании. При этом, если нарушения законодательства будут признаны существенными (например, несвоевременное извещение (неизвещение) о собрании, непредоставление возможности ознакомиться с материалами — решение общего собрания может быть признано недействительным независимо от того, имел ли данный акционер возможность повлиять на итоги голосования и были ли причинены ему убытки;

Риск ненадлежащего уведомления кредиторов. Государственная регистрация обществ, созданных в результате реорганизации, и внесение записей о прекращении деятельности реорганизованных обществ осуществляются при наличии доказательств уведомления кредиторов в порядке, установленном настоящим пунктом.

В случае неуведомления кредиторов вправе обжаловать регистрацию созданных обществ на основании ст. 13 ГК РФ и возможен исход признания реорганизации недействительной.

В ходе реорганизации необходимо обеспечить соблюдение **прав акционеров**:

Право выкупа акций. Согласно ст. 76 ФЗ об АО при реорганизации акционер имеет право требовать выкупа принадлежащих ему акций. Письменное требование акционера о выкупе акций направляется обществу с указанием места жительства (места нахождения) акционера и количества

акций, предъявляемых к выкупу. Требования акционеров о выкупе обществом принадлежащих им акций должны быть предъявлены обществу не позднее чем за 45 дней с даты принятия соответствующего решения общим собранием акционеров.

Общество обязано выкупить акции у акционеров, предъявивших требования о выкупе, в течение 30 дней с даты завершения приема требований акционеров. Выкуп обществом акций осуществляется по цене, утвержденной советом директоров и указанной в сообщении о проведении общего собрания по вопросу реорганизации. Общая сумма средств, направляемых обществом на выкуп акций, должна быть не выше 10 % стоимости чистых активов общества на дату принятия решения о реорганизации. В случае, если общее количество акций, в отношении которых заявлены требования о выкупе, превышает количество акций, которое может быть выкуплено обществом с учетом установленного выше ограничения, акции выкупаются у акционеров пропорционально заявленным требованиям.

В случае дефицита оборотных средств существует риск, что компания не сможет выполнить данное требование акционеров и на имущество обществ будет обращено взыскание.

Акции, выкупленные обществом, погашаются при их выкупе;

Право получения акций выделяемых обществ. Каждый акционер реорганизуемого общества, голосовавший против или не принимавший участия в голосовании о реорганизации общества, должен получить акции каждого общества, создаваемого в результате выделения, предоставляющие те же права, что и акции, принадлежащие ему в реорганизуемом обществе, пропорционально числу принадлежащих ему акций этого общества.

Наряду с правами акционеров должны соблюдаться и **права кредиторов**.

Кредиторы общества в течение 30 дней с даты направления им уведомлений о реорганизации или в течение 30 дней с даты опубликования сообщения о принятом решении вправе письменно потребовать досрочного прекращения или исполнения соответствующих обязательств общества и возмещения им убытков. Таким образом, при реорганизации существует риск предъявлений кредиторами требований о досрочном погашении долга. Кредиторы общества вправе требовать досрочного погашения долга и убытков на основании п. 2 ст. 60 ГК РФ. При недостатке денежных средств существует риск, что компания не сможет выполнить требования кредиторов по досрочному погашению обязательств. Следовательно, взыскание задолженности может быть обращено на имущество согласно ФЗ о банкротстве.

Законодательством определяется следующий **порядок формирования уставного капитала** создаваемого (выделяемого) общества. Размещение акций при реорганизации акционерного общества в форме выделения осуществляется:

- путем конвертации акций реорганизуемого общества в акции создаваемого (выделяемого) общества;
- путем распределения акций создаваемого (выделяемого) общества среди акционеров реорганизуемого общества (путем приобретения акций акционерного общества, созданного путем выделения, акционерами общества, реорганизованного путем такого выделения);
- путем приобретения акций создаваемого (выделяемого) общества самим реорганизуемым обществом.

При реорганизации в форме разделения размещение акций может осуществляться только путем конвертации. При конвертации акции организации, реорганизуемой в форме выделения, при их конвертации аннулируются, в результате чего уставный капитал организации уменьшается).

При распределении акций выделенного общества среди акционеров реорганизуемой организации размер уставного капитала этой организации не меняется, а у акционеров остаются все принадлежащие им акции.

Документы на государственную регистрацию выпуска ценных бумаг, размещаемых при реорганизации, должны быть представлены в регистрирующий орган в течение месяца с даты государственной регистрации коммерческой организации, созданной в результате выделения.

9.4.3. Укрупнение разделившихся компаний. Формирование холдингов, присоединение (слияние)

На втором этапе реформирования акционерных обществ электроэнергетики предполагается укрупнение компаний по видам деятельности. Территориальные генерирующие компании создаются на базе генерирующих активов АО-энерго (за исключением станций, вошедших в ОГК и изолированных АО-энерго), укрупненные по региональному признаку. ТГК представляют как операционные компании (переведенные на единую акцию), так и холдинговые компании, находящиеся в процессе перехода на единую акцию.

Оптовые генерирующие компании со средней установленной мощностью около 9 ГВт являются наиболее крупными производителями электроэнергии на оптовом рынке. В целях ограничения монопольного влияния на оптовый конкурентный рынок электроэнергии тепловые ОГК формируются по экстерриториальному принципу.

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации было определено создание семи генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии (далее — ОГК), шесть — на базе теплогенерирующих активов и одну на базе гидрогенерирующих активов (ГЭС). На первом этапе ОГК создавались в форме холдинговых компаний (100 % дочерних обществ РАО «ЕЭС России») за счет внесения в их

уставный капитал пакетов акций и имущественных комплексов электростанций, принадлежащих РАО «ЕЭС России». На втором этапе происходило присоединение к ОГК АО-станций.

Принципы межрегиональной интеграции предусмотрены Основными направлениями реформирования электроэнергетики Российской Федерации в соответствии с постановлением правительства от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации». Решением совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» (протокол от 3 апреля 2002 г. № 113) был одобрен базовый вариант реформирования распределительного сетевого комплекса — межрегиональное укрупнение сетевых компаний: создание межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) в границах объединенных энергосистем.

Таким образом, созданные в ходе реструктуризации АО-энерго распределительные сетевые компании на этапе их межрегиональной интеграции были объединены в четыре холдинговые компании. Тарифообразование в МРСК будет также осуществляться на основе установления справедливой РБК и справедливой нормы возврата на вложенный капитал. Каждая из МРСК предпримет все необходимые шаги для скорейшего перехода на единую акцию (при этом миноритарным акционерам РСК будет предложено обменять свои акции на акции МРСК).

Присоединение подразумевает прекращение деятельности присоединяемого общества с передачей всех прав и обязанностей другому (присоединяющему) обществу. При присоединении все права и обязанности присоединяемых обществ переходят к присоединяющему обществу в соответствии с передаточным актом.

В случае присоединения законодательство предусматривает единственный возможный способ размещения акций — конвертация акций

присоединяемого общества в акции общества, к которому осуществляется присоединение с погашением первых.

Порядок конвертации определяется договором о присоединении и должен определять способ размещения и количество ценных бумаг каждой категории (типа, серии) присоединяемого юридического лица, которые конвертируются в одну ценную бумагу юридического лица, к которому осуществляется присоединение (коэффициент конвертации) Коэффициенты конвертации содержатся в договоре о присоединении, который утверждается общим собранием акционеров общества, посвященном реорганизации.

Дополнительной гарантией соблюдения интересов акционеров при реорганизации общества является право акционеров, голосовавших против или не принимавших участие в голосовании о реорганизации, требовать у общества выкупа их акций. Выкуп акций осуществляется по цене, определенной советом директоров общества с привлечением независимого оценщика. Порядок выкупа акций установлен ФЗ «Об акционерных обществах» и доводится до сведения акционеров в рамках сообщения о проведении общего собрания акционеров общества.

Гарантией соблюдения при реорганизации прав кредиторов общества является их уведомление о принятии обществом решения о реорганизации и наличие у последних права потребовать прекращения или досрочного исполнения обязательств. Такое право установлено ГК РФ и ФЗ «Об акционерных обществах». В соответствии с п. 6 ст. 15 ФЗ «Об акционерных обществах» кредиторы общества в течение 30 дней с даты опубликования сообщения о принятом решении или в течение 30 дней с даты направления им уведомлений вправе письменно потребовать прекращения или досрочного исполнения соответствующих обязательств общества и возмещения им убытков.

Глава 10. Планирование, бюджетирование и оценка финансовых результатов предприятия электроэнергетики

10.1. Стратегическое планирование

10.1.1. Введение в стратегическое планирование

Успешная работа компании в рыночных условиях предполагает оптимальное сочетание стратегического, среднесрочного, годового и текущего (операционного) планирования. Выбор стратегических целей компании, построение на их основе взаимоувязанной системы среднесрочных и годовых целей и планов — задача совета директоров и менеджмента компании; разработка текущих планов для достижения поставленных руководством компании целей — задача руководителей среднего звена; исполнение утвержденных планов — задача конкретных исполнителей на всех уровнях управления компании.

Одна из задач стратегического планирования — декомпозиция стратегических целей компании в цели среднесрочного и годового планирования, а также перевод сформулированных целей в количественные показатели. Правильно построенная, сбалансированная система ключевых показателей деятельности компании и обеспечивающий их достижение бизнес-план гарантируют оптимальность реализации поставленных руководством целей, поэтому бизнес-планирование есть способ организации деятельности компании для выполнения поставленных собственниками и конкретизированных менеджментом целей. Такое планирование ставит целью повысить эффективность организации путем увязки целей и подчиненных им задач по всей организации. При использовании МВО менеджеры должны: фокусироваться на результатах, а не на процессе; делегировать задачи своим подчиненным, не диктуя им инструкций по их выполнению.

Управление по целям подразумевает определенную последовательность действий. Сначала идет установление целей и задач компании на период (от квартала и года до 3—5 лет). Затем каждой цели

присваивается вес и критерий ее достижения. Каскадным методом устанавливаются цели для всех руководителей и сотрудников. Далее разрабатывается система материального стимулирования, в которой премия за период зависит от процента (степени) достижения цели сотрудником, подразделением, компанией. Наконец по окончании каждого отчетного периода проводится анализ достижения целей по всей компании.

В настоящее время в качестве целей, которые можно рассчитать и заложить в бизнес-план, используют ключевые показатели эффективности (КПЭ). Управление при помощи системы КПЭ подразумевает выявление факторов, определяющих эффективность компании в настоящем и в будущем, (таких, в которых компания стремится получить преимущество путем реализации стратегии и которые определяют эффективность выполнения стратегии).

Еще одна разновидность управления по целям — разработанная Р. Капланом и Д. Нортоном стратегическая карта сбалансированной системы показателей. Она представляет собой модель, демонстрирующую, как стратегия объединяет нематериальные активы и процессы создания стоимости. Ее *финансовая составляющая* описывает материальные результаты реализации стратегии при помощи традиционных финансовых понятий. Показатели — возврат на вложенный капитал, стоимость акций для акционеров, прибыльность, рост доходов и удельные издержки — отсроченные индикаторы, свидетельствующие об успехе или провале стратегии компании. *Клиентская составляющая* определяет предложение потребительской ценности для целевых клиентов. Если клиенты ценят неизменно высокое качество и своевременность доставки, то компетенции и умения сотрудников, системы и процессы, которые производят и поставляют качественные продукты и услуги, имеют высокую ценность для организации. Если потребитель отдает предпочтение инновациям и высокой производительности, то большую ценность приобретают умения, системы и процессы, создающие новые продукты и услуги, лидирующие на рынке.

Финансовая и клиентская составляющие описывают желаемые результаты стратегии. *Составляющая внутренних процессов (внутренняя (процессная) перспектива)* определяет несколько важнейших процессов, имеющих решающее значение в реализации стратегии. Например, одна организация может увеличить инвестиции в разработку и продвижение на рынок новых продуктов и технологию их производства таким образом, что в результате клиенты получают инновационный высокотехнологичный продукт (например, топливные ячейки для установки в отдельных домах). Другая, пытаясь представить аналогичное предложение потребительской ценности, принимает решение создавать новые товары используя партнерства, слияния и поглощения.

Составляющая обучения и развития отражает нематериальные активы, наиболее важные для стратегии. Цели этой составляющей определяются видами деятельности (человеческий капитал), системами информации (информационный капитал) и моральным климатом (организационный капитал) — все это необходимо для поддержки процессов создания стоимости. Все они должны быть взаимосвязаны и соответствовать основным внутренним процессам. В целом эти четыре перспективы призваны поддерживать баланс:

- внутреннего и внешнего;
- финансового и нефинансового;
- прошлых результатов с будущими.

Таким образом, цели четырех составляющих связаны причинно-следственными отношениями. Планирование начинается с гипотезы: финансовые результаты могут быть получены только в том случае, если удовлетворена целевая группа клиентов. Внутренние процессы создают и представляют потребителям предложения по удовлетворению их потребностей. Нематериальные активы, поддерживающие осуществление внутренних процессов — это основание для стратегии.

Сбалансированная система планов должна обеспечивать приоритетность стратегических целей и планов компании, иерархическую взаимоувязанность горизонтов планирования, гибкость и оперативность реакции системы планирования на изменение глобальных целей.

Стратегическое управление — понятие для России не новое. На протяжении по крайней мере 70-летнего советского периода текущее (квартальное и годовое), перспективное (пятилетние планы) и долгосрочное (на период до 20 лет) планирование являлось важнейшим инструментом управления хозяйством на макро- и на микроуровне.

В ходе преобразований системы управления экономикой России, произошедших при переходе от плановой модели хозяйствования к рыночной, а также в результате приватизации предприятий организационная структура командно-административного управления была демонтирована; упразднены плановые органы всех уровней, занимавшиеся сбором информации, анализом состояния отраслей хозяйства и предприятий, разработкой проектов народнохозяйственных и отраслевых планов, программ развития народнохозяйственных комплексов, в том числе и выработкой долгосрочной стратегии. Изменились и принципиально важные правила игры в экономике, т.е. сам характер среды, в которой пришлось действовать отечественным предприятиям внутри страны и на внешнем рынке.

На начальном этапе социально-экономическая среда на постсоветском пространстве характеризовалась обвальным спадом производства в результате разрыва ранее сложившихся хозяйственных связей; галопирующей инфляцией; массовыми неплатежами; возрастающей безработицей; другими негативными явлениями. Российские предприятия столкнулись со значительными трудностями в сбыте своей продукции, привлечении кредитов для пополнения оборотных средств, стремительно сокращавшихся под давлением инфляции. «Цена» кредитных ресурсов возросла до нереальных для производственной деятельности значений.

В этих сложных условиях перед предприятиями встала задача самостоятельно определять направления своей деятельности. Особенно острая потребность возникла в отношении разработки стратегии и обеспечении эффективного управления, позволяющего предприятию в ближайшей и долгосрочной перспективе успешно развиваться в конкурентной среде, т.е. в обстановке, подверженной быстрым, радикальным и зачастую непредсказуемым изменениям. Накопленный российской экономикой в конце 1990-х — начале 2000-х гг. опыт повышения качества менеджмента на всех уровнях управления заложил основы макроэкономического прогнозирования и корпоративного планирования в современной России.

Стратегическое планирование — комплексная система постановки и реализации стратегических целей предприятия, основанная на прогнозировании среды и выработке способов адаптации к ее изменениям, а также воздействия на нее. В задачи стратегического планирования входят: обеспечение целевой направленности всей деятельности предприятия; учет влияния внешней среды; выявление новых возможностей развития и факторов угрожающего характера; оценка альтернативных вариантов решений, связанных с распределением имеющихся ресурсов в стратегически обоснованные и высокоэффективные проекты; формирование внутренней среды, благоприятствующей инициативному реагированию руководства на изменение ситуации. Прежде всего должна быть поставлена определенная цель. Поскольку может быть несколько путей ее достижения, то на основе стратегического анализа осуществляется выбор наиболее предпочтительного варианта. Затем разрабатывается стратегия как инструмент перевода предприятия из текущего состояния в целевое. Для разработки стратегии необходимо:

- четко сформулировать видение (представление) собственниками образа фирмы в перспективе и главное направление ее развития (главную стратегическую цель, миссию);

- установить цели и контрольные параметры бизнеса (долю рынка определенного ассортимента продукции или оказываемых услуг, ориентировочные объемы производства и продаж, показатели эффективности);

- определить тип предприятия и способы управления бизнесом и собственностью;

- проанализировать сильные и слабые стороны фирмы, выявить ключевые факторы успеха и возможные угрозы (причинно-следственный анализ, метод SWOT);

- выработать требования и критерии оценки основных видов деятельности;

- вскрыть основные проблемы в системе управления компанией и во внешнем окружении;

- сформулировать общие требования к управленческим подсистемам (инвестиций и развития, организационного развития, управления качеством, планирования и контроля над затратами, управленческого и бухгалтерского учета, информационного обеспечения управления);

- установить цели и общие требования к использованию объектов, находящихся в собственности, и активов фирмы.

Отсутствие у компании стратегии не лишает ее возможности существовать и осуществлять текущую деятельность. Наличие общей задачи или направления развития может способствовать развитию компании. Отсутствие всего комплекса мероприятий по стратегическому планированию и управлению приводит к отсутствию концентрации ресурсов на достижение конкретной цели, «распылению» усилий. Таким образом, неэффективная трата ресурсов в условиях жесткой конкурентной среды снижает финансовые результаты компании, что негативно оценивается инвесторами и соответственно сказывается на капитализации компании.

Логическое завершение каждого цикла стратегического управления предприятием — процесс бизнес-планирования. В рамках этого процесса

увязываются цели и задачи компании с соответствующими финансовыми возможностями и формируются конкретные производственные, экономические и финансовые задания на ограниченный временной период.

10.1.2. Примеры стратегии энергетических предприятий

Стратегия предприятия может быть описана по-разному, однако ее основными, обязательными составляющими являются миссия – историческая роль компании; цели, достижение которых будет способствовать реализации миссии; средства (инструменты) достижения целей. Ниже приведены примеры стратегий (выдержки) различных энергетических предприятий.

Стратегия «РусГидро»

Стратегия «РусГидро» (ранее – ГидроОГК) наглядно демонстрирует процесс стратегического и операционного планирования путем декомпозиции на конкретные задачи целей, вытекающих из миссии.

Миссия Компании. Совет директоров Общества решением от 29 марта 2005 г. принял за основу следующую формулировку его миссии: Эффективное использование гидроресурсов России, поддержание надежности ЕЭС и расширенное использование новых возобновляемых источников энергии на благо акционеров и общества».

Видение будущего. В XXI в. Компания будет осваивать неиспользованный энергетический потенциал российских рек и иных возобновляемых источников энергии, давая стране экологически чистую электроэнергию, одновременно позволяя высвобождать в ископаемые углеродные топлива для других целей. Компания играет одну из главных ролей в решении государственной задачи освоения территорий и регионального развития Российской Федерации.

Принципы, определяющие успех. Менеджмент Компании считает, что ее успех будет определяться соблюдением следующих принципов ведения бизнеса:

- обеспечение надежной работы оборудования и безопасности гидротехнических сооружений;

- ориентация на создание стоимости в процессе деятельности компании — менеджмент стремится к повышению эффективности инвестиционных решений, реализации проектов развития и операционной деятельности путем оптимизации технологических и бизнес-процессов и снижения издержек;

- использование наилучших мировых достижений в сфере производственных технологий, делового оборота и управления, а также сохранение преемственности достижений и перспективных наработок самой компании;

- поддержка отраслевой науки и инновационных технологий;

- активное участие в процессе разработки модели рынка электроэнергии с применением имеющихся в компании знаний и опыта: компания оказывает влияние на процесс, добиваясь справедливой компенсации уникального вклада гидрогенерации в надежное и качественное энергоснабжение потребителей;

- соблюдение интересов акционеров, потребителей электроэнергии, государства, менеджмента компании и ее работников;

- соблюдение требований экологической безопасности;

- развитие человеческих ресурсов компании, профессиональный рост и реализация потенциала каждого ее сотрудника.

Стратегические цели компании сформулированы на основе анализа возможностей, роли и потенциала компании, внешних факторов, возможностей и угроз для реализации ее миссии, а также наилучших отечественных и мировых достижений в сфере использования гидротехнических и иных возобновляемых энергоресурсов.

Стратегические цели компании: обеспечение системной надежности и безопасности для поддержания устойчивого функционирования ЕЭС,

безопасной эксплуатации оборудования и гидротехнических сооружений и предотвращения угроз для жизни населения; устойчивое развитие производства электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии и обеспечение экологической безопасности, которые должны способствовать росту стоимости компании, одновременно создавая инфраструктурную основу для экономического развития регионов; рост стоимости, подразумевающий неуклонное увеличение доходов, рост прибыльности, расширение и качественное обновление портфеля активов Компании, что должно обеспечить удовлетворение интересов акционеров, сделать компанию и предпринимаемые ею проекты инвестиционно привлекательными, а также позволит оценить эффективность использования ресурсов и качество работы менеджмента.

Достижение поставленных компанией стратегических целей, а следовательно, и реализация миссии, осуществляются формулированием и выполнением ряда стратегических задач, определяемых с учетом вызовов для компании.

Цель - обеспечение системной надежности и безопасности. Под улучшением обеспечения системной надежности и безопасности понимается повышение качества оказания компанией системных услуг по обеспечению надежности ЕЭС России, а также меры, гарантирующие надежность обслуживания потребителей, обеспечивающие безопасность эксплуатации гидротехнических сооружений, предотвращающие угрозы затопления территорий и обеспечивающие резервы для целей водоснабжения и возможности судоходства.

Основные задачи менеджмента Компании в рамках улучшения обеспечения надежности и безопасности:

- набор действий, направленных на формирование системы адекватных экономических отношений, обеспечивающих обоснованное вознаграждение за поддержание целевых (нормативных) уровней надежности и безопасности;

- модернизация и замена устаревшего и изношенного оборудования, отработавшего ресурс;
- упрочнение имеющихся и зарешение начатых строительством гидротехнических сооружений;
- достижение и поддержание современного уровня автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП), систем учета, контроля состояния объектов.

Цель - обеспечение устойчивого развития производства электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии и экологической безопасности. Потенциал гидроэнергетики России используется на 20 %, в то время как промышленно развитые страны используют его на 80—95 %. В РФ есть возможность для масштабного расширения парка гидроэлектростанций и увеличения выработки энергии при незначительном и контролируемом экологическом ущербе. Освоение гидропотенциала Дальнего Востока и Сибири, а также малых рек на Кавказе привлекательно с точки зрения размещения энергоемких потребителей электроэнергии вблизи гидроэлектростанций. Освоение гидропотенциала способствует росту деловой активности, развитию инфраструктуры и освоению незаселенных территорий и является существенным вкладом в развитие экономики России. Значительный гидропотенциал Дальнего Востока и Сибири создает благоприятные перспективы для российской энергетики с точки зрения освоения растущих рынков электроэнергии КНР, Кореи и Японии. Таким образом создаются инструменты для решения ряда геоэкономических и геополитических задач.

Основными задачами в рамках развития использования возобновляемых источников энергии менеджмент компании считает:

- окончание строительства начатых и строительство новых объектов на базе возобновляемых источников энергии, в том числе объектов гидрогенерации, и (или) реализацию проектов строительства энергообъектов на основе долгосрочных партнерских соглашений с

привлечением новых энергоемких потребителей на территории РФ, ведущую к освоению экспортных рынков (прежде всего Китая, Кореи и др.); формирование нормативной базы, стимулирующей развитие ГЭС, генерирующих объектов на основе ВИЭ, ГАЭС, в том числе с внедрением модели рынка, обеспечивающей полноценное участие компании в конкурентном рынке электроэнергии;

- подготовку к использованию механизмов Киотского протокола и других «инструментов» как дополнительных источников инвестиций;
- внедрение международных экологических стандартов (ISO 14001).

Цель - рост стоимости компании. Основными задачами, которые необходимо решить для обеспечения роста стоимости компании, менеджмент считает:

- расширение и качественное обновление портфеля энергетических активов компании;
- увеличение доходов за счет роста производства электроэнергии;
- снижение объемов субсидирования отдельных регионов и потребителей, а также рынка в целом;
- увеличение доли продаж на конкурентном рынке электроэнергии и мощности, обеспечение конкурентного ценообразования на рынке системных услуг через активное участие в процессе разработки модели рынка электроэнергии и продвижение решений, обеспечивающих экономические интересы компании;
- активное взаимодействие с органами исполнительной власти по вопросам рационализации тарифной политики;
- эффективную сбытовую деятельность на рынках электроэнергии, опирающуюся на уникальные конкурентные преимущества компании;
- повышение прибыльности за счет роста операционной эффективности, в частности, повышения эффективности технологических и бизнес-процессов, совершенствования систем управленческого учета и отчетности, модернизации оборудования и снижения издержек, в том

числе путем сокращения сроков и стоимости строительства и внедрения адекватной системы мотивации менеджмента и персонала;

- управление структурой активов, портфелем бизнесов, в том числе строительством объектов генерации на базе возобновляемых источников энергии и интеграции в бизнесы, позволяющее увеличить доходы компании;
- повышение качества корпоративного управления.

Стратегия распределительного сетевого предприятия

Миссия межрегиональной распределительной сетевой компании интеграция распределительного сетевого комплекса на территории, охваченной МРСК, обеспечение эффективного управления РСК на базе единых концептуальных подходов к ведению бизнеса, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения РСК потребителей.

Цели предприятия:

- обеспечение недискриминационного доступа к электрическим сетям для всех участников процесса энергоснабжения на территории;
- низкий уровень неблагоприятного воздействия распределительных сетей на окружающую среду;
- преодоление тенденции старения основных фондов электрических сетей и сетевого оборудования;
- развитие централизованного технологического управления электрическими сетями;
- создание сетевой и технологической инфраструктуры, соответствующей функционированию конкурентного рынка электроэнергии;
- доведение технического уровня распределительных сетей до мировых стандартов.

Для достижения намеченных целей необходимо решение следующих стратегических задач:

- формирование единой системы управления распределительным электросетевым комплексом;

- обеспечение надежного технологического функционирования и развития;
- обеспечение технического перевооружения, реконструкции и модернизации распределительных сетей, управление капитальным строительством;
- управление научно-техническим обеспечением развития и эффективного функционирования;
- снижение потерь при передаче электроэнергии по распределительным сетям;
- формирование системы реализации сетевых услуг, в том числе организация присоединений клиентов к сетям; сбора, учета, хранения и распространения информации о переданной по сетям электроэнергии; автоматизированной системы расчетов (биллинга) за сетевые услуги.

Важный инструмент выполнения задач — система разработки, установления и достижения КПЭ.

Работа по выполнению КПЭ включает в себя:

- максимизацию прибыли как в интересах акционеров, так и для обеспечения инвестиционной деятельности компании;
- управление издержками как инструмент оптимизации расходов;
- совершенствование системы финансового управления;
- совершенствование системы мотивации, направленной на достижение стратегических целей.

Пример стратегии тепловой ОГК

Миссия

В области производства и сбыта производимой продукции ОГК — лидер на международных рынках и рынках РФ; является избранной акционерами, контрагентами компанией с высокой степенью капитализации, достигаемой за счет объединения и высокой эффективности использования имеющихся ресурсов. Компания обеспечивает работникам достойные

социальные гарантии и условия для непрерывного профессионального совершенствования.

Цель

Главная цель компании — стать лидером в России по производству и сбыту энергии на рынках РФ и за рубежом и тем самым реализовать ожидания сотрудников относительно социальных гарантий, акционеров в получении сравнительно высоких дивидендов, внести вклад в экономику государства и обеспечение энергетической безопасности.

Объекты приложения воздействий для достижения главных целей компании:

персонал ОГК

- повышение образовательного уровня;
- гарантирование социального пакета;
- обеспечение возможности самореализации каждого;
- оценка управленческого персонала в рамках оптимизации численности и структуры исходя из выполнения ими корпоративных требований;

акционеры ОГК

- обеспечение участия в управлении посредством корпоративных процедур;
- гарантирование выплаты дивидендов;

оборудование

- обеспечение соответствия оборудования потребностям рынка на основе единой технической политики;

потребители

- оптимизация ресурсов для заключения договоров с наиболее выгодной ценой;
- включение поставщиков в сферу бизнес-интересов ОГК (партнерство);

поставщики

- минимизация рисков неоплаченного отпуска товара;
- захват рынков путем использования гибкой ценовой политики.

Для координации деятельности, планирования и контроля работ по достижению целевых значений КПЭ в ОГК создан комитет по контролю и управлению КПЭ, в состав которого вошли руководители дирекций и департаментов по направлениям деятельности, а также представители электростанций, ответственные за выполнение установленных целевых значений КПЭ.

Целью работы комитета является ежемесячное систематическое проведение анализа результатов работы компании по достижению целевых значений КПЭ, а при необходимости проработка и принятие дополнительных мер, направленных на достижение установленных показателей.

Инструментом достижения утвержденных целевых значений ключевых показателей эффективности служит операционный бизнес-план, в котором компания должна смоделировать свою деятельность на период, направленную на достижение КПЭ, с учетом фактических результатов финансово-хозяйственной деятельности за предыдущий период.

В ОГК составлен и реализуется план мероприятий по IR, включающий в себя как организационные процедуры по выводу акций ОГК на биржевые площадки, так и информационные мероприятия по обеспечению раскрытия информации потенциальным инвесторам через проведение роуд-шоу, официальное размещение информации о результатах проведения корпоративных процедур, работу со СМИ и инвестиционными консультантами. Стратегия ОГК в этом направлении — информационная открытость, которая позволит потенциальным инвесторам составить положительное представление о компании.

Таким образом, стратегии различных предприятий различаются, однако приведенные примеры наглядно демонстрируют, что стратегия

должна увязать цели компании и ее возможности, на основании чего становится возможным сформировать операционный бизнес-план и путем его реализации добиться выполнения целей, а значит – миссии.

10.2. Бизнес-план и планирование

10.2.1 Общие принципы бизнес-планирования. Система планов

Эффективность компании во многом зависит от того, насколько оптимально сочетаются в организации ее управления директивные методы руководства со свободой операционной деятельности исполнителей. Для эффективного управления сложными объектами должна быть создана единая система целеполагания, планирования и отчетности, обеспечивающая распространение целевых заданий и единых инструментов их достижения до компаний всех уровней. Эта система представляет собой построенный по единым принципам комплекс стандартов установления и декомпозиции целей и бизнес-планирования, адаптированных к условиям функционирования компаний разного профиля деятельности. Исполнительный аппарат (или материнская компания в случае холдинговой структуры) утверждает типовые стандарты и регламенты, организует на их основе разработку и принятие адекватных нормативных документов в подчиненных филиалах либо компаниях. Эти документы должны обеспечивать трансляцию идеологии, методологии, целеполагания корпоративного центра в нижестоящие подразделения с соблюдением установленных законом корпоративных правил и процедур; учитывать специфику деятельности профильных компаний и предоставлять достаточную свободу исполнителям для выбора оптимальных способов выполнения поставленных задач. Таким образом формируется иерархический комплекс непротиворечивых правил функционирования отдельных звеньев корпорации, т.е. некий унифицированный метаязык, обеспечивающий единое понимание принципов постановки целей корпорации и способов их достижения на всех уровнях управления.

Планирование — отправная точка всякого управления. В любой действующей организации, особенно коммерческой, составляется большое число разнообразных планов, которые можно классифицировать по нескольким признакам.

Во-первых, выделяют долгосрочные (как правило, это планы, носящие стратегический характер и инвестиционные планы), среднесрочные (тактические, имеющие, как правило, годовой горизонт планирования) и оперативные, или операционные, планы (которые могут иметь горизонтом планирования день и даже час — например, план банковских платежей или план загрузки станций).

Во-вторых, можно выделить планы в различных функциональных областях: маркетинге, сбыте, производстве, управлении персоналом, закупках, затратах, финансах, инвестициях и т.д.

В-третьих, можно выделить количественные планы («бюджеты», причем они могут быть не только финансовые, но и натуральные) и планы действий (action plans). Количественные планы определяют объем имеющихся производственных, натуральных и финансовых ресурсов и их распределение по направлениям (например, общий объем поставки топлива ТГК, его распределение по станциям ТГК и использование на производство тепловой и электрической энергии). Планы действий формализуют набор действий, направленных на достижение конкретных целей (например, в практике энергокомпаний холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» используются план по достижению КПЭ, план по управлению издержками, план нормализации долговой позиции и др.).

Любой бюджет — количественное выражение плана (планов) действий (управленческих решений), даже если последние не были формализованы в виде отдельных документов (что в отношении большинства стандартных решений в условиях стабильного функционирования вполне нормально). Например, раздел затрат на оплату труда в бюджете расходов — это следствие принимаемых решений об организационной структуре и штатной

численности, величин окладов и системы премирования. В случае, если по отношению к предыдущему году оргструктура и система премирования не изменяются, размер фонда оплаты труда, включенного в бюджет расходов, будет следствием решения об индексации (неиндексации) окладов с учетом инфляции.

Задача бизнес-плана — соединить воедино все планы действий, описанные в виде количественных бюджетов (как натуральных, так и следующих из них финансово-экономических), что должно обеспечить непротиворечивость планов действий по достижению целей фирмы в различных областях и сбалансированность имеющихся ресурсов с необходимыми результатами. Как правило, бизнес-план деятельности фирмы составляют на год.

Бизнес-план энергокомпании — это планово-отчетный документ, описывающий все значимые аспекты ее деятельности на планируемый период и обеспечивающий выполнение установленных для компании КПЭ.

Бизнес-план должен:

- быть рабочим инструментом менеджмента ДЗО (ВЗО) (см. 9.1.3) в целях выполнения поставленных задач;
- удовлетворять интересам акционеров и инвесторов в планировании и анализе деятельности энергокомпании;
- отражать специфику деятельности разнопрофильных компаний холдинга, сохраняя единство стандартных форм в целях формирования интегральных показателей;
- обеспечивать полноту охвата деятельности энергокомпании при компактности и обзорности своего формата, т.е. отражать существенные факторы деятельности компании без излишней детализации;
- показывать уровень доходности и затрат компании, выявлять финансовый результат по каждому виду продукции (услуг) основной деятельности, прочей продукции (услугам) основной и непрофильной деятельности;

- выявлять структуру затрат по каждому виду продукции (услуг) основной и непрофильной деятельности, давать детализацию наиболее значимых составляющих затрат (топливо, покупная энергия, ремонты, оплата труда);

- давать законченное представление о свершившихся фактах хозяйственной деятельности ДЗО (ВЗО) с возможностью анализа, повлиявших на них причин;

- обеспечивать методическую правильность, полноту и взаимоувязанность натуральных и стоимостных показателей и соответствие их действующим формам статистической, бухгалтерской и внутрифирменной отчетности;

- обеспечивать преемственность процессов прогнозирования и бизнес-планирования и методическую взаимоувязку со среднесрочными планами ДЗО.

Бизнес-план энергокомпании включает в себя основные сведения, необходимые для планирования деятельности ДЗО (ВЗО), анализа промежуточных и окончательных результатов его исполнения и принятия обоснованных решений менеджерами материнской и дочерних компаний, акционерами и инвесторами.

Полная финансово-экономическая модель предприятия может быть описана набором из четырех бюджетов: бюджета доходов и расходов; бюджета движения денежных средств; бюджета по балансовому листу (прогнозного бухгалтерского баланса); бюджета запасов. Как правило, большинство малых и многие средние фирмы ограничиваются составлением трех первых бюджетов, обеспечивающих картину, близкую к реальной. Учитывая специфику в электроэнергетики, в группе ОАО РАО «ЕЭС России» принят формат и процедуры бизнес-планирования, описанные далее.

10.2.2. Организация бизнес-планирования в ОАО РАО «ЕЭС России»

Бизнес-планирование было организовано во всех дочерних энергокомпаниях и организациях ОАО РАО «ЕЭС России» (дочерних и зависимых обществах — ДЗО) и их дочерних обществах (т.е. «внучатых» для ОАО РАО «ЕЭС России» — ВЗО) в соответствии с утвержденными советами директоров ДЗО (ВЗО) внутренними стандартами бизнес-планирования. Эти стандарты разрабатывались менеджментом ДЗО (ВЗО) на основе типового стандарта бизнес-планирования ДЗО, утвержденного правлением ОАО РАО «ЕЭС России», и обеспечивали оптимальное соотношение единых корпоративных принципов управления со спецификой и операционной самостоятельностью дочерних компаний. Менеджмент ОАО РАО «ЕЭС России» с соблюдением необходимых корпоративных процедур организовал разработку и утверждение на советах директоров подведомственных ДЗО внутренних регламентирующих документов ДЗО по организации бизнес-планирования, включая организацию бизнес-планирования в ВЗО. В рамках данных стандартов и действующего законодательства руководители ДЗО (ВЗО) самостоятельны в организации бизнес-планирования и исполнения бизнес-планов руководимых ими ДЗО (ВЗО) и несут ответственность за разработку, согласование и утверждение бизнес-планов, их выполнение, а также за полноту, достоверность и своевременность представления бизнес-планов и отчетов об их исполнении на рассмотрение акционерам. Такого рода ответственность предусмотрена также положениями контракта и внесенными в уставы ДЗО (ВЗО) положениями об обязательности утверждения бизнес-планов советами директоров ДЗО (ВЗО).

Бизнес-план является инструментом достижения поставленных собственниками целей, выраженных в заданных менеджменту компании значениях КПЭ, поэтому бизнес-планирование тесным образом связано с процедурами установления и корректировки КПЭ (см. 10.1). В установленные стандартом бизнес-планирования сроки после утверждения КПЭ для подведомственных компаний на очередной плановый период менеджмент ОАО РАО «ЕЭС России» в рамках своей компетенции с

соблюдением необходимых корпоративных процедур и внутренних стандартов ДЗО (ВЗО) организовало бизнес-планирование в подведомственных ДЗО и через них в подведомственных ВЗО и управляемых обществах. Главная цель организации данного процесса — разработка бизнес-планов ДЗО (ВЗО), обеспечивающих достижение установленных КПЭ при соблюдении действующих организационно-распорядительных документов. Это обеспечивается положениями внутренних стандартов ДЗО (ВЗО), предусматривающих согласование их бизнес-планов с акционерами компаний.

Сроки и порядок согласования определялись регламентами бизнес-планирования ОАО РАО «ЕЭС России» и взаимосвязанными с ними регламентами бизнес-планирования ДЗО (ВЗО). В ходе согласования в подразделениях ОАО РАО «ЕЭС России» менеджмент материнской компании проверял, отвечают ли бизнес-планы ДЗО (ВЗО) установленным для них целям в виде КПЭ на планируемый период. Кроме того, бизнес-планы проходили техническую и логическую проверку на достоверность и обоснованность, а также на соответствие стандарту бизнес-планирования. Согласованные в установленном стандартом порядке бизнес-планы вступали в силу после утверждения советами директоров подведомственных ДЗО (ВЗО).

Корректировка бизнес-планов ДЗО (ВЗО) проводится в предусмотренных случаях корректировки ключевых показателей эффективности. Корректировка бизнес-планов необходима также в случаях развития событий, не предусмотренных сценариями, положенными в основу бизнес-планов при их разработке и утверждении. В этих целях стандартом бизнес-планирования предусматривается однократная разовая корректировка бизнес-плана по результатам рассмотрения отчетов об исполнении бизнес-планов подведомственных ДЗО (ВЗО) за первый квартал текущего года.

По решению акционеров корректировка бизнес-планов ДЗО (ВЗО) возможна в случае возникновения факторов системного характера, таких как

изменение правил функционирования энергокомпаний, принятых регулируемыми или иными государственными органами, чрезвычайных ситуаций или иных внешних факторов, существенно влияющих на деятельность энергокомпаний.

Инициатором корректировки бизнес-плана могут быть акционеры ДЗО (ВЗО) в лице Совета директоров или менеджмент ДЗО (ВЗО) по согласованию с акционерами.

Периодом планирования для бизнес-плана установлен год с поквартальной разбивкой. Отчеты об исполнении бизнес-планов (за первый квартал; за второй квартал и 6 месяцев; за третий квартал и 9 месяцев) и годовой отчет (включая отчет за четвертый квартал) подлежат рассмотрению советом директоров ДЗО (ВЗО).

Формат бизнес-плана — это фиксированный набор таблиц (показателей) и правил по их заполнению (включая требования к пояснительной записке). Формат бизнес-плана должен удовлетворять как требованиям единой формы планирования и отчета, так и потребностям отражения специфической деятельности разнопрофильных ДЗО (ВЗО). В этих целях он построен на концепции финансового «ядра» (рис. 10.2.1) — минимально необходимого единого универсального набора таблиц и показателей, применяемого ко всем ДЗО (ВЗО) независимо от вида деятельности (три основных бюджета — доходов и расходов, движения денежных средств и баланса, разбитые на несколько таблиц). Для каждого типа компаний разработан дополнительный ограниченный набор форм, отражающих специфику их деятельности. Это позволяет представить акционерам компактный документ, описывающий все необходимые для анализа стороны деятельности энергокомпании без излишней детализации, необходимой уже на нижнем уровне.

Для компаний ОАО РАО «ЕЭС России», родственных по видам бизнеса, оказалось возможным построить единое «производственное ядро», обеспечивающее условия для свода и анализа интегральных показателей, описывающих основную производственную деятельность. Специфические

особенности деятельности отражены в наборе таблиц и показателей бизнес-планов ОАО ФСК ЕЭС, ОАО СО—ЦДУ ЕЭС, ЗАО Интер РАО ЕЭС, НП КОНЦ, энергосбытовых компаний, ДЗО-институтов.



Рис. 10.2.1. Концепция стандарта бизнес-планирования

Таким образом реализована концепция компактного универсального формата, отражающего основные параметры деятельности компании, достаточные для планирования и анализа выполнения КПЭ. В то же время стандарт бизнес-планирования предусматривает возможность в ходе согласования бизнес-планов запрашивать в устной или письменной форме в ДЗО (ВЗО) необходимые дополнительные обоснования и пояснения к бизнес-плану.

Благодаря универсальности формата появляются условия для разработки единых методов и инструментов анализа формируемых бизнес-планов и отчетов об их исполнении, анализа выполнения КПЭ, контроля и проверки представляемой отчетности. Предусматривается применение

методик факторного анализа результатов исполнения бизнес-плана с выявлением отклонений по объемным и стоимостным факторам, влияния причин внешнего и внутреннего характера. Выявление проблемных зон в ходе исполнения бизнес-плана позволяет предупреждать развитие негативных тенденций, принимать необходимые управленческие решения и анализировать их эффективность.

Стандарт бизнес-планирования ОАО РАО «ЕЭС России» устанавливал следующие форматы бизнес-планов по видам бизнеса:

- формат бизнес-плана АО-энерго;
- формат бизнес-плана генерирующей энергокомпании — применяется для ДЗО (ВЗО, филиалов), ведущих профильную операционную деятельность (АО-электростанций, РГК, ОГК, ТГК);
- формат бизнес-плана электросетевой компании — применяемый для ДЗО (ВЗО, филиалов), ведущих профильную операционную деятельность (РСК, МСК, МРСК);
- формат бизнес-плана энергосбытовой компании;
- формат бизнес-плана компании-арендодателя (применяемый для РГК, МСК и других компаний, сдающих свои производственные активы в аренду);
- формат бизнес-плана управляющей компании (для ОГК, ТГК, МРСК и других компаний, ведущих деятельность по управлению);
- формат бизнес-плана ОАО ФСК ЕЭС;
- формат бизнес-плана ОАО СО—ЦДУ ЕЭС;
- формат бизнес-плана ЗАО Интер РАО ЕЭС;
- формат бизнес-плана ДЗО-институтов и НТЦ;
- формат бизнес-плана ДЗО — строительно-монтажных организаций (подрядчиков), ДЗО — заказчиков строительства и прочих организаций;
- формат бизнес-плана некоммерческого партнерства «Корпоративный образовательный и научный центр ЕЭС».

В филиалах ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» бизнес-планирование организуется в порядке, определяемом внутренними документами ДЗО.

Изменения (дополнения) в стандарт бизнес-планирования могут вноситься 1 раз в год до начала планируемого года. Регламент и форматы бизнес-планов, вступающий в силу со следующего после утверждения года.

10.2.3. Структура бизнес-плана

Структура бизнес-плана и функции основных разделов представлены на рис. 10.2.2.



Рис. 10.2.2 Структура бизнес-плана

Раздел «Общие сведения об акционерном обществе» бизнес-плана содержит сведения о составе участников уставного капитала компании и принадлежащей им доле акций. Здесь же приводится выписка из Устава о видах деятельности компании, по которым в планируемом периоде ожидается получение дохода и (или) будут понесены затраты, включая структуру непрофильных видов деятельности.

Раздел «Ключевые и оценочные показатели компании» (рис. 10.2.3) содержит индикаторы состояния и эффективности деятельности компании, в

том числе утвержденные КПЭ на планируемый период. Показатели данного раздела формируются (рассчитываются) по прямой ссылке из других разделов бизнес-плана, а их соответствие установленным значениям подтверждает, что бизнес-план обеспечивает выполнение поставленных целей.



Рис. 10.2.3. Ключевые и оценочные показатели деятельности энергокомпаний

Таким образом, основные параметры бизнес-плана отражаются на своеобразной «приборной доске», которая в интегрированном виде показывает важнейшие планируемые и отчетные показатели деятельности компании.

В развернутом виде контрольные и оценочные показатели бизнес-плана представлены в сводной табл. 10.2.1.

Таблица 10.2.1

Контрольные и оценочные показатели бизнес-плана на примере РАО ЕЭС

Показатели	Определение
Ключевые показатели эффективности (КПЭ)	
<i>Годовые КПЭ</i>	
Рентабельность собственного капитала, %	Определяется как отношение чистой прибыли к собственному капиталу на конец периода Квартальные показатели носят оценочный характер и вычисляются нарастающим итогом с начала года

Критерий надежности	Задается решением Правления ОАО РАО «ЕЭС России» в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей», утвержденной председателем правления ОАО РАО «ЕЭС России» 29 декабря 2000
Лимит эксплуатационных расходов, тыс. руб.	Формируется из полного объема затрат компании за вычетом неснижаемых расходов

Продолжение табл. 10.2.1

Показатели	Определение
Иные специфические КПЭ в зависимости от профиля энергокомпании	Устанавливаются для профильных компаний в соответствии с решением правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 8 ноября 2005 г. (приложение 1 к названной выше Инструкции)
Квартальные КПЭ	
Коэффициент срочной ликвидности	(Прочие оборотные активы плюс денежные средства плюс краткосрочные финансовые вложения плюс дебиторская задолженность менее 12 месяцев) / (краткосрочные пассивы минус доходы будущих периодов минус резервы предстоящих расходов)
Критерий надежности	Задается решением правления ОАО РАО «ЕЭС России» в соответствии с указанной выше Инструкцией
Иные специфические КПЭ в зависимости от профиля энергокомпании	Устанавливаются для профильных компаний в соответствии с решением Правления ОАО РАО «ЕЭС России»
Оценочные показатели	
Показатели эффективности работы капитала	
Прибыль на акцию, руб.	Определяется делением разности чистой прибыли (убытка) отчетного периода и дивидендов по привилегированным акциям, начисленным за отчетный период, на количество обыкновенных акций за вычетом акций, имеющих в собственности компании, на конец периода
Дивиденды, млн. руб.	Указывается планируемый уровень дивидендов (плановое задание) в соответствии с периодом их начисления (за 3, 6, 9 и 12 месяцев)
Дивиденды на пакет акций ОАО РАО «ЕЭС России», тыс. руб.	Указывается размер дивидендов на пакет акций ДЗО, принадлежащих ОАО РАО «ЕЭС России».
Размер дивидендов на одну привилегированную акцию, руб.	Указывается отношение размера дивидендов на привилегированные акции к количеству привилегированных акций, находящихся в обращении
Размер дивидендов на одну обыкновенную акцию, руб.	Указывается отношение размера дивидендов на обыкновенные акции к количеству обыкновенных акций, находящихся в обращении
Капитализация компании, млн. руб.	Заполняется только по факту и только для компаний, акции которых обращаются на фондовом рынке. Определяется как совокупная рыночная стоимость обыкновенных и привилегированных акций, которые обращаются на Российской фондовой бирже (РТС) по состоянию на начало каждого расчетного периода. При расчете показателя используется методика расчета индекса

	РТС Если акции общества не обращаются на фондовом рынке, показатель «Капитализация компании» заменяется на показатель «Чистые активы» (млн. руб)
Финансовые показатели	
Рентабельность продаж, %	ROS = (прибыль от продаж/выручка от реализации) 100 %

Продолжение табл. 10.2.1

Показатели	Определение
Доходность совокупных активов, %	ROTA = (прибыль до налогообложения / Валюта баланса на конец периода) 100 % Квартальные показатели носят оценочный характер и вычисляются нарастающим итогом
Коэффициент автономии (финансовой независимости)	Собственный капитал/валюта баланса на конец периода
Коэффициент текущей ликвидности	(Оборотные активы) / (краткосрочные пассивы минус доходы будущих периодов минус резервы предстоящих расходов)
Соотношение дебиторской и кредиторской задолженностей	Дебиторская задолженность на конец отчетного периода/кредиторская задолженность на конец отчетного периода
Технологические показатели	
Доля рынка, %	Отношение объема полезного отпуска электроэнергии к суммарному объему потребляемой на региональном рынке электроэнергии
Потери электроэнергии, %	Отношение потерь электроэнергии в сети к объему электроэнергии отпускаемой в сеть
В том числе: - нормативные технологические потери	Отношение нормативных технологических потерь электроэнергии в сети к отпуску электроэнергии в сеть
- сверхнормативные потери	Отношение сверхнормативных (коммерческих) потерь электроэнергии в сети к объему электроэнергии, отпускаемой в сеть
Потери тепловой энергии, %	Отношение потерь тепловой энергии в сети к объему тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть
Топливная составляющая 1 кВт·ч электроэнергии, коп/(кВт·ч)	Отношение стоимости топлива, затрачиваемого на выработку электроэнергии к объему электроэнергии, отпускаемой с шин электростанции
Топливная составляющая 1 Гкал тепловой энергии, руб/Гкал	Отношение стоимости топлива, затрачиваемого на выработку тепловой энергии к объему тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов
Коэффициент использования установленной мощности, %	Выработка электроэнергии за период / (средняя за период установленная мощность · число часов в периоде)
Показатели состояния оборудования и возобновления основных фондов	
Удельные затраты на	Сумма средств, направляемых на ремонт / установленная

ремонт, тыс. руб./ед. установленной мощности	мощность
Доля затрат на ремонт оборудования в себестоимости продукции (услуг), %	Сумма средств, направляемых на ремонт / суммарные затраты в периоде
Коэффициент износа основных фондов, %	Сумма накопленной амортизации / первоначальная стоимость основных фондов

Окончание табл. 10.2.1

Коэффициент возобновления основных фондов, %	Сумма средств, направляемых на ТПиР и инвестиции / стоимость основных фондов на начало периода
Удельный вес оборудования, выработавшего парковый ресурс, %	Суммарная мощность оборудования, выработавшего парковый ресурс / суммарная установленная мощность

Экономические показатели

Эксплуатационные расходы на единицу приведенного полезного отпуска, коп./кВт⋅ч	Отношение эксплуатационных расходов к приведенному полезному объему отпускаемой энергии
Условно-постоянные затраты на эксплуатацию установленной электрической мощности, тыс. руб. в месяц/МВт	(Затраты на электроэнергию минус затраты на топливо и покупную электроэнергию) / средняя установленная электрическая мощность
Условно-постоянные затраты на эксплуатацию установленной тепловой мощности, тыс. руб. в месяц/ (Гкал / ч)	(Затраты на тепловую энергию минус затраты на топливо и покупную тепловую энергию) / установленная тепловая мощность
Затраты на 1 руб. выручки, руб./руб.	Отношение сводных затрат к суммарной выручке от реализации
Среднесписочная численность промышленно-производственного персонала (ППП), чел.	Среднесписочная численность компании ППП (штатных сотрудников, а также работников, привлеченных на планируемый период на постоянной основе)
Приведенный полезный отпуск на одного работника среднесписочной численности ППП, тыс. кВт⋅ч/чел. мес	Отношение стр.18 ф. 5 к среднесписочной численности ППП и количеству месяцев в периоде
Фонд заработной платы (ФЗП)/среднесписочная численность ППП, руб./ (чел. · мес)	Отношение ФЗП (без выплат социального характера) к среднесписочной численности ППП и количеству месяцев в периоде
Выручка от реализации товаров, работ, услуг на одного работника	Отношение выручки к среднесписочной численности ППП и количеству месяцев в периоде

среднесписочной численности ППП, тыс.руб./чел. месс	
Объем прибыли от продаж на 1 работника среднесписочной численности ППП, тыс. руб/чел. мес	Отношение суммы прибыли от продаж к среднесписочной численности персонала и количеству месяцев в периоде

Раздел «Программа реализации (объемы реализации, тарифы, выручка)» бизнес-плана показывает планируемые источники выручки энергокомпании от всех видов ее деятельности. Выручка от реализации электрической и тепловой энергии формируется на основе планируемых физических объемов полезного отпуска электрической и тепловой энергии на оптовый и (или) розничный рынок энергии и установленных тарифов (планируемых цен свободного сектора), а выручка от оказания сетевых услуг — по договорам на передачу энергии и тарифам на передачу. По прочей основной и непрофильной продукции представляется только выручка. Данный раздел разрабатывается на основе маркетинговых исследований и заключенных энергокомпанией договоров на поставку энергии потребителям и оказания сетевых и иных услуг.

Раздел «Сводный баланс электрической мощности» является обосновывающим при разработке производственной программы и содержит сведения о характеристиках мощности генерирующего оборудования энергокомпании: установленной мощности, ограничениях мощности (технических, временных, сезонных и системных), располагаемой мощности, мощности, находящейся в ремонтах, на техническом перевооружении и реконструкции, законсервированной и неиспользуемой мощности, рабочей мощности. Здесь же приводятся данные о ценах, стоимости и объемах приобретаемой энергокомпанией мощности и суммарной располагаемой мощности, включая резерв (6 %). Если энергокомпания получает плату за поставку мощности, приводятся установленные регулируемыми органами тарифы на мощность и данные о выручке, получаемой от продажи мощности

на рынок и ЭСК. Справочно приводится средний максимум нагрузки для собственных потребителей за отчетный час, устанавливаемый ФСТ РФ.

Раздел «Производственная программа», по существу, представляет собой баланс электрической и (или) тепловой энергии энергокомпании. Расчет позиций баланса ведется от полезного отпуска, запланированного в разделе «Программа реализации». На основе плановых (нормативных) уровней потерь энергии в сетях и расхода энергии на производственные и хозяйственные нужды планируется необходимый объем отпуска энергии в сеть. Покрытие этого объема обеспечивается за счет покупной электроэнергии и (или) отпускаемой с шин собственного генерирующего источника (за вычетом потерь в пристанционной сети и расхода на собственные нужды электростанций).

Раздел «Смета затрат» содержит полные данные о затратах энергокомпании на выполнение запланированной производственной программы: затраты на топливо, энергию, сырье и материалы, ремонты, услуги сторонних организаций, оплату труда, налоги и другие обязательные платежи. Сводные затраты энергокомпании формируются путем суммирования затрат по видам продукции — «электроэнергия», «тепловая энергия», «сетевые услуги», «прочая продукция (услуги) основной деятельности», «непрофильная продукция (услуги)». Затраты на ремонты входят в состав различных составляющих сметы, поэтому форматом бизнес-плана предусмотрен отдельный подраздел «Затраты на ремонт, всего», в котором расшифрованы затраты на ремонты, включаемые в себестоимость продукции по соответствующим видам деятельности.

Другие расходы, относимые к прочим, прочие работы и услуги в составе себестоимости, а также арендная плата по арендодателям приводятся в постатейной расшифровке в дополнительных таблицах, прилагаемых к данному разделу.

Раздел «План ремонтов» представляет собой сведения о стоимости и объемах ремонтов, проводимых энергокомпанией в плановом периоде.

Сведения представляются по капитальным (включая средние) и текущим ремонтам с выделением хозяйственного и подрядного способа организации работ. Отражаются объемы работ в натуральном и денежном выражении в соответствующем периоде, включая ремонты, произведенные за счет созданных ранее резервов.

Раздел «Инвестиционная программа» описывает инвестиции ДЗО в планируемом году. В данном разделе бизнес-плана должны быть представлены сводные показатели по источникам финансирования, размеру инвестиций в основной капитал и объемам ввода основных фондов в планируемом периоде, а также детализированная по объектам инвестиционная программа энергокомпании.

В таблице «Источники финансирования» приводится план финансирования капитальных вложений с разбивкой по источникам финансирования. Таблица «Инвестиции в основной капитал» содержит информацию о направлениях инвестирования по видам (новое строительство, техническое перевооружение и расширение действующих мощностей, проектно-изыскательские работы). Таблица «Ввод основных фондов» содержит информацию о вводе в эксплуатацию объектов инвестиций по видам. Сюда включаются вводимые объекты из инвестиционной программы как текущего года, так и предыдущих периодов. Подраздел «Инвестиционная программа» детализирует информацию о капитальных вложениях, приведенную в сводных подразделах, пообъектно. Объекты инвестиций и объемы планируемого освоения капитальных вложений по ним включаются в инвестиционную программу в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой энергокомпании.

Раздел «Расход и стоимость топлива» содержит сведения о расходе топлива в условных единицах и стоимостном выражении (без НДС), а также об удельном расходе топлива на отпуск электрической и тепловой энергии и

средневзвешенной цене условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии.

Балансы топлива в натуральном выражении приводятся по каждому виду топлива (газ, мазут, уголь, прочие). В них содержатся: средневзвешенная цена закупленного натурального топлива (в том числе стоимость транспортировки), средневзвешенная цена израсходованного топлива (включая стоимость транспортировки), коэффициент для перерасчета натурального топлива в условное, расход условного топлива и его средневзвешенная цена.

Раздел «Оплата труда» предназначен для отражения показателей численности и оплаты труда промышленно-производственного персонала организации в целях бизнес-планирования. Расчет среднесписочной численности персонала, а также определение состава фонда заработной платы и выплат социального характера производится в соответствии с порядком заполнения и представления унифицированной формы федерального государственного статистического наблюдения № П-4 «Сведения о численности, заработной плате и движении работников», утвержденным постановлением Федеральной службы государственной статистики № 50 от 3 ноября 2004 г.

В разделе представлена численность и оплата труда с разбивкой по категориям руководителей, специалистов и других служащих, рабочих. Отнесение работников к соответствующим категориям осуществляется в соответствии с квалификационным справочником должностей руководителей, специалистов и других служащих организаций электроэнергетики, а также тарифно-квалификационным справочником работ и профессий рабочих электроэнергетики.

Раздел «Прочие операционные и внеоперационные доходы и расходы» детализирует показатели прочих доходов и расходов, включаемых в прочие операционные и внеоперационные доходы и расходы, приводимые в разделе «План прибылей и убытков». В подразделах «Прочие

операционные доходы», «Прочие операционные расходы» указываются плановые данные по операциям, связанным с движением имущества компании (основных средств, запасов, ценных бумаг), по результатам переоценки имущества, а также по отдельным налоговым платежам (в основном по налогу на имущество). Прочие внереализационные доходы и другие расходы приводятся по состоянию в дополнительных таблицах, прилагаемых к данному разделу (если в сумме составляют более 5 % сводного показателя).

Раздел «План прибылей и убытков» (бюджет доходов и расходов) сводит показатели выручки, себестоимости и прибыли от реализации электроэнергии, тепловой энергии, сетевых услуг, прочей продукции (услуг) основной деятельности и непрофильной деятельности. Перечень основных показателей соответствует форме 2 «Отчет о прибылях и убытках» российского стандарта бухгалтерской отчетности. Значения показателей определяются с учетом требований, установленных правилами бухгалтерского учета и учетной политикой компании.

Этот раздел содержит расчет чистой прибыли компании. Чистая прибыль планируется к распределению на отчисления в резервный фонд (резервный капитал), дивиденды, инвестиции текущего и следующих годов.

Раздел «Прогнозный баланс» включает в себя значения основных показателей, формирующих активы и пассивы компании. Состав разделов и показателей соответствует форме 1 «Бухгалтерский баланс» на конкретную дату окончания планового (отчетного) периода с учетом требований российского стандарта бухгалтерского учета и отчетности и Учетной политики энергокомпании. Проект прогнозного баланса строится на основе данных разделов «Инвестиционная программа», «План прибылей и убытков» и «Прогноз движения денежных средств», с применением дополнительной управленческой информации конкретного ДЗО.

Раздел «Прогноз движения денежных средств» отражает планируемое движение потоков денежных средств компании. Для разработки

Прогноза движения денежных средств используется следующая информация: данные разделов «Программа реализации», «Смета затрат», «Инвестиционная программа», «Операционные и внеоперационные доходы и расходы», «План прибылей и убытков».

Детализация движения денежных средств производится по следующим видам деятельности.

Операционная деятельность — деятельность компании (организации), предусмотренная ее уставом. В расчет денежного потока по операционной деятельности включаются поступления и оттоки денежных средств по основной, приносящей доходы, деятельности, а также по прочей деятельности, не относящейся к инвестиционной или финансовой. Состав поступлений и платежей по операционной деятельности в целом соответствует статьям доходов и расходов, включаемых в бюджет.

Инвестиционная деятельность — это приобретение и продажа долгосрочных активов, а также вложения в такие активы, которые не являются денежными и приравненными к ним средствами. В расчет денежного потока по инвестиционной деятельности включаются поступления и оттоки денежных средств, связанные с приобретением и выбытием внеоборотных активов и долгосрочных финансовых вложений. Отток денежных средств по инвестиционной деятельности включает в себя платежи, связанные с инвестиционными расходами, которые отражаются в разделе «Инвестиционная программа».

Финансовая деятельность — это деятельность, в результате которой происходят изменения в размере и структуре собственного капитала компании и ее заемных средств. В расчет денежного потока по финансовой деятельности включаются поступления и оттоки денежных средств, приводящие к изменениям размера собственного капитала (например, эмиссия акций или выкуп собственных акций у акционеров), долгосрочного и краткосрочного заемного капитала, краткосрочных финансовых вложений.

Раздел «План мероприятий по достижению КПЭ» составляется в ходе работы над бизнес-планом для обеспечения установленных для компании заданий по КПЭ и фиксирует найденные менеджментом компании способы их достижения в виде конкретных мероприятий, а также ожидаемого от них эффекта. В колонках таблицы должен быть представлен в стоимостном выражении (тыс. руб.) планируемый (при отчете — фактический) эффект от мероприятий. Общий размер издержек, включая затраты на реализацию мероприятий, должен быть не выше установленного для компании лимита эксплуатационных расходов.

Раздел «Лимит эксплуатационных расходов» представляет собой расчет КПЭ «Лимит эксплуатационных расходов». Эксплуатационные расходы — это полные затраты на производство и реализацию всех видов профильной и непрофильной продукции (включая коммерческие и управленческие расходы) за вычетом амортизации, платы за услуги ЕЭС (ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО ФСК ЕЭС, ОАО СО—ЦЦУ ЕЭС, операторов рынка), единого социального налога, водного налога, других налогов и обязательных платежей, относимых на себестоимость, страховых платежей, расходов на негосударственное пенсионное обеспечение, расходов на НИОКР.

В целях унификации и единообразия отражения информации структура и содержание разделов бизнес-плана по возможности соответствует действующим формам государственного статистического наблюдения. Термины и понятия, применяемые в бизнес-плане, трактуются, если не оговорено иное, в соответствии с методическими указаниями, положениями, инструкциями и другими регламентирующими документами, действующими на предприятиях электроэнергетики. При этом должно соблюдаться единство методологии учетной политики и бизнес-планирования и должна обеспечиваться увязка учетных показателей с требованиями стандарта бизнес-планирования. Для этого в энергокомпаниях необходимо организовывать аналитические исследования и систему бухгалтерских

записей таким образом, чтобы обеспечить формирование данных в необходимых разрезах.

Энергокомпании в рамках положений стандарта бизнес-планирования и других действующих корпоративных стандартов самостоятельны в организации бизнес-планирования, в том числе своих подразделений, и имеют право разрабатывать и использовать любые дополнительные таблицы, формы, информационные системы и иные необходимые инструменты организации бизнес-планирования, не противоречащие стандарту бизнес-планирования. Кроме того, содержащиеся в бизнес-плане (отчете) данные не должны противоречить сведениям, предоставляемым компанией в других плановых и отчетных документах, формах статистической, бухгалтерской и внутрифирменной отчетности.

10.2.4. Особенности бизнес-планирования в электроэнергетических компаниях разного профиля деятельности

Форматы бизнес-планов разнопрофильных энергокомпаний построены на концепции единого финансового «ядра» в сочетании с ограниченным набором форм, отражающих специфику деятельности компаний. Для организации бизнес-планирования в АО-энерго и генерирующих компаниях применяется единый формат бизнес-плана.

Специфические особенности деятельности электросетевой компании выражаются в программе реализации, включающей в себя помимо сетевых услуг также услуги по подключению потребителей, услуги по компенсации реактивной энергии, проектные работы, услуги СДТУ и др. Производственная программа электросетевой компании представляет собой упрощенный баланс энергии: получено энергии в сеть; закуплено энергии; потери электроэнергии в сетях, расход на производственные и хозяйственные нужды; отпущено из сети (полезный отпуск). В смете затрат сетевой компании отсутствуют затраты на топливо, но в нее включены затраты на покупную электроэнергию для компенсации потерь. Специфические

особенности деятельности электросетевой компании отражаются также в ремонтной программе и перечне мероприятий по управлению издержками.

Для отражения специфики деятельности энергосбытовой компании в формат бизнес-плана включены дополнительные разделы «Закупка электроэнергии», «Динамика дебиторской задолженности (по покупателям, принципалам, комитентам)», «Реестр дебиторской и кредиторской задолженности» и соответственно отсутствуют балансы мощности, электроэнергии и топлива. В разделе «Закупка электроэнергии» дается детализация объемов, цен и затрат на покупную электроэнергию, в том числе для обеспечения продаж по регулируемым и нерегулируемым ценам. В программе реализации отражаются размеры вознаграждения по агентским договорам (договорам комиссии, поручения) на продажу тепловой энергии, на покупку электроэнергии, на взыскание дебиторской задолженности, на выполнение иных действий.

В разделе «Динамика дебиторской задолженности» отражается дебиторская задолженность покупателей, принципалов, комитентов на начало и конец периода, а также изменение дебиторской задолженности покупателей, принципалов, комитентов за период. Задолженность структурируется по категориям: текущая, рабочая, реструктурированная, «исковая», в стадии судебного рассмотрения, по полученным исполнительным листам, мораторная, «мертвая». Отражается продажа задолженности с детализацией по уровню дисконта.

«Реестр дебиторской и кредиторской задолженности» показывает задолженность за реализованную энергию по договорам купли-продажи электроэнергии по группам потребителей, по регулируемым и нерегулируемым ценам, ценам балансирующего рынка, агентским договорам (договорам комиссии, поручения), а также по выданным авансам и прочую дебиторскую задолженность. Кредиторская задолженность детализируется по поставщикам и подрядчикам, за электроэнергию, авансы полученные, прочие услуги.

Форматы бизнес-планов компании-арендодателя, управляющей компании, строительно-монтажных организаций (подрядчиков), ремонтных организаций, заказчиков строительства и прочих организаций имеют одинаковый набор разделов, но различаются в структурах выручки и сметы затрат в соответствии со спецификой деятельности. Специфика деятельности определяет качественные отличия и особенности формата бизнес-плана институтов и НТЦ. Индивидуальные особенности также имеют форматы бизнес-планов ОАО ФСК ЕЭС, ОАО СО—ЦДУ ЕЭС, ЗАО Интер РАО ЕЭС, НП «Корпоративный образовательный и научный центр ЕЭС».

10.2.5. Порядок разработки бизнес-плана

Качество бизнес-плана зависит от того, насколько точно он описывает предстоящую деятельность компании. А это в свою очередь зависит от полноты учета влияния факторов окружающей среды, в которых предстоит работать энергокомпаниям в планируемом году, так называемых сценарных условий.

Маркетинг. Разработка бизнес-плана начинается с маркетинга. Определяются потребности рынка электроэнергии и тепла, планируются объемы поставок энергии на розничный и оптовый рынок. На этом этапе менеджмент компании решает задачу оптимизации структуры поставки энергии на регулируемый и нерегулируемый сектор с учетом конъюнктуры рынков и иных факторов производственного и регионального характера.

Количество электроэнергии, поставляемой на розничный рынок, определяется по группам потребителей: энергосбытовым компаниям; собственным потребителям, к которым в соответствии с действующим порядком регулирования тарифов относятся базовые и бюджетные потребители, население, прочие потребители. На этом этапе формируется перечень крупных (с объемом полезного отпуска свыше 10 %) потребителей и объемы потребления электрической и тепловой энергии; дается оценка платежеспособного спроса по группам потребителей розничного рынка; определяются номенклатура и объемы продукции (услуг) по видам

деятельности. Отдельными позициями представляется количество электроэнергии, поставляемой электросетевым компаниям для компенсации потерь, и экспорт электроэнергии (приграничная торговля).

Аналогичным образом оценивается конъюнктура рынка тепла. Формируется перечень потребителей тепловой энергии и сводные объемы ее поставки по группам, принятым при регулировании тарифов: промышленные потребители, жилищные организации, прочие потребители, а также тепловая энергия для компенсации потерь.

В рыночных условиях энергокомпания должна постоянно контролировать свое положение на рынках и добиваться его упрочения; этой цели служат ключевые показатели «доля энергокомпаний на рынке» соответственно электрической и тепловой энергии.

Если энергокомпания оказывает сетевые услуги, в бизнес-плане отражаются планируемые объемы передачи электроэнергии по классам напряжения в соответствии с принятой классификацией. Если энергокомпания оказывает услуги по передаче тепловой энергии, отражаются объемы передачи по тепловым сетям.

Планируемые объемы реализации продукции (оказания услуг) в натуральных показателях отражаются в разделе бизнес-плана «Программа реализации».

В подразделе «Тарифы» этого же раздела приводятся установленные органами государственного регулирования уровни тарифов на электроэнергию и тепло по группам потребителей и на оптовый рынок, а также прогнозируемые цены реализации электроэнергии в секторе свободной торговли. Тарифы представляются на основании решений регулирующих органов (РЭК, ФСТ). Цены на свободном (нерегулируемом) секторе рынка — расчетные, средние за период прогнозные (договорные). Сетевые тарифы — установленные регулирующими органами тарифы на услуги по передаче энергии. Средние тарифы вычисляются как отношение суммарной выручки

(по сетевым услугам без выручки за технологическое присоединение) к соответствующим объемам энергии.

На основе запланированных объемов поставки энергии и тарифов (цен) формируется плановая выручка энергокомпании от реализации электрической и тепловой энергии и сетевых услуг. Также планируется в сводном стоимостном выражении выручка от прочей продукции основной и непрофильной деятельности. Под прочей продукцией от основной деятельности понимается результат формирования части дохода (дополнительного) компании от побочных продуктов основной деятельности (примеры: продажа химически очищенной воды, кислорода, редуцированного пара, золы и шлаков, оказание услуг по передаче тепловой энергии и т.п.). Под прочей неосновной (непрофильной) продукцией понимается результат деятельности, который формирует дополнительную (менее 50 %) часть дохода компании от иных предусмотренных уставом видов деятельности (примеры: сдача имущества в аренду, комбинаты питания сотрудников, ремонтные услуги, оказываемые на стороне, оказание услуг связи) и (или) обособленных непрофильных подразделений (примеры: пансионаты, объекты ЖКХ, прудовые (при ГЭС, ТЭС) и парниковые (при ТЭС) хозяйства и т.п.).

Следующим этапом содания бизнес-плана энергокомпании является разработка производственной программы, обеспечивающей запланированные объемы поставки энергии потребителям. Плановый баланс строится от объема полезного отпуска, запланированного в разделе «Программа реализации». В общем случае учитываются потери электроэнергии в сетях и расход ее на производственные нужды энергокомпании. В сумме с полезным отпуском энергии эти показатели составляют объем энергии, подаваемой в сеть. Этот показатель является одним из важнейших показателей бизнес-плана энергокомпании, поскольку определяет ее главный производственный ориентир. На этом этапе бизнес-планирования менеджмент энергокомпании решает оптимизационную задачу: каким образом будет обеспечено

формирование необходимого объема энергии, отпускаемой в сеть — за счет собственных генерирующих источников с определением конкретных станций или покупной энергии. Оптимальным решением для вертикально-интегрированных компаний является полная загрузка собственных ТЭЦ в теплофикационном режиме и покупка недостающих объемов энергии из прочих источников. Структура покупки энергии зависит от специфических условий деятельности каждой конкретной энергокомпании.

Если в баланс электроэнергии включается покупная энергия на производственные и хозяйственные нужды, она должна быть учтена также в смете затрат на электроэнергию по своей стоимости и в дальнейшем определяться по видам продукции (услуг) исходя из средней себестоимости электроэнергии.

Завершается построение производственной программы энергокомпании расчетом собственной выработки на гидравлических и тепловых электростанциях. Отпуск в сеть собственной генерации дополняется расходом электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды на электростанциях и пристанционными потерями электроэнергии, что дает расчетную величину отпуска электроэнергии с шин. Этот показатель в дальнейшем используется для расчета потребности в топливе.

Баланс тепловой энергии строится с учетом возможностей собственного производства (отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭС, от котельных и электробойлерных установок) и покупной тепловой энергии, а также потерь тепловой энергии в сетях и ее расхода на производственные и хозяйственные нужды.

Производственная программа энергокомпании в целях ее обоснования дополняется балансом мощности; задает основные параметры бизнес-плана, в том числе объемы и стоимость ресурсов, необходимых для ее реализации (затраты на топливо, энергию, ремонты, сырье и материалы, оплату труда, услуги сторонних организаций и др.).

Расход условного топлива на отпускаемые электрическую и тепловую энергию определяется на основе требований производственной программы и удельных расходов условного топлива. Кроме того, баланс условного топлива содержит сведения о расходе топлива на производство прочей продукции основной деятельности и непрофильной продукции, расходе топлива на производственные нужды (ремонт, ГСМ и т.п.), реализации топлива на сторону, непроизводственном расходе, потерях и прочем списании топлива. Затраты на непроизводственные расходы отражаются в разделе «Операционные и внеоперационные доходы и расходы».

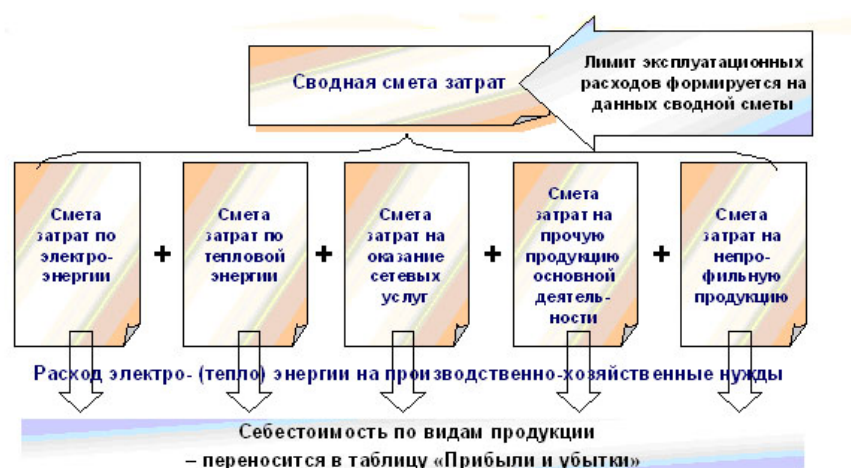
Ремонтная программа формируется на основе сведений о стоимости и объемах ремонтов, проводимых энергокомпанией в плановом (отчетном) периоде, капитальных (включая средние) и текущих, с выделением хозяйственного и подрядного способа организации работ. В программе отражаются объемы работ в натуральном и денежном выражении в соответствующем периоде, включая ремонты, произведенные за счет созданных ранее резервов.

Следующий этап создания бизнес-плана — проработка системы оплаты труда. На этом этапе определяются потребность в трудовых ресурсах и затратах на оплату труда промышленно-производственного персонала компании (включая ремонт хозяйственным способом) в целях формирования себестоимости реализуемой продукции (услуг) и прибыли. Постоянная составляющая заработной платы представляет собой сумму тарифных ставок и должностных окладов работников за соответствующий период. Переменная составляющая заработной платы представляет собой сумму всех видов дополнительных выплат как условно-постоянного (за вредные условия труда, высокую квалификацию и т.п.), так и переменного характера (премии и т.п.).

Затем разрабатывается *сводная смета затрат* (рис. 10.2.4) на планируемый период. Она отражает суммарные затраты на всю продукцию (услуги) компании и формируется путем суммирования затрат из смет по

видам продукции: «электроэнергия», «тепловая энергия», «сетевые услуги», «прочая продукция (услуги) основной деятельности», «Непрофильная продукция (услуги)». В данных сметах отражаются затраты компании на топливо, энергию, сырье и материалы, оплату труда, услуги и др.

В сводной смете приводятся затраты энергокомпании на внутреннее производственное потребление (производственно-хозяйственные нужды), т.е. объем оцененной по себестоимости и израсходованной на производственные и хозяйственные нужды электрической и тепловой энергии (собственного производства или приобретенной со стороны), в том числе на энергию и прочую продукцию основной и непрофильной деятельности.



- Сводная смета затрат формируется из набора смет по видам продукции (услуг) в зависимости от специфики деятельности компании
- В сметах затрат формируется себестоимость по всем видам продукции (услуг)

Рис. 10.2.4. Формирование сводной сметы затрат энергокомпании

В целях определения фактической себестоимости продукции (услуг) в смете формируется строка «Итоговая себестоимость продукции», в которой

отражаются затраты на производство соответствующего вида продукции (услуг), откорректированные на величину внутреннего потребления энергии. Таким образом, получается реальная себестоимость продукции (услуг) по видам, формирующая совместно с показателями раздела «Выручка» показатели раздела «План прибылей и убытков» по видам деятельности. Если организация приобретает электроэнергию для производственно-хозяйственных нужд без включения в состав продукции (в баланс энергии), ее стоимость напрямую включается в сметы затрат по видам продукции (услуг).

На этом этапе формируется финансовый результат деятельности компании в планируемом периоде — план прибыли и убытков. По электрической и тепловой энергии, сетевым услугам, прочей и непрофильной продукции просчитывается выручка, себестоимость и валовая прибыль. Затем формируется сводная прибыль от продаж. Для обоснованности расчета приводится таблица «Прочие операционные и внереализационные доходы и расходы», детализирующая соответствующие планируемые доходы и расходы компании.

Планируется распределение чистой прибыли на отчисления в резервный фонд, дивиденды, инвестиции текущего и следующих годов, погашение убытков прошлых периодов. Распределение чистой прибыли планируется по итогам 3, 6, 9 месяцев и года в целях определения потенциала выплаты промежуточных (итоговых) дивидендов.

Деятельность в области инвестиций не влияет напрямую на финансовые результаты компании в планируемом периоде, но имеет важное значение для показателей ее капитализации и общей эффективности компании.

Определяется план финансирования капитальных вложений с разбивкой по источникам финансирования: собственные и внешние источники (кредиты банков, облигационные, корпоративные займы, прочие заемные средства, средства от продажи акций, целевые инвестиционные

средства ОАО РАО «ЕЭС России», средства федерального бюджета, местных и региональных бюджетов, прочие источники). При формировании инвестиционной программы менеджмент компании должен предусмотреть достаточно оборотных средств (включая НДС) для финансирования всех ее проектов. План финансирования оплаты оборудования, строительно-монтажных работ (СМР) и т.п. по объектам инвестиций, в том числе оплаты НДС, должен быть предусмотрен в разделе «Прогноз движения денежных средств» бизнес-плана и в бюджете инвестиционной деятельности ДЗО.

В состав инвестиционных вложений вносятся затраты, которые предполагается осуществить (принять соответствующие работы) в периоде планирования. Источники финансирования и инвестиционные вложения должны быть взаимоувязаны по объемам финансирования.

При составлении инвестиционной программы объекты инвестиций группируются по видам капитальных вложений с выделением объектов, обеспечивающих повышение надежности. По каждому объекту инвестиций приводятся расшифровки по видам работ (например, замена турбины, реконструкция КРУ и т.п.; укрупненно описывается оборудование, не входящее в сметы строок; если проводятся ПИР, то указывается по какому объекту). В составе объектов технического перевооружения и реконструкции указывается раздел АИИС КУЭ.

Раздел «Прогноз движения денежных средств» разрабатывается исходя из планируемых сроков взыскания текущих платежей и задолженности потребителей и сроков оплаты кредиторам и отражает планируемое движение потоков денежных средств компании. В случае недостатка денежных средств с учетом долгосрочных кредитов и займов планируется привлечение краткосрочных кредитов и займов.

Раздел «Прогнозный баланс» формируется на завершающем этапе бизнес-планирования. В нем приводятся значения основных показателей, формирующих активы и пассивы компании, и определяется степень ее финансовой устойчивости, которая будет достигнута в результате реализации

бизнес-плана (определяется по значению и динамике коэффициентов финансовой независимости и срочной ликвидности, а также ряду других показателей).

Формирование плановых показателей прибыли и прогнозного баланса компании завершает набор показателей, необходимых для вычисления ключевых показателей эффективности. Уже на этом этапе становится ясно, достигнуты ли поставленные перед компанией цели на планируемый период. Если целевые показатели не достигнуты, менеджменту компании необходимо провести корректировку бизнес-плана в целях сокращения издержек и изыскания дополнительных ресурсов повышения эффективности. В процессе доработки бизнес-плана составляется план мероприятий для обеспечения установленных для компании заданий по КПЭ (рис. 10.2.5). Он включается отдельным разделом в состав бизнес-плана и фиксирует найденные менеджментом компании способы достижения КПЭ.

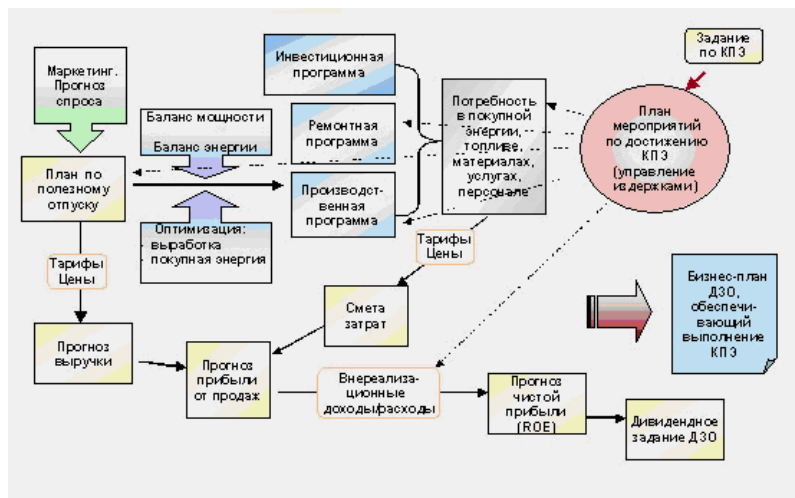


Рис. 10.2.5. Укрупненная схема разработки бизнес-плана энергокомпании

В соответствии со стандартом бизнес-планирования бизнес-план энергокомпании сопровождается *пояснительной запиской*, где в краткой форме раскрываются основные цели и задачи в рамках стратегии компании и пути их достижения, подход менеджмента к достижению заданных КПЭ,

обосновываются и детализируются разделы бизнес-плана, содержатся выводы и предложения. В записке должны отражаться особенности планируемого периода и специфика деятельности компании, допущения, сделанные при планировании, а также необходимые дополнительные обосновывающие материалы. В ней проводится краткий анализ основных рисков, возникновение которых может препятствовать достижению КПЭ (включая их денежную оценку и влияние на финансовый результат компании), и описание способов их минимизации (табл. 10.2.2).

Таблица 10.2.2

Анализ основных рисков

Ключевой показатель эффективности	Возможные события (риски)	Возможное отклонение КПЭ (+, –)	Предложения по минимизации рисков
Рентабельность собственного капитала		Расчет отклонений КПЭ	—
чистая прибыль ДЗО	Событие 1	Расчет изменений и пояснения	—
собственный капитал	Событие 2	Расчет изменений и пояснения	—
Лимит эксплуатационных расходов»		Расчет отклонений КПЭ	—
материальные затраты — топливо	Событие 1	Расчет изменений и пояснения	—
арендная плата	Событие 2	Расчет изменений и пояснения	—
...	...	...	...
Другие КПЭ в соответствии с утвержденным перечнем для данной энергокомпании	...	...	...

В пояснениях к документам по маркетингу дается оценка рынков сбыта, динамики электро- и теплopotребления в регионе, приводится анализ складывающихся тенденций и излагаются предложения менеджмента компании по расширению объемов продаж продукции (услуг).

В целях обоснования производственной программы приводится сравнительный расчет затрат при выборе источников производства энергии для обеспечения запланированного отпуска в сеть, обосновывается необходимость работы ТЭЦ в конденсационном режиме.

Для обоснования уровня и динамики затрат представляется сравнительный анализ темпов роста тарифов, себестоимости, топливной составляющей, прогнозируемых цен на топливо и покупную энергию. Проводится сопоставление удельных показателей с дефляторами.

В пояснительной записке представляются основные финансовые показатели и дается характеристика финансовой устойчивости компании на плановый период в сравнении с прошлым годом, дается описание способов управления дебиторской и кредиторской задолженностью, а также обоснование привлечения кредитов и займов. Приводится план нормализации долговой позиции (если последний создается).

Регламентом бизнес-планирования предусмотрены *ежеквартальные и годовой отчеты об исполнении бизнес-плана*. Отчеты за первый квартал, за второй квартал и 6 месяцев, за третий квартал и 9 месяцев и годовой отчет (включая отчет за четвертый квартал) подлежат рассмотрению советом директоров ДЗО (ВЗО).

Отчет об исполнении бизнес-плана представляется набором таблиц, аналогичным формату бизнес-плана и содержащих:

- за отчетный квартал и нарастающим итогом плановые показатели действовавшего в отчетном периоде бизнес-плана и соответствующие им фактические показатели;
- абсолютное и относительное (в %) отклонение фактических нарастающим итогом от плановых.

Пояснительная записка к отчету должна отражать итоги деятельности компании за отчетный период, результаты выполнения заданных КПЭ, реализовавшиеся риски, степень их влияния и эффективность предусмотренных мер. В ней должен содержаться анализ факторов,

повлиявших на итоги деятельности компании и достигнутые значения КПЭ, оценка результатов деятельности компании за отчетный период по отношению к плану и к соответствующему периоду прошлого года, выводы и предложения менеджмента компании.

Пояснительная записка к бизнес-плану и отчету о его исполнении выражает точку зрения менеджмента, отражает специфику компании и планируемого (отчетного) периода, описывает управленческие усилия менеджмента компании и их эффективность, содержит необходимые дополнительные показатели, в том числе обеспечивающие корректность консолидации бизнес-планов.

В целях автоматизации и унификации процедур подготовки бизнес-планов и отчетов об их исполнении, а также контроля их достоверности и соответствия требованиям стандарта бизнес-планирования для каждого формата бизнес-плана разрабатываются программные инструменты — автоматизированные рабочие места (АРМ) бизнес-планирования. Благодаря этому становится возможным в значительной степени автоматизировать основные алгоритмы вычисления производных и агрегируемых показателей бизнес-плана, обеспечить контроль полноты заполнения и непротиворечивость исходных данных, а также соответствие бизнес-плана принятому стандарту.

10.2.6. Консолидированный бизнес-план межрегиональных компаний

Собственники и менеджеры компаний, которые контролируют другие (дочерние) компании, заинтересованы в информации о финансовом положении, финансовых результатах и изменении финансового положения не только каждой отдельной компании, но и группы компаний в целом. Консолидированный бизнес-план дает полную информацию о холдинге как о единой компании без учета формальных границ между юридическими лицами, удовлетворяет эти информационные и управленческие потребности.

Составление консолидированного бизнес-плана (и отчетности) актуально прежде всего для холдинговых компаний, т.е. материнских компаний, владеющих пакетами акций дочерних компаний (для описания совокупности материнской и дочерних компаний используют термин «группа»)*. Он показывает реальные масштабы деятельности группы, позволяет разумно управлять взаимоотношениями компаний группы и адекватно отражать результаты этих взаимоотношений.

Некорректное использование отношений между материнской и дочерними или между дочерними компаниями может существенно подорвать благосостояние акционеров. Например, относительно недавно обанкротившаяся американская энергетическая компания Enron осуществляла часть сделок таким образом, что вся прибыль формировалась в головной компании, а убытки — в иных компаниях, которые в нарушение принципов составления сводной отчетности не отражались в ней. Можно представить и такую ситуацию: МРСК, владеющая пакетами акций РСК, получает дивиденды только от одной РСК, в то время как все остальные РСК являются убыточными. В бизнес-плане и отчетности самой МРСК была бы показана прибыль от дивидендов, в то время как результаты группы в целом являлись бы плачевными.

Межрегиональные компании (ОГК, ТГК, МРСК) разрабатывают и представляют на согласование акционерам бизнес-планы подведомственных (управляемых) компаний (при необходимости — филиалов) и собственный бизнес-план, а также сводный бизнес-план межрегиональной компании, консолидированный в соответствии с единой методикой консолидации бизнес-планов подразделений межрегиональных компаний. Цель разработки консолидированного бизнес-плана — отражение финансового состояния, результатов деятельности и изменения финансового состояния холдинговой

* Консолидации должны подвергаться не только компании, контрольным пакетом акций которых владеет материнская, но любые компании, в отношении которых головная компания группы имеет возможность управлять финансовой и хозяйственной политикой таким образом, чтобы получать выгоды от ее деятельности.

компании как единой. Консолидированный бизнес-план дает инвесторам более достоверную информацию о компании, чем совокупность отдельных бизнес-планов ее подразделений, создает условия для роста капитализации компании, формирует практику управления группой как единой компанией. Консолидация проводится для повышения информированности и доверия к межрегиональным компаниям со стороны существующих акционеров и потенциальных инвесторов (включая зарубежных), обеспечения котировки акций компаний на биржах, роста их капитализации.

Выделяются следующие типы межрегиональных энергетических компаний:

- операционная компания — межрегиональная компания, основные производственные активы которой консолидированы в одном юридическом лице, ведущем всю операционную деятельность. В составе межрегиональной компании могут выделяться филиалы;

- компания, работающая по схеме корпоративного или единоличного управления — межрегиональная компания, состоящая из головной и подконтрольных ей (региональных) компаний. Головная компания в данном случае занимается исключительно управлением подконтрольными компаниями, которые ведут операционную деятельность в соответствии с основным видом бизнеса межрегиональной компании (генерация или распределение электроэнергии);

- компания, работающая по схеме корпоративного или единоличного управления с элементами операционной деятельности — межрегиональная компания, состоящая из головной и подконтрольных ей компаний. Головная компания в данном случае занимается управлением подконтрольными компаниями, а также ведет операционную деятельность, используя принадлежащие непосредственно ей производственные активы. В составе головной компании могут быть филиалы. Подконтрольные компании ведут операционную деятельность в соответствии с основным видом бизнеса межрегиональной компании (генерация или распределение электроэнергии);

- компания, работающая по схеме аренды — межрегиональная компания, состоящая из головной и подконтрольных ей компаний. Головная компания в данном случае арендует основные производственные активы у подконтрольных компаний (арендодателей) и ведет всю операционную деятельность самостоятельно. Подконтрольные компании сдают свои производственные активы в аренду головной компании.

В число подразделений, бизнес-планы которых включаются в консолидированный бизнес-план, входят все подразделения, деятельность которых относится к основной деятельности межрегиональной компании (МК). Подразделения, чья основная деятельность не совпадает с основной деятельностью межрегиональной компании, в состав консолидированного бизнес-плана не включаются. Для каждого указанного типа компаний стандартом бизнес-планирования предусмотрен отдельный порядок разработки консолидированного бизнес-плана.

Основные принципы методики консолидации, единые для всех типов компаний, представлены ниже.

Принцип включения в состав консолидируемых подразделений на основе принадлежности к основному виду деятельности МК. В состав подразделений, бизнес-планы которых включаются в консолидированный бизнес-план МК, входят все подразделения, деятельность которых относится к основной деятельности межрегиональной компании. Бизнес-планы консолидируемых подразделений объединяются в консолидированный бизнес-план МК путем включения всех активов, обязательств, капитала и показателей деятельности, относящихся как к основной, так и к вспомогательной деятельности подразделения.

Принцип единой учетной политики. При составлении консолидированного бизнес-плана МК используется единая учетная политика в отношении аналогичных статей имущества и обязательств, доходов и расходов подразделений, входящих в ее состав. В качестве базовой

выступает учетная политика, утвержденная в свое время приказом РАО «ЕЭС России» № 761 от 30 декабря 2004.

Принцип единой даты составления. Бизнес-планы подразделений, включаемых в состав консолидированной отчетности МК должны быть составлены за один и тот же период и на одну и ту же отчетную дату.

Принцип сквозной консолидации статей бюджетных форм бизнес-планов подразделений МК. Консолидация бизнес-планов подразделений МК основана на сквозной консолидации каждой из статей бюджетных форм бизнес-плана по подразделениям компании, участвующим в консолидации. Консолидация осуществляется путем построчного суммирования значений статей консолидируемых подразделений группы, за исключением внутренних по отношению к МК оборотов в соответствии с правилами, установленными методикой.

Принцип перераспределения внутренних финансовых оборотов между разными видами деятельности. Консолидация бизнес-планов подразделений межрегиональных компаний основана на том, что в случае если продукция и (или) услуги при одном виде деятельности потребляются при другом виде деятельности, то в процессе консолидации проводится перераспределение затрат одного вида деятельности на другой без сохранения структуры себестоимости перераспределяемых затрат. Например, если возникает случай потребления при основной деятельности одного подразделения продуктов или услуг неосновной деятельности другого подразделения группы, то в процессе консолидации затраты на производство потребляемой продукции неосновной деятельности будут относиться на себестоимость продукции основной деятельности и будут учитываться в рамках той статьи затрат, в которой они были учтены потребляющим подразделением без распределения по структуре себестоимости продукции основного вида деятельности.

Принцип существенности в детализации бюджетных статей консолидируемых подразделений. В консолидированном бизнес-плане должны быть раскрыты те статьи, величина которых влияет на информацию

о финансово-хозяйственной деятельности межрегиональной компании. Кроме того, в консолидированном бизнес-плане должна быть показана следующая дополнительная информация:

- перечень основных подразделений, бизнес-планы которых консолидируются;
- если бизнес-план какого-либо подразделения не был консолидирован, необходимо указать причины исключения данного бизнес-плана из консолидированного бизнес-плана межрегиональной компании;
- доля статей отчетности, к которым применялись разные методы учета.

Принцип постоянства использования методов консолидации и оценки.

Принятые формы и методы составления консолидированных бизнес-планов от одного отчетного периода к другому должны применяться последовательно. Изменение форм и методов составления консолидированных бизнес-планов допустимо в исключительных случаях, которые должны быть обоснованы в пояснениях к отчетности.

Основные принципы, положенные в основу консолидации бизнес-планов межрегиональных энергетических компаний, соответствуют принципам консолидации Международного стандарта финансовой отчетности (МСФО).

Консолидация бизнес-планов (рис. 10.2.6) представляет собой постатейное объединение бизнес-планов подразделений, входящих в межрегиональную компанию (в том числе упрощенных бизнес-планов филиалов), в единый бизнес-план в соответствии с правилами консолидации. В течение отчетного периода участники группы реализуют друг другу продукцию, услуги, выполняют работы, реализуют прочее имущество (основные средства, производственные запасы и др.), перечисляют дивиденды и т.п. Если рассматривать группу как единое целое, то операции перемещения имущества внутри нее не должны приводить к изменению его стоимости, а операции купли-продажи продукции и услуг не должны

отражаться в консолидированном бизнес-плане группы. В связи с этим в консолидированном бизнес-плане необходимо полностью исключать внутригрупповые обороты и прибыль (убыток), полученную от операций по реализации продукции, услуг или имущества между подразделениями консолидированной группы и включенную в стоимость этой продукции, услуг или имущества.

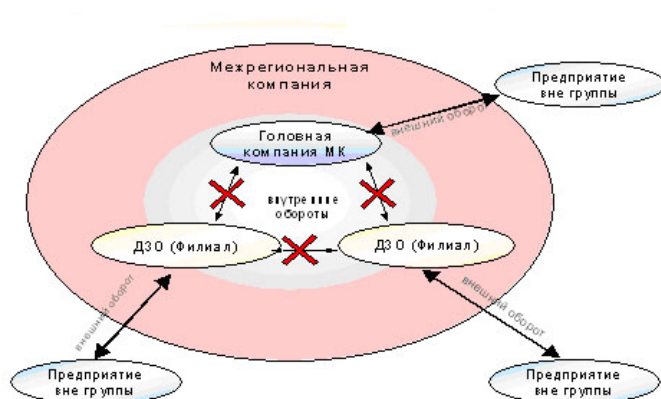


Рис. 10.2.6. Общая схема консолидации бизнес-плана подразделений, входящих в межрегиональную Компанию

Деятельность внутри группы отражается путем фиксации данных о внутригрупповых оборотах, капитализации затрат и нерезализованной прибыли, образованной внутри группы. В ходе консолидации помимо возможных взаиморасчетов между разными ДЗО устраняются взаиморасчеты между ДЗО и управляющей компанией, которые связаны с оказанием услуг управления управляющей компанией своим ДЗО и перераспределением дивидендов. Также в процессе консолидации необходимо исключить инвестиции одной из компаний группы (выступающей в данном случае в качестве материнской) в другие, (дочерние) компании группы. Кроме того, необходимо выделить долю меньшинства, т.е. ту часть прибыли или убытка и чистых активов дочерней компании, приходящихся на долю в капитале, которой материнская компания не владеет прямо или косвенно.

Для составления консолидированных бизнес-планов межрегиональных компаний используются дополнительные, вспомогательные формы. Вспомогательные формы отражают операции подразделений, осуществляемые ими внутри группы. Вспомогательные консолидирующие показатели — поправки, с помощью которых по формуле консолидации рассчитываются значения консолидированного бизнес-плана.

Формула консолидации:

статья консолидированного бизнес-плана равна сумме значений по статье по всем консолидируемым ДЗО за вычетом суммы значений вспомогательных консолидирующих показателей по статье бюджета бизнес-плана по всем консолидируемым ДЗО.

Более подробно с проблематикой консолидации финансовой отчетности можно ознакомиться в разделе МСФО 27 «Сводная финансовая отчетность и учет инвестиций в дочерние компании».

10.3. Бюджет движения потоков наличности в системе бюджетирования электроэнергетических компаний

10.3.1. Бюджетирование

В настоящее время в российской экономической жизни до сих пор не сложились четкие границы между такими понятиями, как «планирование» и «бюджетирование», «план» и «бюджет». Поэтому в различных отраслях промышленности одни и те же процессы или документы могут называться по-разному. Например, в холдинге РАО «ЕЭС России» финансовая модель энергопредприятия строилась на основе бизнес-плана функционирования энергопредприятия, охватывающего его операционную, инвестиционную и финансовую деятельность. Это позволяет утверждать, что понимаемое в широком смысле бюджетирование практически полностью охватывается процессом бизнес-планирования, применяемым энергопредприятиями холдинга. Традиционно в холдинге использовалось понятие «бюджет» в узкой трактовке как бюджет денежного потока (или кэш-бюджет), что нашло

отражение в его названии — бюджет движения потоков наличности (ДПН). Такая трактовка логично привела к тому что, при проведении работ по взаимоувязке форм бюджета ДПН, действовавшего в то время «Регламента формирования движения потоков наличности и отчетов об их исполнении акционерными обществами энергетики и электрификации и акционерными обществами электростанций» и форм бизнес-плана «Стандарта бизнес-планирования дочерних и зависимых обществ и организаций ОАО РАО «ЕЭС России», было принято решение сделать формы ДПН энергокомпаний с годовым горизонтом планирования составной частью форм бизнес-планов энергокомпаний, устанавливаемых стандартом бизнес-планирования. Это решение нашло свое отражение в принятом в декабре 2006 г. «Стандарте управления движением потоков наличности энергокомпаний, подведомственных ОАО РАО «ЕЭС России»» (далее — стандарт ДПН). Этим же стандартом было установлено, что стандарт ДПН и стандарт бизнес-планирования дочерних и зависимых обществ и организаций ОАО РАО «ЕЭС России» (далее — стандарт бизнес-планирования) образовали взаимоувязанную систему финансового планирования (формы ДПН) и бизнес-планирования (формы бизнес-плана).

Таким образом, в энергокомпаниях холдинга годовое бюджетирование через ДПН (далее — бюджетирование ДПН) стало осуществляться в рамках процесса бизнес-планирования. При этом годовое и оперативное (квартальное) бюджетирование ДПН осталось в рамках одного процесса, имеющего следующие основные отличия от процесса бизнес-планирования, указанного в табл. 10.3.1.

Таблица 10.3.1

Отличия бюджетирования ДПН от бизнес-планирования энергокомпаний

	Бизнес-план энергокомпаний	Бюджет ДПН энергокомпаний
Основное направление использования	Достижение заданных стратегических ориентиров энергокомпаний, выраженных в показателях КПЭ	Лимитирование расходов, плановое казначейское осуществление платежей энергокомпаний.
Орган управления энергокомпаний,		

утверждающий план, его корректировку и отчет об исполнении	Совет директоров	Исполнительный орган (в исключительных случаях — совет директоров)
Основной период планирования	Календарный год	Календарный квартал
Возможная периодичность корректировки	1 раз в год	2 раза в квартал

Бюджетирование ДПН органично встраивается в систему стратегического управления бизнес-планированием и помогает реализовать стратегию предприятия.

Механизм оперативного финансового управления энергокомпанией с применением бюджетирования ДПН позволяет:

- обеспечивать финансовое исполнение утвержденных советами директоров бизнес-планов энергокомпаний;
- обеспечивать баланс между поступлениями и выплатами денежных средств (формирование бюджета ДПН производится с обязательным выполнением требования по соблюдению сбалансированности поступлений и выплат денежных средств);
- определять тактику управления финансовыми ресурсами;
- определять направления и приоритетность расходования средств и лимитов этих расходов;
- осуществлять платежи в строгом соответствии с утвержденным бюджетом ДПН;
- поддерживать на счетах необходимый для производства всех запланированных платежей объем денежных средств и избегать кассовых разрывов — превышений в определенные периоды платежей над поступлениями;
- снижать уровень временно свободных, т.е. неработающих и не приносящих дохода, денежных средств, управляя, таким образом, не только платежеспособностью, но и в некоторой мере прибыльностью предприятия;
- разрабатывать и осуществлять упреждающие воздействия на

развитие негативных тенденции в финансировании энергокомпаний.

Для того, чтобы лучше понять, почему действующая система является такой, как она есть, необходимо узнать историю возникновения этой системы. Система казначейского бюджетирования — эффективная система оперативного планирования и управления финансами в современных рыночных условиях. Из-за сложности ее внедрения, необходимости детальной проработки практических аспектов и вопросов методологии первопроходцами в области применения в отечественной экономике были крупные компании холдинговой структуры. В конце 1990-х гг. первыми внедряли бюджетное управление сначала в материнских компаниях, а затем в ДЗО. Одной из таких компаний стал холдинг РАО «ЕЭС России», который перешел на бюджетное управление финансами в 1998—1999 гг.

Основной причиной, обуславливающей необходимость бюджетирования в ОАО РАО «ЕЭС России», было ухудшение показателей финансовой устойчивости большинства компаний отрасли и материнской компании в том числе. Увеличивалась задолженность потребителей, финансируемых из федерального и региональных бюджетов, что провоцировало кризис неплатежей и проблемы с налоговыми органами по осуществлению налоговых зачетов (задолженность за потребленную энергию на начало 2000 г. составила 134 млрд руб.). Кризис оборотных средств в ДЗО приводил к нехватке средств на закупку топлива и связанному с этим неоптимальному диспетчерскому режиму, недофинансированию ремонтов, ухудшению надежности энергоснабжения и т.д.

Еще одна проблема, которую пришлось решать в конце 1990-х гг., — это контроль за финансовыми потоками в рамках холдинга РАО «ЕЭС России». Фактически отсутствовала какая-либо приемлемая для управленческих целей оперативная финансовая отчетность ДЗО перед РАО «ЕЭС России». Основное внимание было приковано к технологическим аспектам ЕЭС, тогда как единая экономическая корпоративная политика

холдинга как хозяйствующего субъекта, отсутствовала. Поэтому была поставлена задача применить в холдинге РАО «ЕЭС России» бюджетное управление и на первом этапе поставить бюджетирование в материнской компании. Был разработан классификатор бюджетной классификации статей расходов и доходов, сформулированы основные принципы бюджетирования, утверждены нормативные документы, регламентирующие данный бизнес-процесс.

Положительные результаты внедрения системы бюджетирования в ОАО РАО «ЕЭС России» были одобрены правлением ОАО РАО «ЕЭС России» в 2000 г. и рекомендованы для применения в энергокомпаниях. С помощью этой системы удалось практически свести на нет неденежные формы расчетов и установить контроль за целевым использованием средств. Появился инструмент, позволяющий предоставлять менеджменту в любой момент оперативную информацию о текущем финансовом состоянии компании.

На втором этапе развития бюджетного процесса разработанные формы управленческой отчетности внедрены в ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России». Для этого (в соответствии с установленными в материнской компании стандартами бюджетирования в ДЗО) потребовалось:

- внести изменения в уставы;
- установить ответственность исполнительных органов компании за формирование и исполнение бюджета ДПН ДЗО, утверждаемого советом директоров;
- создать структурные подразделения, выполняющие функции исполнения бюджета (например, казначейства). Привести в соответствие с внедряемым бизнес-процессом положения о подразделениях, на которые возлагались функции бюджетирования;
- утвердить локальные нормативные документы (регламент, положение), организующие бизнес-процесс бюджетирования ДПН. Данные нормативные документы различных ДЗО могут различаться в силу

особенностей внутренних бизнес-процессов, но в их основу заложены принципы, установленные материнской компанией;

- внедрить систему мотивации менеджмента подведомственной компании, ориентированную на бюджетирование, тем самым повысить внутреннюю значимость бюджетного процесса и создать стимулы для повышения качества исполнения процедур и показателей.

Помимо корпоративных механизмов внедрения большое внимание было уделено работе с персоналом, задаче разъяснения руководству ДЗО значимости бюджетирования и задаче организации обучающих мероприятий для специалистов ДЗО, занятых в бюджетном процессе.

Общая (укрупненная) последовательность действий по внедрению системы бюджетирования в энергокомпании приведена ниже:

1. Формулировка целей и принципов бюджетирования.
2. Определение задач бюджетирования.
3. Выбор оптимальной методологии.
4. Построение финансовой структуры.
5. Определение видов бюджетов.
6. Определение форм бюджетной документации.
7. Утверждение бюджетных регламентов.
8. Распределение функций и зон ответственности подразделений, участвующих в бюджетировании.
9. Составление графика документооборота.
10. Автоматизация бюджетного процесса.

Все это положительно сказалось на результатах финансовой деятельности как в целом холдинга РАО «ЕЭС России», так и входящих в него ДЗО; появился инструмент оперативного контроля финансовых потоков ДЗО в целях антикризисного управления.

Следующий этап (на примере холдинга РАО «ЕЭС России») характеризуется либерализацией корпоративных отношений материнская компания — ДЗО в рамках бюджетного процесса и наступает при улучшении

финансового состояния холдинга, нормализации финансовых показателей подведомственных ДЗО. Главная характеристика этого этапа — осознание руководством ДЗО необходимости использования финансового бюджетирования в компании. Повышенные требования к организации бюджетного процесса, заданные на предыдущем этапе, могут быть снижены. Например, для утверждения бюджета ДПН, отчета о его исполнении и корректировки был снижен статус принятия решений. Функция утверждения этих документов перешла от совета директоров ДЗО к исполнительному органу ДЗО; произведена рационализация некоторых процедур и форм в сторону их упрощения, отменены лимиты финансирования отдельных статей расходов и т.д.

Оперативное планирование — базовое в повседневной жизни энергокомпаний. После внедрения системы оперативного финансового планирования и ее отработки параллельно в рамках холдинга началось внедрение систем тактического и стратегического планирования с горизонтом 1—3—5 лет. С 2004 г. в холдинге РАО «ЕЭС России» таким бизнес-процессом стал процесс бизнес-планирования (см. § 10.1 и 10.2). В связи с этим была переориентирована система мотивации руководства ДЗО с целей, выраженных оперативными показателями бюджетирования, на цели, выраженные показателями системы стратегического планирования.

Некоторое время оперативное финансовое планирование (бюджетирование ДПН) и стратегическое планирование (бизнес-планирование) в холдинге РАО «ЕЭС России» функционировали в качестве двух не связанных процессов. Такая ситуация характеризовалась несовместимостью отчетных форм, показателей и наличием двух разных информационных потоков, что порождало неудобства как в работе самих энергокомпаний, так и в процессе их управления со стороны материнской компании холдинга. Для оптимизации указанных выше процессов в 2006 г. была проведена работа по их взаимоувязке и интеграции. Ее результатом в холдинге РАО «ЕЭС России» стали:

- интеграция форм ДПН в пакет форм бизнес-плана;
- создание взаимосвязанного классификатора статей бюджета ДПН и бизнес-плана;
- синхронизация этапов подготовки, формирования, согласования и утверждения процессов бюджетирования ДПН и бизнес-планирования.

10.3.2. Современная организация бюджетирования

Организация бюджетирования ДПН базируется на «Стандарте управления движением потоков наличности энергокомпаний, подведомственных ОАО РАО «ЕЭС России».

На основе этого стандарта в энергокомпаниях бывшего холдинга РАО «ЕЭС России» были утверждены внутренние положения по управлению ДПН ДЗО (далее — Положение). Данный документ устанавливает: порядок и сроки формирования бюджета ДПН и отчета о его исполнении; другие вспомогательные управленческие формы; лиц, ответственных за формирование и исполнение указанных документов. Бюджет ДПН — бюджетная форма оперативного планирования, в которой отражены доходы и расходы энергопредприятия. ДПН — документ, отображающий образование и расходование фонда денежных средств, предназначенных для финансового обеспечения задач и функций ДЗО, составляемый по утвержденной Положением форме. Бюджет ДПН и отчет о его исполнении формируются на квартал (далее — планируемый период) с распределением (разнесением) по месяцам. Информация, содержащаяся в утвержденных ДПН и отчетах об их исполнении, конфиденциальная, не подлежит разглашению, за исключением случаев, предусмотренных законодательством РФ, уставом общества и Положением.

При формировании ДПН должен соблюдаться принцип его сбалансированности по доходам и расходам, т.е. расходная часть ДПН должна быть равной доходной части.

Формы ДПН универсальны для всех энергопредприятий России, и базируются на едином классификаторе статей бюджетной классификации. Принцип унификации форм позволяет решить следующие задачи:

- автоматизированного сбора информации и ее обработки;
- сопоставимости данных;
- оперативного управления и контроля за производственно-хозяйственной деятельностью энергопредприятия со стороны материнской компании.

Статья бюджета ДПН — это его составная часть, по которой осуществляются планирование и учет хозяйственных операций одного типа (одного целевого назначения). Постатейный бюджет предусматривает ограничение (лимитирование) по каждой отдельной статье расходов и обуславливает возможность переноса средств в другую статью принятием управленческих решений на разных уровнях (от руководителя структурного подразделения до совета директоров энергокомпании).

Классификатор статей бюджета ДПН охватывает собой все возможные доходы и расходы энергопредприятия. Укрупненная структура формы бюджета ДПН приведена на рис. 10.3.1.

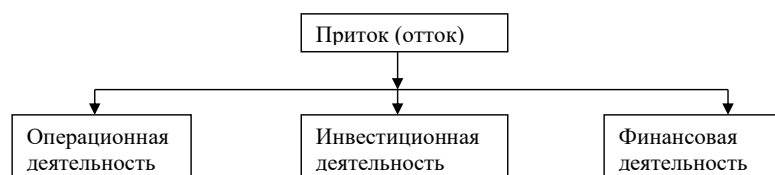


Рис. 10.3.1. Форма бюджета ДПН

Операционная деятельность энергопредприятия связана с реализацией своих непосредственных функций, а также прочих экономических операций не связанных с основными видами деятельности (см. 4.1.2).

Инвестиционная деятельность подразумевает долгосрочные финансовые операции как по вложению средств, так и по их реализации (см. 4.1.3).

Под финансовой деятельностью подразумевают операции, формирующие денежный поток, образуемый за счет привлечения новых источников капитала и увеличения процентных обязательств (см. 4.1.3).

Приток от операционной деятельности энергопредприятия образуется из следующих подстатей:

- продажи электроэнергии на розничном рынке;
- продажи электроэнергии на оптовом рынке;
- реализации тепловой энергии;
- услуг по передаче тепловой энергии;
- сетевых услуг;
- доходов от прочих услуг или продукции основной деятельности;
- доходов от прочих услуг или продукции неосновной деятельности;
- прочих доходов.

В зависимости от вида деятельности энергопредприятия — генерация, сетевые услуги или сбыт — в структуре бюджета доминирует та или иная статья основной деятельности.

Приток от инвестиционной деятельности детализируется таким образом:

- поступление средств от продажи основных средств и нематериальных активов;
- возврат средств от долгосрочных финансовых вложений (продажа акций, предъявление векселей, возврат ранее выданных долгосрочных займов и т.д.).

Приток средств от финансовой деятельности детализируется на:

- получении долгосрочных кредитов и займов;
- получении краткосрочных кредитов и займов;

- возврате средств от краткосрочных финансовых вложений;
- ожидаемом возврате сумм, ранее уплаченных в счет выданных поручительств. На схеме рис. 10.3.2 приведена структура статей ДПН.

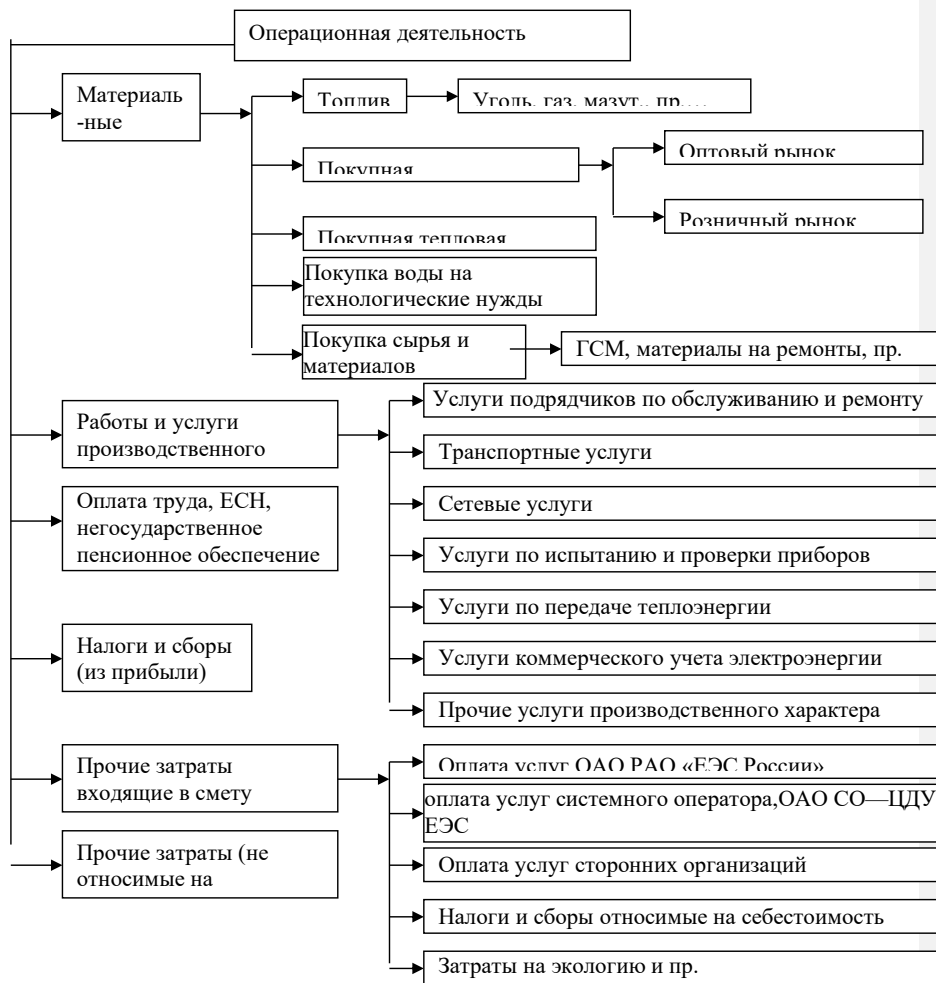


Рис. 10.3.2. Структура статей ДПН

Степень детализации задается практической необходимостью и значимостью отражаемых данных для анализа. Минимальная необходимая степень детализации задается материнской компанией при установлении отчетных (передающихся в материнскую компанию) форм.

Энергопредприятие самостоятельно может углубить детализацию статей по удобному ей признаку.

Расходная часть бюджета ДПН (отток) содержит больше статей управленческого учета, что связано с необходимостью анализа целевого использования средств.

Отток по инвестиционной деятельности по первому уровню детализируется таким образом:

- инвестиции в основной капитал;
- долгосрочные финансовые вложения;
- нематериальные активы.

Отток по финансовой деятельности по первому уровню:

- краткосрочные кредиты и займы;
- краткосрочные финансовые вложения;
- дивидендные выплаты.

Особое место в расходной части занимают контрольные показатели — защищенные статьи бюджетной и экономической классификации бюджета ДПН, расходы по которым осуществляются энергокомпанией в первостепенном порядке. Выполнение контрольных показателей ДЗО является механизмом реализации стратегии развития материнской компании. В 2007 г. стандартом ДПН ОАО РАО «ЕЭС России» был предусмотрен состав контрольных показателей, указанный в табл. 10.3.3.

Обобщающий контрольный показатель «Выполнение обязательств по договорам с ОАО РАО «ЕЭС России» и решениям собраний акционеров» рассчитывался как сумма следующих показателей:

- обслуживание кредитов ОАО РАО «ЕЭС России»;
- погашение кредитов ОАО РАО «ЕЭС России»;
- услуги по организации функционирования и развитию «ЕЭС России»;
- арендная плата за объекты ОАО РАО «ЕЭС России»;
- прочие обязательства по договорам с ОАО РАО «ЕЭС России»;

- дивиденды по обязательствам перед ОАО РАО «ЕЭС России».

Таблица 10.3.2

Перечень контрольных показателей

Наименование контрольного показателя бюджета ДПН	Состав контрольного показателя	Контрагент
Выполнение обязательств по договорам с ОАО РАО «ЕЭС России» и решениям собраний акционеров	Сводка из нескольких статей	ОАО РАО «ЕЭС России»
Выполнение обязательств по договорам на ФОРЭМ и счетам-требованиям	Текущие платежи, погашение кредиторской задолженности	ЗАО ЦДР ФОРЭМ
Оплата услуг ОАО ФСК ЕЭС	То же	ОАО ФСК ЕЭС
Оплата услуг ОАО СО—ЦДУ ЕЭС по обеспечению системной надежности	То же	ОАО СО—ЦДУ ЕЭС

Состав контрольных показателей может меняться в зависимости от изменения задач, которые решает материнская компания путем их установления.

В случае дефицитности бюджета для определения приоритетности платежей в энергетических компаниях бюджетирование ДПН позволяет производить ранжирование платежей по степени их приоритетности, например:

- первая очередь — оплата труда с учетом единого социального налога (ЕСН), отчисления в бюджет и внебюджетные фонды;
- вторая очередь — финансирование обязательств перед кредитными учреждениями (приобретает высший приоритет в случае приближения договорного срока погашения кредита и (или) процентов по кредиту, а также сроков оплаты услуг банков согласно договорным условиям);
- третья очередь — платежи по исполнительному производству;
- четвертая очередь — финансирование затрат на топливо для производства энергии;

- пятая очередь — расходы по содержанию центрального аппарата и структурных подразделений (услуги связи, арендная плата, материальные затраты, средства на страхование);

- шестая очередь — расходы на ремонты, оплату услуг по заключенным контрактам, МТР, затраты на инвестиционную деятельность и др.

Для адекватного выполнения функций бюджета ДПН энергопредприятия важное значение имеет детализация его расходной и доходной частей. Подробно детализированный состав статей бюджета ДПН позволяет в полной мере осуществлять бюджетное планирование операций, направленных на достижение целей деятельности предприятия. При этом создаются условия для стимулирования руководителей, а также реализуется контроль за текущей деятельностью по выполнению определенных программ и проектов. Анализ доходных и расходных статей бюджета ДПН позволяет оценивать эффективность отдельных направлений деятельности, а также осуществлять контроль за расходованием ресурсов через лимитирование расходов и корректировку отдельных статей бюджета.

Применявшийся в холдинге ОАО РАО «ЕЭС России» многоуровневый классификатор статей бюджета позволял показывать бюджет ДПН энергопредприятия на любом уровне агрегирования информации или детализации в зависимости от группы пользователей. Обычно бюджет ДПН предоставляется в трех уровнях детализации:

- первый (максимально агрегированный) — информация, которая представляется на рассмотрение правления и совета директоров энергокомпании;

- второй — детализация информации первого уровня и представление показателей агрегированного бюджета в дополнительных разрезах информации, которая будет представляться на рассмотрение членов правления, платежной комиссии и заместителям председателя правления, а

после утверждения — руководителям структурных подразделений энергокомпании;

- третий (максимально детальный) — бюджет ДПН, представляемый и утверждаемый для конкретных подразделений энергопредприятия и передаваемый для исполнения в казначейство энергопредприятия.

Исходные данные для бюджета ДПН формируются в подразделениях, отвечающих за точность, достоверность и своевременное предоставление информации для процесса бюджетного (финансового) планирования. Всем группам пользователей отдельные выписки из общего бюджета ДПН (отчеты информационно-аналитической системы) предоставляются в необходимых форматах, удобных для практического использования.

10.3.4. Казначейское исполнение бюджета

Процесс бюджетирования ДПН, т.е. управления финансовыми потоками предприятия, состоит из четырех основных частей: планирования, исполнения, контроля и анализа.

Подразделением, на которое возлагается организация исполнения бюджета ДПН в энергетических компаниях, является казначейство, выполняющее функции кассира и осуществляющее платежи за счет средств, запланированных в бюджете ДПН, от имени и по поручению компании. Одна из главных целей казначейского исполнения бюджета ДПН — достижение его прозрачности, ускорение зачисления поступлений в статью доходов и прохождения платежей по статьям расхода, полный контроль над бюджетными средствами.

Основные функции казначейства:

- организация исполнения бюджета ДПН;
- контроль за исполнением бюджета ДПН;
- осуществление учета и отчетности по движению средств энергопредприятия.

Исполнение бюджета ДПН — одна из ключевых стадий бюджетного процесса — предусматривает обеспечение полного и своевременного поступления всех

ожидаемых доходов и финансирование за счет полученных доходов всех запланированных расходов. В казначейство поступает утвержденный бюджет ДПН предприятия на предстоящий квартал с разбивкой по месяцам в разрезе структурных подразделений, с детализацией статей до самого низкого уровня и точностью значений показателей до рубля. Бюджет ДПН исполняется ежемесячно, нарастающим итогом в пределах одного квартала, т.е. средства, неиспользованные в первом месяце квартала, автоматически переносятся на следующие. При необходимости использования средств будущих месяцев в пределах одного квартала в текущем месяце по каждой статье бюджета ДПН необходимо получить специальное разрешение руководства энергопредприятия на «опережающее» финансирование.

Особенность энергетических компаний — наличие обособленных подразделений, филиалов или представительств (далее — обособленные подразделения), расположенных как в непосредственной близости, так и в районах, отдаленных от основной компании.

В таких условиях возможно несколько вариантов построения бюджета ДПН, а следовательно, и его исполнения.

Для централизованного варианта исполнения бюджета ДПН (рис. 10.3.3) характерна концентрация управленческих функций в материнской компании. В этом случае создается централизованное казначейство, акцептующее все платежи обособленных подразделений.

Доходы всех обособленных подразделений поступают на единые счета и в кассу предприятия, часть поступивших средств в пределах смет на содержание передается обособленным подразделениям.

При частично централизованном исполнении бюджета ДПН (рис. 10.3.4) материнская компания играет роль контролирующего органа. Бюджет ДПН такой компании — сводный и включает в себя бюджеты ДПН обособленных подразделений.

Для каждого обособленного подразделения открываются отдельные расчетные счета по месту их фактического расположения. Создается казначейство подразделения, ведущее учет всех доходов и расходов



Рис. 10.3.3. Централизованное казначейское исполнение бюджета ДПН на энергопредприятии

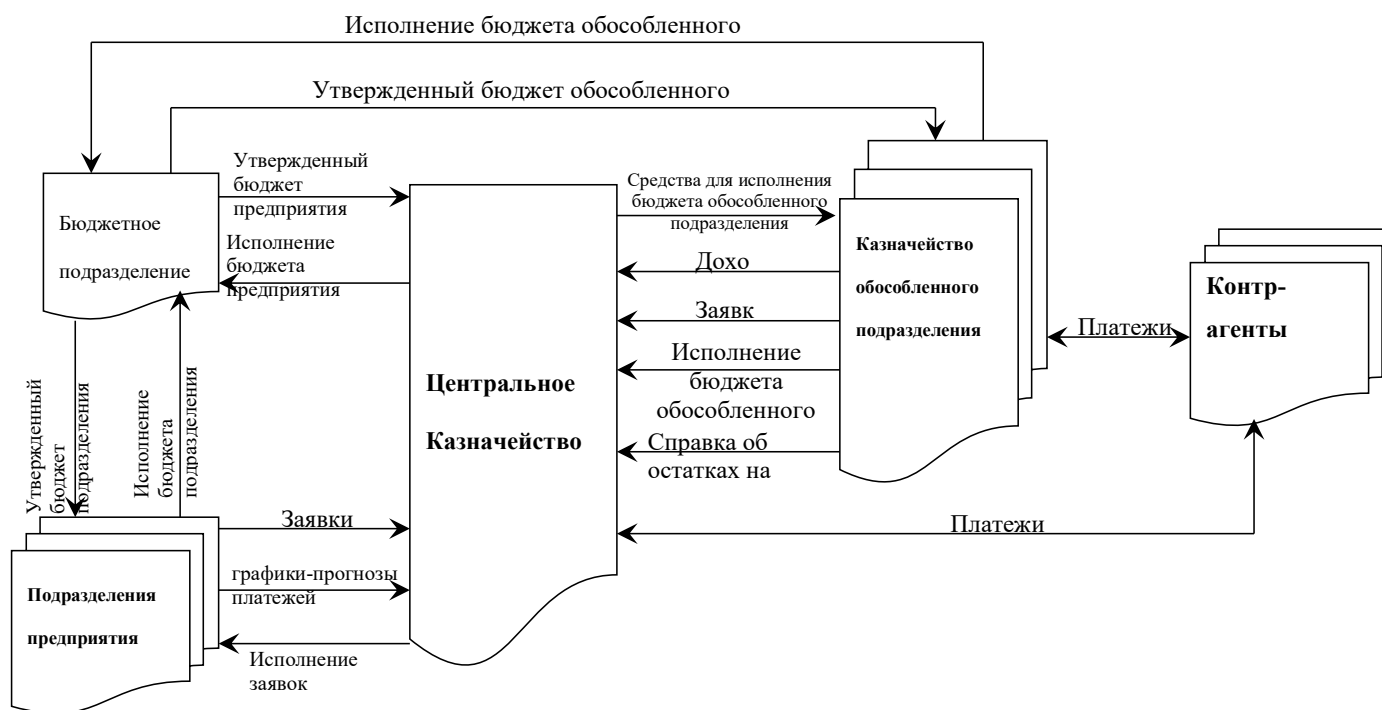


Рис. 10.3.4. Казначейское исполнение бюджета ДПН на энергопредприятии при частичной централизации

обособленного подразделения самостоятельно. Обособленному подразделению разрешается оставлять на своих расчетных счетах средства в размере, необходимом для исполнения расходной части бюджета ДПН будущего периода. Если на расчетных счетах обособленного подразделения средств для исполнения бюджета ДПН недостаточно, недостающие суммы перечисляются центральным казначейством компании в пределах утвержденного бюджета подразделения с учетом данных справки «Остатки на расчетных счетах подразделения на конец отчетного периода».

По окончании квартала доходы, поступившие на расчетные счета обособленного подразделения, перечисляются на счета основного предприятия; центральному казначейству и финансовым подразделениям компании представляется отчет об исполнении бюджета за прошедший квартал и справка «Остатки на расчетных счетах подразделения на конец отчетного периода».

В некоторых случаях создание казначейства подразделения экономически или технически нецелесообразно. Для осуществления контроля за исполнением бюджета ДПН обособленного подразделения может быть привлечен банк-плательщик. В этом случае в начале отчетного периода утвержденный бюджет подразделения передается в банк, заявки на осуществление платежей вместе с платежными документами поступают в банк от подразделения, а санкционирование платежей осуществляется руководством центрального аппарата компании. По окончании отчетного периода банк представляет компании отчет об исполнении бюджета ДПН подразделения.

Исполнение доходной и расходной частей бюджета ДПН имеет ряд различий. Исполнение доходной части бюджета ДПН предприятия осуществляется его казначейством в такой последовательности:

- составление графика предстоящих доходов в соответствии с утвержденным бюджетом ДПН;
- зачисление поступлений на счета и в кассу предприятия;
- распределение поступлений по статьям в соответствии с бюджетом доходов;
- учет и составление отчетности о доходах соответствующего бюджета ДПН.

Исполнение расходной части бюджета ДПН осуществляется казначействами энергопредприятия и его обособленных подразделений в пределах фактического наличия средств на расчетных счетах и в кассе.

Порядок, который предписывает соблюдение обязательных последовательно осуществляемых процедур утверждения и финансирования расходов, устанавливается нормативными документами предприятия.

Утверждение (санкционирование) платежей необходимо для исключения платежей, не предусмотренных бюджетом компании и не обоснованных поступлением доходов.

Основные этапы утверждения и финансирования:

- составление графика предстоящих платежей на основании утвержденного бюджета и прогнозных графиков подразделений;
- распределение фактического наличия денежных средств на счетах и в кассе предприятия в соответствии с графиком предстоящих платежей;
- подготовка и утверждение документов для осуществления финансирования;
- проверка фактического наличия средств на соответствующих статьях бюджета ДПН;
- расходование бюджетных средств (процедура финансирования);
- учет и составление отчетности о расходах соответствующего бюджета ДПН.

Подразделения и обособленные подразделения компании на основании утвержденного бюджета ДПН готовят заявки на осуществление платежей, оформленные на специальном бланке с приложением подтверждающих документов и указанием суммы, получателя и даты платежа, а также источника финансирования, т.е. статьи бюджета ДПН текущего квартала. Заявки, утвержденные в установленном порядке, передают в казначейство для исполнения и контроля над осуществлением платежа.

Учет движения денежных средств осуществляется ежедневным фиксированием всех поступлений и платежей предприятия в специальных реестрах с учетом статей бюджета ДПН. Для учета использования бюджетных средств применяются следующие периоды отчетности: оперативная; ежемесячная; ежеквартальная (годовая).

Оперативная отчетность показывает баланс доходов и расходов в разрезе статей бюджета ДПН предприятия за текущий день, например, «Реестр поступлений (списаний) денежных средств за отчетный день», «Ведомость движения денежных средств за отчетный день». Ежедневные отчеты позволяют регулировать количество предстоящих платежей и равномерно распределять их каждый день. Оперативная отчетность уменьшает риск возникновения «кассового разрыва» — ситуации, при

которой размер запланированных платежей превышает фактическое наличие денежных средств на счетах и в кассе предприятия, а в случае возникновения подобной ситуации позволяет оперативно решать возникшую проблему путем привлечения краткосрочных кредитов.

Ежемесячная отчетность показывает исполнение бюджета ДПН энергопредприятия за месяц и позволяет гибко контролировать расходование бюджетных средств в пределах одного квартала в соответствии с фактическим поступлением доходов. Контролируя отклонения, возникающие в бюджетах ДПН квартала помесечно, можно успеть принять управленческое решение и выравнить показатели по кварталу и году.

Квартальная (годовая) отчетность показывает отклонение бюджетных показателей от их фактических значений, позволяет оценить качество бюджетирования ДПН и выяснить причины неисполнения плана. Если отклонение носит существенный характер, финансовый менеджер принимает решение о необходимости вносить соответствующие корректировки в бюджет ДПН последующего периода, изменять финансовые цели предприятия. В противном случае никакие корректирующие действия не производятся.

Казначейство, контролируя исполнение бюджета ДПН, выявляет значимые отклонения всех показателей от запланированных, чтобы в будущем исключить ошибки, допущенные в текущем периоде, и учесть достижения, полученные в процессе исполнения бюджета подразделениями энергокомпании.

10.4. Учетная и налоговая политика электроэнергетических компаний

10.4.1. Особенности учетной и налоговой политики электроэнергетической компании

Как правило, учетная политика состоит из трех разделов: организационно-технического, ведения бухгалтерского учета, ведения налогового учета.

Как и в любой отрасли, учетная политика энергетики базируется на бухгалтерском и налоговом учете. Основополагающими нормативными документами, первого из них, регламентирующими порядок формирования учетной политики, являются Федеральный закон от 21 ноября 1996 № 129-ФЗ «О бухгалтерском учете», положение по бухгалтерскому учету (ПБУ) 1/98 «Учетная политика организации», утвержденное приказом Минфина России от 09 декабря 1998 № 60н.

Выделение в учетной политике второго раздела стало производиться относительно недавно — с принятием главы 25 «Налог на прибыль организаций» Налогового кодекса (НК) РФ, который и является основным нормативным документом, регулирующим его формирование.

Конкретные способы (методы) определения доходов и расходов, принципы и правила, которыми следует руководствоваться при разработке и утверждении учетной политики для целей налогообложения, даны в статьях НК РФ (167, 259, 313 и др.).

На формирование учетной политики непосредственно влияют: виды осуществляемой деятельности; характер производства, его особенности и специфика.

Одна из основных особенностей энергетического производства в том, что предприятия этой отрасли работают непосредственно на потребителя без создания складских запасов и учета незавершенного производства, а произведенные за отчетный период расходы полностью списываются на себестоимость выработанной энергии. Соответственно вопросы распределения расходов между готовой продукцией и незавершенным производством не являются актуальными для данных организаций (при отсутствии иных производств), и им в учетной политике не может быть уделено особое внимание.

В то же время для предприятий, занятых производством (генерацией) электрической энергии, значимыми являются вопросы, связанные с порядком отражения операций по приобретению материалов (топлива), их списанию, поскольку они составляют существенную долю в структуре оборотных активов и в затратах. Способы учета материально-производственных запасов (МПЗ) являются важными и для тех

организаций энергетики, которые заняты текущим ремонтом и техническим обслуживанием производственных мощностей и определяются в настоящее время «Методическими указаниями по бухгалтерскому учету материально-производственных запасов», утвержденными приказом Минфина России от 28 декабря 2001 г. № 119н.

В целях налогообложения предусмотрены те же способы оценки материалов при их списании, что и в бухгалтерском учете (п. 8 ст. 254 НК РФ).

Важный момент учетной политики связан с учетом МПЗ — возможность создания резерва на случай снижения стоимости материальных ценностей. Согласно плану счетов и инструкции по его применению такой резерв может быть создан под любые МПЗ (сырье, материалы, товары, готовая продукция). Резерв на случай снижения стоимости материально-производственных запасов образуется на конец отчетного периода за счет финансовых результатов. Размер резерва определяется как разница между текущей рыночной стоимостью и фактической себестоимостью МПЗ, если последняя выше текущей рыночной стоимости. В таком случае МПЗ отражаются в бухгалтерском балансе на конец отчетного года за вычетом резерва на случай снижения стоимости материальных ценностей.

В налоговом учете возможность создания указанного резерва не предусмотрена, в связи с чем могут возникнуть разночтения между хозяйствующими субъектами и налоговыми органами.

В учетной политике предприятий энергетики, как правило, отражается порядок списания спецодежды и специальной оснастки. В бухгалтерском учете стоимость спецодежды может погашаться линейным способом, а для спецодежды со сроком эксплуатации менее 12 месяцев допускается единовременное списание в момент передачи ее сотрудникам. В налоговом учете спецодежда включается в расходы сразу при передаче работникам независимо от срока ее службы.

Выбор варианта списания спецоснастки в бухгалтерском учете зависит от того, в составе каких активов — оборотных или внеоборотных — она учтена. Стоимость спецоснастки, принятой в состав основных средств, погашается путем начисления амортизации. Для списания стоимости спецоснастки, принятой в состав оборотных активов, допускается применение двух способов: способ списания стоимости пропорционально объему выпущенной продукции (работ, услуг) и линейного способа. В налоговом учете спецоснастка стоимостью более 10.000 руб. за единицу и сроком использования более 1 года учитывается в составе амортизируемого имущества и ее

стоимость погашается путем начисления амортизации. В ином случае спецоснастка списывается в налоговом учете единовременно в момент отпуска в производство.

Наиболее важным вопросам учетной политики относятся вопросы, связанные с основными средствами: проведение их переоценки; порядок определения сроков полезного использования; способы начисления амортизации, применения льгот, учета расходов на их ремонт, определенные в настоящее время ПБУ 6/01 «Учет основных средств», утвержденное приказом Минфина России от 30 марта 2001 г. и постановление Правительства РФ от 1 января 2002 г. № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Отличие от бухгалтерского учета энергетики от других отраслей состоит в том, что в налоговом учете для объектов основных средств, входящих в 8-10 амортизационные группы, начисление амортизации может производиться только линейным методом. Иначе говоря, для предприятий энергетики линейный метод является наиболее распространенным.

Еще одна отличительная особенность налогового учета — возможность установления метода начисления амортизации не только для групп амортизируемого имущества, но и для конкретных объектов. Это позволяет более обоснованно устанавливать сроки эксплуатации, учитывать индивидуальные особенности каждого объекта.

С 1 января 2006 г. для организаций, осуществляющих вложения средств в модернизацию и обновление основных фондов, стало возможно применение так называемой «амортизационной льготы». Организациям предоставлено право включать в состав расходов фактически произведенные расходы на капитальные вложения в размере до 10 % первоначальной стоимости основных средств (за исключением полученных безвозмездно) и (или) расходов, понесенных в случаях достройки, дооборудования, модернизации, технического перевооружения, частичной ликвидации основных средств. Применение данной льготы означает, что списанные единовременно суммы в дальнейшем при расчете суммы амортизации не учитываются.

В организациях электроэнергетики существенны суммы расходов по ремонту основных средств. Как правило, основные ремонтные работы осуществляются в летний период, соответственно и наибольшие расходы на ремонт относятся к данному периоду времени.

В бухгалтерском учете возможны три варианта учета расходов на ремонт.

Первый вариант признание этих расходов в период их фактического осуществления — наиболее простой, не требующий каких-либо расчетов. Его недостаток — признание расходов в период проведения ремонта и значительное колебание финансового результата в течение отчетного периода.

Второй вариант состоит в том, что создается резерв расходов на ремонт основных средств в целях их более равномерного включения в затраты в течение отчетного периода. При этом требуется документальное обоснование расчета ежемесячных отчислений: дефектные ведомости, утвержденные планы проведения ремонтов, сметы на их осуществление, установленные нормативы и информация о фактически проведенных ремонтных работах и т.п.

Третий способ — разновидность второго состоит в том, что расходы по неравномерно проводимому в течение года ремонту предварительно отражаются на счете 97 «Расходы будущих периодов».

В налоговом учете ст. 260 НК РФ предусмотрено два варианта списания данных сумм: расходы на ремонт в фактических размерах признаются в составе прочих в том отчетном периоде, когда были осуществлены; путем создания резерва предстоящих расходов на ремонт. В последнем случае организации в целях обоснования сумм необходимо произвести расчеты по правилам, установленным ст. 324 НК РФ. В частности, следует рассчитать среднее значение фактических расходов на ремонт, сложившее за последние 3 года, так как предельная сумма резерва предстоящих расходов должна быть не выше этого значения. Для проведения особо сложных и дорогих видов ремонтов, когда накопление средств производится более чем в одном налоговом периоде, предельный размер отчислений в резерв может быть увеличен на сумму ранее начисленного резерва за соответствующий прошлый период в соответствии с графиком проведения ремонта. Кроме того, в приказе об учетной политике должен быть установлен норматив отчислений в резерв предстоящих расходов.

При выборе из рассмотренных способов какого-то одного руководствуются техническими состоянием и особенностями объектов, режимом их эксплуатации, периодичностью проведения ремонтов, общими расходами по ним, финансовым состоянием и др. На предприятиях, где расходы на ремонт основных средств являются незначительными, в бухгалтерском и налоговом учетах применяется, как правило, первый способ как наиболее простой и не требующий дополнительных расчетов.

При формировании учетной политики одним из важнейших является вопрос формирования финансового результата. Для этого в соответствии с пунктом 9 ПБУ 10/99 «Расходы организации», утвержденным приказом Минфина России от 6 мая 1999 г. № 33н, определяется себестоимость продукции, (работ, услуг). Она формируется на базе расходов по обычным видам деятельности, признанных как в отчетном году, так и в предыдущие отчетные периоды, и переходящих расходов, имеющих отношение к получению доходов, с учетом корректировок, зависящих от особенностей производства продукции (работ, услуг). Правила учета затрат на производство в разрезе элементов и статей, исчисления себестоимости продукции (работ, услуг) должны устанавливаться отдельными нормативными актами и методическими

указаниями по бухгалтерскому учету. В настоящее время они не разработаны, в связи с чем организации самостоятельно устанавливают и закрепляют в учетной политике применяемый метод учета затрат, объекты учета затрат, группировку расходов, особенности учета отдельных видов расходов (при необходимости).

10.4.2. Организация бухгалтерского и налогового учета в компаниях электроэнергетики

В рамках проводимой реформы электроэнергетической отрасли изменилась ее общая структура. Из нее по функциональному признаку (генерация, передача, сбыт) стали выделяться отдельные хозяйствующие субъекты (см. 3.2.3). Это повлияло и на организацию учетного процесса. В связи с этим можно выделить два принципиально разных подхода в организации учетных работ.

Первый, традиционный подход состоит в том, что каждый хозяйствующий субъект имеет в своем составе самостоятельный учетный аппарат как структурную единицу. Он организует и ведет бухгалтерский учет, составляет и представляет в установленные сроки и органы отчетности, решает текущие учетные вопросы и т.п. Ведение налогового учета может производиться самой бухгалтерской службой или отдельным, специально созданным для этих целей структурным подразделением. Когда расхождения между бухгалтерским и налоговым учетом незначительны и объем учетных работ позволяет совместить оба вида учета, целесообразно ведение как бухгалтерского, так и налогового учета бухгалтерией.

Принципиально новый подход — создание общих центров обслуживания. Его суть в том, что хозяйствующие субъекты не осуществляют ведение учета, а передают эти функции другой специализированной организации, для которой они являются основным видом деятельности.

На практике и в современной деловой литературе такой способ организации работ получил название «аутсорсинг». Термин заимствован из английского языка (outsourcing) и дословно переводится как использование чужих ресурсов. Аутсорсинг — это передача на договорной основе вспомогательных, поддерживающих или сопутствующих функций другим организациям (внешним исполнителям), которые специализируются в конкретной области и обладают необходимыми навыками, опытом, знаниями и техническим оснащением. Основное преимущество аутсорсинга состоит в оптимизации процесса функционирования организации путем сосредоточения ее деятельности на главном направлении.

В настоящее время этот термин в российском законодательстве отсутствует. Поэтому процесс оказания данных услуг регламентируется теми нормами ГК РФ, которым соответствует фактическое содержание взаимоотношений между заказчиком и организацией-аутсорсером.

На практике в большинстве случаев оказание услуг аутсорсинга регулируется положениями гл. 39 ГК РФ «Возмездное оказание услуг». По договору возмездного оказания услуг (п. 1 ст. 779) исполнитель (организация-аутсорсер) обязуется по заданию заказчика оказать услуги (совершить определенные действия или осуществить определенную деятельность), а заказчик обязуется оплатить эти услуги. Предоставление услуг бухгалтерского и налогового учета является разновидностью аутсорсинга бизнес-процессов.

Возможность ведения бухгалтерского учета сторонней организацией предусмотрена ст. 6 закона от 21 ноября 1996 № Т 129-ФЗ «О бухгалтерском учете», где сказано, что в зависимости от объема учетной работы руководитель может передать на договорных началах ведение бухгалтерского учета специализированной организации.

Передача ведения бухгалтерского учета такой организации должна быть зафиксирована в приказе по учетной политике на соответствующий финансовый год. В этом случае в соответствии со ст. 26 НК РФ

интересы налогоплательщика в налоговых правоотношениях, подачу отчетности в налоговые органы может осуществлять его уполномоченный представитель.

Применение такой формы организации учета является сравнительно новым явлением в отечественной практике. Поэтому при ее внедрении необходимо более тщательно определить круг прав и обязанностей каждой из сторон, согласовать конкретный перечень операций, график документооборота, сроки и порядок представления информации, круг пользователей и т.д.

Аутсорсинг не означает полное отсутствие учетных работников у организации-заказчика. Первичные учетные документы заполняют непосредственно работники предприятия. В специализированную организацию передаются документы для отражения хозяйственных операций в регистрах бухгалтерского и налогового учета, формирования отчетности.

Основные преимущества такого порядка ведения учета:

- концентрация на основном бизнесе без перераспределения ресурсов (трудовых, материальных, финансовых) на обеспечивающих функция;
- привлечение к выполнению работ квалифицированных специалистов, что предполагает более качественное исполнение ими своих обязанностей;
- сокращение затрат на оборудование и техническое оснащение рабочих мест и поддержание их на должном уровне. Благодаря узкой специализации аутсорсера стоимость его услуг, как правило, оказывается ниже издержек по содержанию собственного аппарата;
- специализация по функциональному признаку открывает доступ к технологиям и решениям более высокого порядка, объективно способствует более эффективному использованию трудовых ресурсов.

10.4.3. Аудиторское заключение по финансовой отчетности

Аудит — важный и неотъемлемый элемент экономики, система проверки отчетности независимыми организациями. В нашей стране институт аудита появился с началом рыночных преобразований. Процесс его формирования продолжается и в настоящее время. Основными нормативными документами, регулирующими аудиторскую деятельность, являются Федеральный закон от 7 августа 2001 г. № 119-ФЗ «Об аудиторской деятельности», а также постановление Правительства России от 23.09.02 № 696 «Об утверждении федеральных правил (стандартов) аудиторской деятельности».

Данным законом определено: целью аудита является выражение независимого мнения о достоверности финансовой (бухгалтерской) отчетности аудируемых лиц и соответствия порядка ведения бухгалтерского учета законодательству РФ. Под достоверностью понимается степень точности данных отчетности, которая позволяет пользователю на основании ее данных делать правильные выводы о результатах хозяйственной деятельности, финансовом и имущественном положении аудируемых лиц и принимать базирующиеся на этих выводах обоснованные решения.

Различают аудит обязательный и инициативный (добровольный). Первый установлен законом и проводится ежегодно в обязательном порядке; второй — по инициативе самого хозяйствующего субъекта. Обязательный аудит проводится в следующих случаях:

- организация имеет организационно-правовую форму открытого акционерного общества;
- организация является кредитной, бюро кредитных историй, страховой

или обществом взаимного страхования, товарной или фондовой биржей, инвестиционным фондом, государственным внебюджетным фондом, источником образования средств которого являются предусмотренные законодательством России обязательные отчисления, производимые физическими и юридическими лицами; фондом, источниками образования средств которого являются добровольные отчисления физических и юридических лиц;

- объем выручки организации или индивидуального предпринимателя от реализации продукции (выполнения работ, оказания услуг) за один год превышает в 500 тыс. раз установленный законодательством РФ минимальный размер оплаты труда или сумма активов баланса превышает на конец отчетного года в 200 тыс. раз установленный законодательством РФ минимальный размер оплаты труда;
- организация является государственным или муниципальным унитарным предприятием, основанным на праве хозяйственного ведения, если финансовые показатели его деятельности соответствуют размерам, приведенным в предыдущем пункте. Для муниципальных унитарных предприятий законом субъекта России финансовые показатели могут быть понижены;
- обязательный аудит в отношении этих организаций или индивидуальных предпринимателей предусмотрен федеральным законом.

Аудит не подменяет действующие формы государственного контроля, а представляет собой одну из новых форм независимого вневедомственного финансового контроля.

От финансовых проверок и ревизий аудит отличает необходимость следовать определенным стандартам (национальным или международным) и соблюдать формальные процедуры: планирование, документирование, сбор доказательств и др.

Аудиторская деятельность — это самостоятельная предпринимательская деятельность, осуществляемая на свой риск и направленная на получение прибыли. Одной из ее особенностей является запрет аудиторским организациям (и индивидуальным аудиторам) заниматься какой-либо иной

предпринимательской деятельностью, не связанной с проведением аудита и оказанием сопутствующих ему услуг. В России, как и во всем мире, аудит проводится на возмездной основе. Отношения между аудиторской фирмой и клиентом регулируются договором о возмездном оказании услуг. Для предприятий, в которых доля государственной собственности составляет не менее 25 %, для проведения обязательного аудита производится отбор аудиторов на основании открытого конкурса. Правила, регламентирующие порядок проведения отбора, утверждены постановлением Правительства РФ от 30 ноября 2005 г. № 706 «О мерах по обеспечению проведения обязательного аудита».

При осуществлении проверки аудиторы самостоятельно определяют ее формы и методы; они имеют право проверять в необходимом объеме документацию, связанную с финансово-хозяйственной деятельностью, а также фактическое наличие любого имущества, отраженного в документах. При необходимости они могут обратиться к руководству аудируемого лица за разъяснениями в устной или письменной форме. В то же время к основным обязанностям аудитора в ходе проведения аудита (помимо его осуществления и передачи в установленные договором сроки аудиторского заключения) можно отнести предоставление по требованию аудируемого лица информации о нормативных актах, на которых основываются выводы и замечания, обеспечение сохранности документов, соблюдение конфиденциальности и др.

При проверке аудируемое лицо не должно предпринимать какие бы то ни было действия с целью ограничить круг вопросов, подлежащих выяснению.

Специфика аудита как особого вида деятельности вытекает из его целей и принципов. Он призван обеспечить разумную уверенность в том, что рассматриваемая в целом бухгалтерская отчетность не содержит существенных искажений. Разумная уверенность — это общий подход, относящийся к процессу накопления аудиторских доказательств, необходимых и достаточных для того, чтобы аудитор сделал вывод об отсутствии существенных искажений в бухгалтерской отчетности, рассматриваемой как единое целое. Разумная уверенность аудитора в том, что рассматриваемая в целом бухгалтерская отчетность не содержит существенных искажений, не может быть абсолютной ввиду наличия ограничений, присущих аудиту и влияющих на возможность обнаружения аудитором существенных искажений бухгалтерской отчетности. К таким ограничениям относится выборочный характер проверки, а также то, что аудиторские доказательства не носят исчерпывающего характера, а только предоставляют доводы в подтверждение какого-то вывода.

Таким образом, главная задача аудитора — выявление только существенных искажений бухгалтерской отчетности. Давать полную гарантию соответствия всех хозяйственных операций нормам закона не входит в его задачу, так как аудитор оценивает то, что является существенным и важным по его профессиональному представлению, зная какие факторы способны привести к существенному искажению бухгалтерской отчетности.

Информация об отдельных активах, обязательствах, доходах, расходах и хозяйственных операциях, а также составляющих капитала считается существенной, если ее неучет или искажение может повлиять на экономические решения пользователей, принятые на основе данной отчетности.

Единые требования к порядку осуществления аудиторской деятельности, оформлению и оценке качества аудита и сопутствующих ему услуг, а также к порядку подготовки аудиторов и оценке их квалификации содержатся в Правилах (стандартах) аудиторской деятельности (ПСАД). В настоящее время постановлением Правительства РФ от 23 сентября 2002 г. № 696 «Об утверждении федеральных правил (стандартов) аудиторской деятельности» (с последующими дополнениями) утвержден 31 стандарт. Все они разработаны в соответствии с международными стандартами аудита (МСА). Работа над созданием новых стандартов продолжается.

Для выражения своего мнения аудитор обязан получить достаточные аудиторские доказательства. Под этим термином понимается информация, полученная аудитором в ходе проведения проверки, а также результаты ее обработки и анализа. К ней относятся первичные документы и записи в регистрах бухгалтерского учета, письменные разъяснения должностных лиц аудируемого лица, информация от иных источников (контрагентов).

Наиболее распространенные методы получения аудиторских доказательств (процедур проверки по существу): проверка (документов, записей, активов); наблюдение за операциями, оформлением документов, производимыми другими лицами; запрос (к третьим лицам); пересчет (проверка расчетов в первичных документах); аналитические процедуры. Последний метод включает в себя: изучение и оценку полученных данных; выявление нехарактерных, необычных или неправильно отраженных в учете операций; выяснение причин искажений и неточностей.

Единые требования к форме и содержанию аудиторского заключения, которое является официальным документом и предназначено для пользователей финансовой отчетности содержатся в «Аудиторском заключении по финансовой (бухгалтерской отчетности)».

Различают два вида аудиторских заключений: заключение с выражением безоговорочно положительного мнения; модифицированное

заключение. К последнему виду относится мнение с оговоркой, отказ от выражения мнения или отрицательное мнение.

Мнение с оговоркой может означать, что отчетность является достоверной, но имеются обстоятельства, касающиеся соблюдения принципа непрерывной деятельности хозяйствующего субъекта, т.е. отчетность составлена в соответствии с действующими правилами, но сами показатели таковы, что вызывают сомнения в жизнеспособности и возможности функционирования организации в дальнейшем.

Возможны и иные причины для выражения модифицированного заключения. Они касаются фактов, которые не поддаются точной оценке в настоящее время, так как зависят от событий, которые произойдут в будущем. Например, предстоящие судебные разбирательства с контрагентами или налоговыми органами, исход по которым не может быть предопределен, а оспариваемые суммы являются существенными и могут изменить финансовое положение организации кардинальным образом.

Другая, наиболее распространенная причина модифицированного заключения — обстоятельства не отраженные в отчетности, но раскрытые в пояснениях к финансовой отчетности (модификация посредством привлечения внимания). Это могут быть события после отчетной даты, изменения в учетной политике и др.

Важным является вопрос о том, кто является основным пользователем итогов работы аудиторов. В первую очередь это собственники хозяйствующего объекта, так как аудит призван оценить эффективность работы исполнительного органа, подтвердить отсутствие злоупотреблений с его стороны, выявить возможные риски, в том числе и налоговые.

Другая группа пользователей информации — потенциальные инвесторы. С развитием фондового рынка, глобализацией финансовой системы, когда для свободного перемещения (перелива) капитала будут созданы условия, достоверная информация о финансовом состоянии

хозяйствующих субъектах становится все более востребованной и влияющей на инвестиционные процессы.

Третья группа из наиболее важных пользователей — кредитные учреждения, а также поставщики и подрядчики. На основании данной информации кредиторы анализируют возможности своевременного погашения обязательств.

Помимо аудиторского заключения, по итогам проведенной работы составляется еще один документ — письменная информация (отчет) аудиторской организации о результатах проверки финансово-хозяйственной деятельности и системе контроля на предприятии. Он представляется руководству компании. Основное его назначение — это информирование руководства предприятия о тех аспектах, которые стали известны аудитору в ходе проверки. Аудитор обязан пояснить, что данный отчет не дает полной информации о существующих в настоящий момент слабых сторонах финансово-хозяйственной деятельности предприятия, равно как и возможностях ее улучшения. Аудитор должен особо подчеркнуть тот факт, что в настоящем отчете отображено только то, что стало известно в результате проведенных аудиторских процедур.

В этом отчете излагаются: результаты экспертизы организации бухгалтерского учета, составления отчетности и состояния внутреннего контроля; факты выявленных существенных нарушений действующего порядка ведения бухгалтерского учета и составления отчетности; нарушения законодательства при совершении хозяйственных операций.

Предоставление финансовой отчетности внешним аудиторам можно назвать завершающим этапом ее формирования для проверки и представления пользователям.

Для осуществления внутреннего контроля в крупных компаниях существуют внутренние службы аудита, призванные наладить систему внутреннего контроля, сбора, обработки необходимой информации.

Важная роль в контроле за подготовкой финансовой отчетности в крупных акционерных компаниях возлагается на комитеты по аудиту. Их создание рекомендовано «Кодексом корпоративного поведения», утвержденным распоряжением ФКЦБ России от 4 апреля 2002 г. № 421/р «О рекомендации к применению кодекса корпоративного поведения». В настоящее время такие комитеты созданы ограниченным числом российских компаний, однако, их появление — объективная необходимость.

Как подтверждает мировой опыт, создание в открытых акционерных обществах аудиторских комитетов способствует повышению качества как внутреннего, так и внешнего аудита.

Комитет по аудиту назначается советом директоров из состава неисполнительных директоров компании. Его основные обязанности: контроль за процессом подготовки финансовой отчетности, системой внутреннего контроля и управления рисками; анализ промежуточной и годовой отчетности; отчетов о системах внутреннего контроля и управления рисками до подачи их на утверждение совета директоров; рассмотрение вопросов, связанных с назначением внешнего аудитора, обсуждение с ними характера и объема аудита, а также проблем по результатам аудита. При наличии службы внутреннего аудита комитет анализирует программы ее работы, координацию деятельности внутренних и внешних аудиторов.

Необходимо отметить, что аудит – это не только проверка процедур учета. Вопросы, возникающие в ходе аудита, могут носить системный, содержательный характер. Так, аудиторами Группы РАО «ЕЭС России» в 2007 г. был поставлен вопрос о несоответствии учетной стоимости основных фондов электроэнергетики их реальной восстановительной стоимости. Эта проблема действительно существовала, поскольку регулирующие органы в целях снижения тарифов, как правило, не учитывали переоценку основных фондов в составе экономически обоснованных затрат, да и налоговое законодательство исходило из того же принципа. Это отнимало у энергокомпаний стимулы для переоценки, но в то же время снижало их источники для осуществления инвестиций и технического перевооружения.

Постановка аудиторами вопроса об отказе в положительном заключении в случае непроведения переоценки способствовало занятию энергетиками более жесткой позиции в переговорах с регулирующими органами и проведению по инициативе ОАО РАО «ЕЭС России» переоценки основных фондов на 01.01.2008 г. По мере включения в тарифы и с расширением доли либерализации рынка, учитывающего реальные затраты на производство э/э, эта мера дала несколько миллиардов рублей дополнительных инвестиционных средств.

10.4.4. Управленческий учет

Под *управленческим учетом* понимается принятая организацией система сбора, регистрации, обработки и передачи информации о ее хозяйственной деятельности в целях планирования, контроля и управления этой деятельностью. Его основные задачи: предоставление необходимой информации для управления производством и принятия решений; исчисление фактической себестоимости продукции (работ, услуг) и отклонений от установленных норм; определение финансовых результатов. Объектами управленческого учета являются затраты организации и ее структурных подразделений (центров ответственности), результаты хозяйственной деятельности, внутреннее ценообразование, бюджетирование и внутренняя отчетность.

Выделяют следующие основные функции управленческого учета:

- обеспечение информацией о внутрихозяйственных процессах и результатах руководителей всех уровней управления для текущего планирования, контроля и принятия оперативных управленческих решений;
- контроль за наличием и эффективностью использования имеющихся ресурсов (материальных, трудовых, финансовых);

- выявление, изучение отклонений от установленных норм, смет и корректировка в связи с этим процессов производства и реализации продукции;
- формирование информационных потоков, служащих средством внутренней коммуникационной связи между уровнями управления и различными структурными подразделениями;
- измерение и оценка результатов финансово-хозяйственной деятельности организации в целом, а также по структурным подразделениям, видам продукции;
- выявление резервов повышения эффективности деятельности хозяйствующего субъекта;
- возможность перспективного планирования и на основе анализа и оценки фактически достигнутых результатов.

Наиболее существенные различия между финансовым и управленческим учетом показаны в табл. 10.4.1.

Таблица 10.4.1

Основные особенности финансового и управленческого учета

	Финансовый учет	Управленческий учет
Цель ведения	Представление полной и достоверной отчетности внешним пользователям	Предоставление информации администрации для принятия управленческих решений
Пользователи информации	Внешние (акционеры, кредиторы, инвесторы)	Внутренние (руководство, менеджеры)
Обязательность ведения и правила	Обязателен, ведется на основе закона № 129-ФЗ и ПБУ	Не обязателен, ведется по решению руководства на основе внутренних регламентов (положений)
Объекты учета и отчетности	Деятельность всей организация в целом	Структурные подразделения, центры ответственности (затрат, доходов, инвестиций)
Способы учета	Используются все элементы метода бухгалтерского учета	В основном используются методы количественных оценок.
Степень точности информации	Данные должны быть достоверными, точными и документально обоснованными	Информация может быть приблизительной, но достаточной для принятия верного решения
Отрезок времени учета	Прошедший отчетный период	Истекший, текущий и будущие периоды
Измерители информации	В основном стоимостные	Стоимостные, натуральные и трудовые
Публичность информации	Отчетность открыта для внешних пользователей	Вся информация является коммерческой тайной

Основное внимание в управленческом учете уделяется расходам и калькулированию себестоимости продукции (работ, услуг).

В настоящее время большое внимание уделяется делению расходов на переменные и постоянные. Переменные — это те, которые изменяются в прямой пропорции по отношению к изменению объема производства и в то же время постоянны в расчете на единицу продукции, например сырье и материалы, заработная плата производственных рабочих. Постоянные затраты не зависят от изменения объема производства, они не меняются в сумме, но меняются в расчете на единицу продукции. В качестве примера можно назвать амортизацию оборудования, заработную плату аппарата управления, налог на имущество и др.

Важность такого деления связана с возможностью формирования маржинального дохода, определяемого как разница между доходами и переменными расходами, что позволяет рассчитать точку безубыточности производства продукции.

При производстве одного вида готовой продукции на электростанциях происходит единый технологический процесс — преобразование одного вида энергии в другой. Это позволяет все затраты за месяц отнести полностью на произведенную в этом периоде продукцию. Поэтому применяется попроцессный метод учета себестоимости единицы продукции.

Сущность попроцессного метода: прямые и косвенные расходы учитываются по статьям калькуляции на весь выпуск продукции. Процесс накопления затрат идет параллельно процессу производства. Себестоимость единицы продукции определяется делением суммы всех расходов за месяц на количество произведенной продукции за этот же период.

При производстве нескольких видов продукции (электрической и тепловой энергии) также применяется попроцессный метод калькулирования себестоимости продукции. Однако при этом большая часть расходов относится к косвенным и подлежит распределению между видами выпускаемой продукции по методике, принятой на предприятии. Калькуляционной единицей считается соответственно 1 кВт·ч и 1 Гкал произведенной электрической и тепловой энергии.

10.4.5. Переход от российских стандартов бухгалтерского учета к международным стандартам финансовой отчетности

Начиная с 1998 г. Россия включилась в процесс перехода на международные стандарты составления финансовой отчетности Постановлением от 6 марта 1998 г. № 283 «Об утверждении программы реформирования бухгалтерского учета в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности» Правительство РФ приняло программу реформирования российского бухгалтерского учета. Ее основная цель — приведение российской системы бухгалтерского учета в соответствие с требованиями рыночной экономики и международными стандартами финансовой отчетности в связи с изменениями экономической системы, гражданско-правовой среды, характера общественных отношений, а также круга пользователей бухгалтерской отчетности.

Приказом Минфина России от 1 июля 2004 г. № 180 «Об одобрении концепции развития бухгалтерского учета и отчетности в Российской Федерации на среднесрочную перспективу» одобрена одноименная концепция, в которой предусмотрено развитие отечественного учета по следующим основным направлениям:

- повышение качества информации, формируемой в бухгалтерском учете и отчетности;
- создание инфраструктуры применения МСФО;
- изменение системы регулирования бухгалтерского учета и отчетности;
- усиление контроля качества бухгалтерской отчетности;
- существенное повышение квалификации специалистов, занятых организацией и ведением бухгалтерского учета и отчетности, аудитом бухгалтерской отчетности, а также пользователей бухгалтерской отчетности.

Концепцией предусмотрен двухэтапный переход на МСФО.

- С 2007 г. обязателен перевод на МСФО консолидированной отчетности общественно значимых хозяйствующих субъектов, кроме тех, ценные бумаги которых обращаются на фондовых рынках других стран и которые составляют такую отчетность по иным международным стандартам (GAAP). К общественно значимым должны быть отнесены те хозяйствующие субъекты, в коммерческую деятельность которых прямо или косвенно вовлечены средства неограниченного круга лиц. К ним относятся открытые акционерные общества и иные организации, имеющие публично размещаемые (размещенные) и/или публично обращающиеся ценные бумаги; финансовые организации, работающие со средствами физических и юридических лиц, другие организации.
- С 2008 по 2010 г. планируется обязательный перевод на международный стандарт финансовой отчетности (МСФО) консолидированной отчетности других хозяйствующих субъектов, включая общественно значимые, ценные бумаги которых обращаются на фондовых рынках других стран и которые составляют такую отчетность по иным международным стандартам. Под консолидированной отчетностью понимается финансовая (бухгалтерская) отчетность группы предприятий, являющихся юридическими лицами, в которой одно (материнская компания) оказывает прямо или косвенно (через третье

лицо) существенное влияние на решения, принимаемые органами управления других юридических лиц (аффилированные лица). Консолидированная отчетность составляется материнской компанией.

МСФО — система положений о порядке подготовки и представления финансовой отчетности. Стандарты предназначены для подготовки той финансовой отчетности, которая рассматривается пользователями в качестве основного источника финансовой информации о компании.

Применение МСФО требует совершенно новых знаний и навыков работы. Эти стандарты не являются сводом строгих, детальных правил — они устанавливают только общие принципы и требования. Подход к их реализации определяется каждой организацией самостоятельно исходя из конкретной экономической ситуации. В системе МСФО нет обязательных для российской бухгалтерии плана счетов, бухгалтерских записей, форм первичных документов и учетных регистров. МСФО — это стандарты отчетности, т.е. документы заключительного этапа бухгалтерской работы.

Согласно МСФО не столь важно, в какую правовую форму облечен тот или иной факт хозяйственной деятельности. Приоритет отдается экономическому содержанию, которое более соответствует реально происходящим хозяйственным процессам. Сказанное можно проиллюстрировать простым примером. В российском учете выручка от продажи товаров признается тогда, когда передается право собственности на товар. В МСФО выручка признается в момент, когда покупателю передаются все существенные риски и выгоды и продавец более не контролирует эти товары и не выполняет управленческие функции в отношении этих товаров. Поэтому, например, при заключении договора с условием о переходе права собственности только после оплаты за переданный товар в российском учете до получения денег товар будет числиться на балансе продавца, а по правилам МСФО должен включаться в выручку после фактической передачи и утраты над ним контроля.

Что касается практического перехода российских организаций на международные стандарты, то в настоящее время формирование отчетности, отвечающей требованиям МСФО, возможно двумя способами: ведением параллельного учета или путем трансформации отчетности, полученной по Российскому стандарту бухгалтерского учета (РПБУ).

Первый способ более продолжительный по времени составления и более затратный. Его преимущество: формирование одновременно с составлением отчетности по отечественным стандартам позволит получить высокую степень надежности результатов.

Второй способ: отчетные данные по РПБУ корректируются на сумму их расхождений с МСФО. Его преимущества — небольшие финансовые расходы и малые затраты времени. В то же время повышаются риски появления неточностей и ошибок, поскольку конечная отчетность формируется только после составления отчетности по российским стандартам. Несмотря на это именно второй способ является в настоящее время более распространенным.

Заключительный этап трансформации — процесс формирования финансовой отчетности. На этом этапе помимо самих форм отчетности очень важное значение имеют примечания к ней. Эти примечания, как правило, по объему очень значительны. В них дается описание основной отчетности. Один из основных принципов МСФО — ее прозрачность и надежность, когда подробным образом раскрывается информация, даются пояснения, расшифровки по статьям и т.д.

МСФО — это постоянно обновляемая система нормативного регулирования учета, она претерпевает изменения и дополняется новыми стандартами.

В настоящее время все генерирующие и сетевые компании, выделившиеся из ОАО РАО «ЕЭС России», осуществляют учет и проходят аудит по этим стандартам.

Без информации, которая представляется по этим стандартам, невозможно было бы привлечь в российскую энергетику международных как

стратегических (Enel, E.on, Fortum), так и портфельных инвесторов, а значит – получить десятки и сотни миллиардов рублей на развитие.

Даже энергокомпании Дальнего Востока, где в настоящее время существуют большие ограничения в функционировании рынка э/э в настоящее время и нет возможности привлечь инвесторов в акционерный капитал, готовят и аудируют отчетность по МСФО для привлечения долгового финансирования.

10.5. Оценка финансовых результатов

10.5.1. Прибыль как финансовый результат работы энергокомпании, ее формирование

В условиях рыночной экономики прибыль является одним из основных результатов предпринимательской деятельности. Это основной внутренний источник финансовых средств для текущего и перспективного развития предприятия, важнейшая предпосылка увеличения его рыночной стоимости, индикатор кредитоспособности и конкурентоспособности, один из главных стимулов расширения бизнеса. Вместе с тем, за счет налоговых отчислений из прибыли предприятие участвует в формировании источников удовлетворения социальных потребностей общества.

Поддержание необходимого уровня прибыльности — объективная закономерность нормального функционирования предприятия в рыночных условиях. Систематический недостаток прибыли и ее неудовлетворительная динамика свидетельствуют о неэффективности и рискованности бизнеса, возможности его банкротства.

Получение максимально возможной прибыли в условиях сложившейся рыночной конъюнктуры и наличных ресурсов является признаком успешности предприятия и создает возможности:

- обеспечения собственникам предприятия необходимого уровня доходов на инвестированный капитал;
- формирования источников инвестиций в развитие бизнеса;
- роста рыночной стоимости предприятия;

- мотивации персонала за счет участия в распределении прибыли и др.

В общем виде прибыль представляет собой разность между совокупным доходом и совокупными (операционными) затратами, осуществляемыми в процессе предпринимательской деятельности. При определении финансовых результатов деятельности предприятий и организаций используются различные показатели прибыли:

- валовая прибыль, определяемая как разность между выручкой от реализации продукции, работ и услуг (за вычетом НДС и акцизов) и расходами на производство. Это «производственная» прибыль, которая отражает доходность производственных расходов;

- прибыль от продаж как разность между валовой прибылью и коммерческими и управленческими расходами — она отражает эффективность не только производственной, но и сбытовой и управленческой деятельности;

- прибыль до налогообложения, которая представляет собой финансовый результат, учитывающий проценты к получению и уплате, доходы от участия в других организациях и сальдо прочих доходов и расходов. Это прибыль, которая реально заработана предприятием по всем видам деятельности – и производственной, и коммерческой, и непрофильной, и финансовой;

- чистая прибыль, которая остается в распоряжении предприятия после уплаты налога на прибыль, экономических санкций и прочих обязательных отчислений. В дальнейшем чистая прибыль может быть направлена на формирование резервного капитала, в фонды, созданные в соответствии с решениями акционеров, а также на выплату дивидендов. Оставшаяся после распределения акционерами прибыль считается нераспределенной.

Алгоритм формирования перечисленных показателей прибыли представлен на рис. 10.5.1.



Рис. 10.5.1. Алгоритм формирования прибыли: структурно-логическая модель

Порядок распределения и использования чистой прибыли подробно будет рассмотрен в параграфе 10.5.5.

В общем виде абсолютный размер прибыли зависит от изменения физического объема реализации продукции, уровня цен, уровня операционных затрат на единицу продукции и постоянных расходов. Именно по этой причине компании борются за увеличение объемов продаж и снижение издержек. При этом наибольшего успеха добиваются те из них, кому удастся опередить конкурентов в выпуске на рынок новых товаров (услуг) с повышенными потребительскими качествами, что обеспечивает им высокие объемы продаж и цены, а, соответственно, и прибыли. Таким образом, рыночные законы создают постоянные стимулы для разработки и производства новых полезных видов товаров и услуг.

В некоторых отраслях такие возможности ограничены. Как известно, энергокомпании не могут получать сверхприбыли за счет выдачи на рынок

новых видов продукции, поэтому в энергетике решающим фактором рыночного успеха является минимизация издержек (а также расширение спектра и качества сопутствующих услуг). Так, низкий уровень затрат на единицу продукции (1кВтч), при обеспечении ее качества, позволяет генерирующей компании продавать электроэнергию по более низким, чем у конкурентов, ценам и тем самым решить задачу сбыта (поскольку вся ее продукция будет принята равновесным рынком), получив в результате максимальный объем прибыли. В конечном итоге в выигрыше оказываются потребители электроэнергии.

Важную роль в максимизации прибыли предприятия играет структура производимой и реализуемой продукции. Влияние структурных сдвигов на прибыль может быть положительным или негативным в зависимости от увеличения или уменьшения доли более рентабельных видов продукции в общем объеме реализации. Таким образом, рынок дает его участникам стоимостные сигналы к увеличению производства высокорентабельной продукции, способствует перетоку ресурсов в нужном направлении и удовлетворению спроса потребителей, выполняя тем самым свою саморегулирующую функцию.

В электроэнергетике имеется своя специфика. Так, например, в связи с особенностями регулирования тарифов на тепловую энергию на протяжении ряда лет ее производство было низкорентабельным в энергокомпаниях холдинга ОАО РАО "ЕЭС России", а в некоторые периоды даже убыточным. Однако руководство ОАО РАО "ЕЭС России", понимая социальную ответственность энергетиков перед обществом, принимало все возможные меры к сохранению теплового бизнеса и добивалось повышения его рентабельности за счет внедрения в дочерних компаниях программ управления издержками, снижения потерь, работы с регулирующими органами и др. Следует также отметить, что технологические особенности комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ не

позволяют территориальным генерирующим компаниям снижать продажи тепловой энергии, даже при условии низкой рентабельности продаж тепла.

Объем реализации продукции, а следовательно и прибыль, напрямую зависит от ценового фактора, т.е. от изменения уровня цен на товары и услуги предприятия. В краткосрочном периоде при увеличении цен сумма прибыли возрастает, при уменьшении — снижается. В условиях свободного рынка цена определяется соотношением спроса и предложения, то есть факторов, напрямую не зависящих от конкретного продавца и покупателя, а являющихся результатом совместного поведения всех участников рынка. Именно так формируется ценовая конъюнктура на конкурентном рынке. Коммерческие предприятия обычно устанавливают цены на таком уровне и так изменяют их в зависимости от конъюнктуры рынка, чтобы обеспечить для себя достижение краткосрочных и долгосрочных целей (овладение определенной долей рынка, завоевание лидерства на рынке, получение запланированной суммы прибыли, максимизация прибыли, выживание фирмы и т.д.).

Энергетические компании в зависимости от характера своей деятельности могут быть участниками свободного рыночного ценообразования (в тех условиях и пределах, которые законодательно устанавливаются государством) или находиться в сфере государственного регулирования тарифов на свою продукцию (услуги). В условиях государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию, когда устанавливается предельный уровень тарифов для потребителей, энергокомпании ограничены в возможностях получения прибыли за счет ценовых факторов и должны добиваться финансовых результатов в основном посредством оптимизации затрат.

Таким образом, при анализе прибыли от реализации продукции и услуг в целом по предприятию обычно учитывают влияние объема реализации продукции, ее структуры, операционных расходов и уровня цен. Факторы,

определяющие сумму прибыли, весьма многообразны. Их можно разделить на внешние и внутренние.

Внешние факторы делятся на две группы: рыночно-конъюнктурные (диверсификация деятельности, повышение конкурентоспособности, организация рекламы новых видов продукции и услуг, развитие внешнеэкономических связей, изменение тарифов и цен), и административные (налогообложение, правовое регулирование деятельности организаций, государственное регулирование тарифов и цен).

Внутренние факторы можно сгруппировать по четырем направлениям:

- материально-технические (использование прогрессивных технологий и средств труда, модернизация и реконструкция материально-технической базы производства);
- организационно-управленческие (освоение новых, более совершенных видов продукции и услуг, разработка стратегии и тактики деятельности и развития организации, информационное обеспечение процессов принятия решений);
- экономические (финансовое планирование, анализ и поиск внутренних резервов роста прибыли, экономическое стимулирование производства, налоговое планирование);
- социальные (повышение квалификации работников, улучшение условий труда, организация лечения и отдыха).

Количественную оценку влияния перечисленных факторов можно получить с использованием следующих параметров:

- отпускные цены на реализованную продукцию и услуги;
- объем реализованной продукции (услуг);
- структура реализованной продукции (услуг);
- экономия (потери) от снижения (повышения) операционных расходов и изменения их структуры;
- цены на материалы, тарифы на услуги внешних контрагентов;

- затраты на 1 руб. продукции.

Кроме того, на размер прибыли влияет эффект производственного и финансового рычага. Эффект производственного (операционного) рычага показывает, во сколько раз изменение прибыли больше темпов прироста объема реализации. Как известно, рост прибыли происходит и за счет расширения объема производства. Чем выше доля постоянных, не зависящих от объема производства, расходов в общей сумме издержек, тем ощутимее эффект производственного рычага.

Для обозначения финансового рычага в экономической литературе часто применяют термин «леверидж». Эффект финансового рычага характеризует изменение прибыли при рациональном использовании заемных средств. Он заключается в приращении рентабельности собственного капитала при увеличении использования заемных средств, несмотря на дополнительные издержки по их обслуживанию. Основным условием, определяющим положительное значение финансового рычага, является превышение доходности на весь вложенный капитал над средней ставкой процента по дополнительно привлеченным заемным средствам. В этом случае каждый рубль дополнительных заемных средств (капитала) будет приносить предприятию дополнительную прибыль и, соответственно, увеличивать рентабельность собственного капитала предприятия. Однако при этом возрастает степень финансового риска деятельности организации. Поэтому дополнительным условием для использования эффекта финансового рычага является соблюдение приемлемого размера плеча рычага – отношения заемного и собственного капитала. Плечо рычага у производственных предприятий в электроэнергетике, как правило, не должно превышать 1, то есть заемные средства не должны превышать собственные.

10.5.2. Особенности расчета прибыли в российской системе бухгалтерского учета и в международной системе финансовой отчетности

В ходе осуществления своей деятельности предприятие постоянно генерирует доходы и расходы, информация о которых накапливается в соответствующих бухгалтерских регистрах. По завершении отчетного периода она обобщается и подлежит отражению в отчете о прибылях и убытках (форма № 2).

Данные о суммах доходов, расходов и финансовых результатов представляются в отчете нарастающим итогом с начала года до отчетной даты. При этом отдельно раскрываются как минимум выручка от продажи продукции, работ и услуг, проценты к получению, доходы от участия в совместных проектах с другими организациями, прочие доходы. При отражении в отчете отдельных видов доходов, доля которых составляет 5 % и более общей суммы доходов организации, по каждому из них отражается соответствующая часть расходов. Такие доходы в учете признаются существенными.

Первый раздел отчета о прибылях и убытках «Доходы и расходы по обычным видам деятельности» открывается статьей «Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг...» (строка 010), которая включает в себя выручку от продажи продукции и товаров, поступления, связанные с выполнением работ и оказанием услуг, осуществлением хозяйственных операций, доходы по которым признаются организацией в бухгалтерском учете доходами от обычных видов деятельности. Суммы выручки включаются в отчет за вычетом налога на добавленную стоимость, акцизов и аналогичных обязательных платежей, к которым можно отнести экспортные пошлины. Существенные доходы от основной деятельности могут быть более детально расшифрованы в статье «Выручка (нетто) от продажи товаров...» или в приложении к отчету о прибылях и убытках, если такое приложение разработано и принято организацией самостоятельно. В доходах электроэнергетических предприятий обычно выделяется выручка от продажи электрической и тепловой энергии. Это дает возможность анализировать структуру доходов и темпы их роста.

По строке 020 отчета отражаются учтенные затраты на производство продукции, работ и услуг в доле, относящейся к проданным в отчетном периоде продукции, работам и услугам.

Валовая прибыль (строка 029) определяется как разница между выручкой (нетто) от продажи товаров, продукции (строка 010) и произведенными затратами (строка 020). Этот расчетный аналитический показатель отражает промежуточный доход предприятия до осуществления затрат по реализации продукции, управленческих и прочих расходов.

Затраты, связанные со сбытом продукции, отражаются в статье «Коммерческие расходы» (строка 030), а общепроизводственные расходы — в статье «Управленческие расходы» (строка 040). Соответственно, данные по строке 050 «Прибыль (убыток) от продаж» получаются путем вычитания из строки 029 «Валовая прибыль» коммерческих и управленческих расходов. Этот показатель отражает покрытие валовой прибылью сбытовых и общехозяйственных расходов.

В разделе «Прочие доходы и расходы» отражаются проценты к получению и уплате, доходы от участия в совместных проектах с другими организациями (дивиденды), прочие доходы и расходы.

В статье «Проценты к получению» (строка 060) отражаются доходы по ценным бумагам (акциям, облигациям, векселям и др.), проценты за предоставление в пользование денежных средств другим организациям, за использование кредитными организациями денежных средств, находящихся на счете предприятия в этих кредитных организациях. В статье «Проценты к уплате» (строка 070) отражаются операционные расходы в сумме причитающихся в соответствии с договорами к уплате процентов по облигациям, акциям, за предоставление предприятию в пользование денежных средств (кредитов, займов).

В статью «Доходы от участия в других организациях» (строка 080) включаются поступления, связанные с участием в уставных капиталах других организаций (дивиденды).

Остальные доходы и расходы, относящиеся к операционным, отражаются в статьях «Прочие доходы» (строка 090) и «Прочие расходы» (строка 100), например, связанные с продажей основных средств и иных активов, отличающихся от денежных средств.

Для того, чтобы исключить факт неопределенности, связанный с признанием тех или иных доходов и расходов, были приняты изменения в нормативные документы по бухгалтерскому учету, касающиеся порядка формирования информации о доходах и расходах. В соответствии с приказами Минфина России от 18 сентября 2006 г. № 115н и 116н в ПБУ 9/99 «Доходы организации» и ПБУ 10/99 «Расходы организации» доходы и расходы, не относящиеся к основным видам деятельности, включены в состав прочих доходов и расходов без классификации на внереализационные, операционные и чрезвычайные. Поэтому в настоящее время в составе прочих доходов отражаются: штрафы, пени и неустойки за нарушение условий договоров, полученные или юридически признанные к получению; поступления в возмещение причиненных предприятию убытков; прибыль прошлых лет, выявленная в отчетном году; суммы списанной кредиторской и депонентской задолженности, по которым истек срок исковой давности; суммы страхового возмещения и покрытия убытков от стихийных бедствий, пожаров и аварий, полученные из других источников, и др. В прочие расходы также включаются: уплаченные или юридически признанные к уплате штрафы, пени и неустойки; суммы возмещения причиненных предприятием убытков; расходы на содержание законсервированных производственных объектов; расходы, связанные с рассмотрением дел в судах, стоимость утраченных материально-производственных ценностей; убытки от списания пришедших в негодность в результате пожаров и аварий и не подлежащих восстановлению и дальнейшему использованию объектов основных средств и др.

В результате прибавления к «Прибыли от продаж» прочих доходов и вычитания прочих расходов формируется статья «Прибыль (убыток) до налогообложения» (строка 140).

Из-за различных правил признания доходов и расходов в бухгалтерском учете и для целей исчисления налога на прибыль согласно положениям гл. 25 «Налог на прибыль организаций» НК РФ у предприятий возникают Отложенные налоговые активы (строка 141),

отложенные налоговые обязательства (строка 142). Отложенные налоговые активы — это часть отложенного налога на прибыль, которая должна привести к уменьшению налога на прибыль, подлежащего уплате в бюджет в следующем за отчетным или в последующих отчетных периодах.

Отложенные налоговые обязательства (строка 142) — это часть отложенного налога на прибыль, которая должна привести к увеличению налога на прибыль, подлежащего уплате в бюджет в следующем за отчетным или в последующих отчетных периодах.

Далее рассчитывается «Текущий налог на прибыль» (строка 150) по следующей схеме:

Строка 150 – условный расход по налогу на прибыль (бухгалтерская прибыль, умноженная на ставку налога на прибыль) плюс постоянное налоговое обязательство плюс отложенный налоговый актив минус отложенное налоговое обязательство.

Информация об отложенных налоговых активах, отложенных налоговых обязательствах, постоянных налоговых обязательствах приводится в отчете о прибылях и убытках на основании правил, сформулированных в ПБУ 18/02 «Учет расчетов по налогу на прибыль». Эта часть отчета позволяет пользователям бухгалтерской информации получить представление о взаимосвязи показателей бухгалтерской и налогооблагаемой прибыли, а также о различиях налога на бухгалтерскую прибыль (убыток) и налога на налогооблагаемую прибыль, отраженного в налоговой декларации по налогу на прибыль.

Статья «Чистая прибыль (убыток) отчетного периода» (строка 190) формируется путем прибавления к прибыли до налогообложения отложенных налоговых активов и чрезвычайных доходов и вычитания отложенных налоговых обязательств, текущего налога на прибыль.

Акционерными обществами справочно к форме 2 приводятся данные о прибыли, приходящейся на одну акцию. Эта информация раскрывается в двух величинах:

1) базовой прибыли (убытке) на акцию, которая отражает часть прибыли отчетного периода, причитающейся акционерам — владельцам обыкновенных акций;

2) прибыли (убытке) на акцию, которая отражает возможное снижение уровня базовой прибыли (увеличение убытка) в последующем отчетном периоде. Данный показатель получил название разводненной прибыли (убытка) на акцию.

Базовая прибыль или убыток отчетного периода определяется путем уменьшения прибыли, остающейся в распоряжении предприятия после налогообложения и других обязательных платежей в бюджет и внебюджетные фонды, на сумму дивидендов по привилегированным акциям, начисленных их владельцам за отчетный период.

Средневзвешенное количество обыкновенных акций за отчетный период определяется суммированием количества таких акций, находящихся в обращении на первое число каждого календарного месяца отчетного периода, и делением полученной суммы на число календарных месяцев в отчетном периоде. Информация о количестве акций берется из реестра акционеров общества.

В связи с процессом интеграции экономики России в мировую экономику возникает необходимость отражения результатов деятельности российских компаний в стандартах международной бухгалтерской отчетности. Формирование отчета о прибылях и убытках в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности регламентировано

стандартом МСФО 1 «Представление финансовой отчетности» (IAS 1 «Presentation of Financial Statements»), введенным с 1 января 2005 г.

Как правило, все полученные за год доходы и расходы включаются в названный отчет, в том числе результаты изменения учетных оценок, обесценения активов, влияния инфляции, изменения валютных курсов и т.д. Сопоставление доходов и расходов позволяет выявить финансовые результаты предприятия в виде показателей прибыли — валовой, до налогообложения, после налогообложения, чистой.

Международные стандарты учета предписывают следовать принципу соответствия, согласно которому затраты отражаются в периоде ожидаемого получения дохода, а в российской системе учета затраты отражаются после выполнения определенных требований к составлению первичной документации.

Также следует выделить различия при определении затрат отчетного периода — в соответствии с МСФО коммерческие и общехозяйственные расходы не рассматриваются как непосредственно связанные с приобретением и производством товаров, и, следовательно, не включаются в затраты на производство, а по российским – включаются.

Непосредственно в отчете о прибылях и убытках по формату МСФО представляются следующие статьи:

- выручка — доходы от текущей деятельности (продажа электрической и тепловой энергии), государственное финансирование и прочие доходы;
- расходы по текущей деятельности;
- прибыль от основной деятельности;
- доля в прибыли (убытке) зависимых обществ;
- финансовые расходы, нетто;
- прибыль до налогообложения;
- расходы по налогу на прибыль;

- чистая прибыль (убыток) за период, в том числе причитающаяся контролирующим акционерам и причитающаяся доле меньшинства (миноритарным акционерам).

Дополнительные статьи, заголовки, промежуточные суммы представляются в отчете о прибылях и убытках, а также, если это необходимо, для достоверного и полного раскрытия информации о финансовых результатах деятельности по усмотрению самого предприятия. Информация, не нашедшая своего отражения в отчете о прибылях и убытках, может быть раскрыта в примечаниях, если она имеет существенный характер.

В отчете о прибылях и убытках или в примечаниях к финансовой отчетности представляется аналитическая структура доходов и расходов.

Статьи расходов подразделяются на аналитические подгруппы, которые могут отличаться по признакам стабильности, способности генерировать прибыль (убыток), предсказуемости. МСФО 1 разрешает предприятиям классифицировать расходы по их характеру либо по функциям.

Метод классификации по характеру расходов предусматривает раскрытие статей расходов обычной (операционной) деятельности по экономическим элементам, таким как материалы, топливо, заработная плата, амортизация, расходы на ремонт, страхование, рекламу и др. Этот метод обычно используется в компаниях, которым не требуется отражать операционные расходы в соответствии с функциональной классификацией. Преимущества этого метода: легкость использования; отсутствие производственного распределения (следовательно, и большая объективность); сведение к минимуму субъективных суждений. При этом все комплексные статьи расходов должны быть также распределены по статьям. Например, расходы на ремонт хозяйственным способом должны быть разделены на следующие виды расходов: материалы, заработная плата и т.д. и присоединены к соответствующим статьям.

Использование метода функциональной классификации предполагает отражение расходов по обычной (операционной) деятельности в зависимости от их целевой направленности: расходы на продажи, коммерческие расходы, управленческие расходы и прочие расходы (аналогично информации, представленной в форме 2 «Отчет о прибылях и убытках» в соответствии с РСБУ). Этот метод обеспечивает пользователей более надежной информацией, но имеет и недостаток — распределение затрат может быть произвольным, основанным на субъективных суждениях. Предприятия, представляющие в отчете доходы и расходы в разрезе функций, должны раскрывать дополнительную информацию о характере расходов, в том числе расходы на амортизацию и оплату труда.

Альтернативная классификация (РСБУ/МСФО) касается только доходов и расходов по обычной (операционной) деятельности, остальные статьи одинаковы в обеих формах отчета. Каждый вариант отчета о прибылях и убытках позволяет получить идентичный финансовый результат.

Таким образом, прибыль, рассчитываемая по международным и российским стандартам, в основном формируется по одним принципам. Основное отличие состоит в разном методологическом подходе к формированию отдельных показателей. Другое существенное отличие — отчетность по международным стандартам формируется для группы предприятий, и это требует принять во внимание выделение доли меньшинства — части прибыли (убытка) приходящейся миноритарным акционерам.

10.5.3. Экспресс-анализ финансовых результатов

В зависимости от целей проведения финансового анализа его инициаторами могут являться:

- руководители предприятия — для принятия текущих решений по операционной деятельности и оптимизации его работы;

- учредители и инвесторы — с целью оценки работы менеджмента, финансового состояния и эффективности использования ресурсов;
- коммерческие банки — для оценки кредитоспособности и определения степени риска выдачи кредитов;
- поставщики — чтобы оценить вероятность соблюдения договорных условий и своевременного получения платежей, и др.

В крупных организациях оценка финансового состояния, как правило, проводится регулярно и ее результаты используются руководством для планирования финансового состояния, обеспечения финансовой устойчивости и платежеспособности фирмы. Такой анализ называется внутренним.

Внешний анализ выполняется инвесторами, поставщиками материальных и финансовых ресурсов, контролирующими органами на основе публикуемой отчетности. Его цель — оценить возможность выгодного вложения средств, чтобы получить максимум прибыли и минимизировать коммерческие и финансовые риски.

В текущем режиме управления предприятием, как правило, не требуется анализ множества финансовых показателей для принятия управленческих решений — как руководству предприятия, так и акционерам и инвесторам удобнее отслеживать и анализировать несколько наиболее важных показателей. Поэтому в краткосрочном периоде (квартал, полугодие) проводится оперативный экспресс-анализ финансовых результатов деятельности предприятия на основе данных, имеющихся в типовых формах бухгалтерской отчетности.

В ходе экспресс-анализа выполняются общий обзор финансовой отчетности и анализ основных показателей производственно-хозяйственной деятельности и деловой активности предприятия, анализ структуры бухгалтерского баланса, движения денежных потоков, коэффициентов,

характеризующих финансовую устойчивость, ликвидность и платежеспособность компании.

Обзор финансовой отчетности базируется на следующих основных показателях, которые содержатся в отчете о прибылях и убытках (форма № 2):

- выручка от реализации (доходы);
- расходы по основной деятельности;
- прибыль от основной деятельности;
- прибыль до налогообложения (с учетом доли меньшинства);
- чистая прибыль.

В энергетике важным является также проанализировать составляющие выручки – величину тарифа и объем проданной энергии, а также основную составляющую расходов – расходы на топливо, в т.ч. в натуральном и стоимостном выражении на 1 кВт•ч и 1 Гкал.

К числу других основных показателей можно отнести денежные потоки и показатели структуры баланса (активы и пассивы). Все вышеперечисленные показатели, как правило, абсолютные.

Кроме того, для оценки абсолютного эффекта от хозяйственной деятельности используются комплексные аналитические показатели, характеризующие способность предприятия покрывать расходы и генерировать прибыль.

Во-первых, это операционная прибыль или прибыль до выплаты процентов и налога на прибыль —EBIT (сокр. от англ. Earnings Before Interest and Taxes). Этот показатель близок к показателю «Прибыль от продаж» российского отчета о прибылях и убытках; он используется для оценки суммы дохода, покрывающего задолженность перед бюджетом (по налогу на прибыль) и кредиторами (в части расходов по обслуживанию долга, отражаемых в составе операционных расходов), и достаточного для формирования чистой прибыли как источника расширенного воспроизводства и выплаты дивидендов.

Во-вторых, это прибыль до вычета амортизации, выплаты процентов и налога на прибыль — EBITDA (сокр. от англ. Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization). Показатель отражает то, насколько прибыльна основная деятельность компании. Показатель используется при проведении сравнения с отраслевыми аналогами, позволяет определить эффективность деятельности компании независимо от её задолженности перед различными кредиторами и государством, а также от метода начисления амортизации. На его основе рассчитывается коэффициент покрытия как доля EBITDA в выручке от продаж.

В холдинге ОАО РАО «ЕЭС России» использовался еще один, производный от EBITDA показатель, так называемый EBITDA' – это сумма прибыли от продаж и амортизации за вычетом процентов за кредит и налога на прибыль. Он характеризует величину дохода, остающегося в распоряжении организации, на цели простого и расширенного воспроизводства, на выплату доходов собственникам и по сути отражает чистый денежный поток компании.

EBITDA' применялся ОАО РАО «ЕЭС России» в 2003-2008 гг. при реализации дивидендной политики в дочерних энергокомпаниях. Его основным преимуществом являлось то, что путем применения в основе показателя прибыли от продаж (в отличие от показателя чистой прибыли) устранялось влияние прочих расходов, которые зачастую носили неденежный характер и занижали реальные возможности компаний. В то же время существенные денежные расходы – проценты по кредитам и налог на прибыль – учитывались в расчете, что позволяло применять EBITDA' в качестве показателя, отражающего свободный денежный поток, который акционеры и менеджеры могут распределить в соответствии со стратегическими целями компании. Расчёт описанных показателей по РСБУ на основании данных Формы № 2 и Формы № 5 может быть произведен по следующей схеме:

Выручка (стр. 10 Ф.№2)

- Расходы на проданные товары, продукцию, работы, услуги (стр. 20 Ф.№2)

= Валовая прибыль (стр.29 Ф.№2)

- Коммерческие расходы (стр.30 Ф.№2)

- Управленческие расходы (стр.40 Ф.№ 2)

= Прибыль от продаж (реализации) (стр.50 Ф.№ 2) – EBIT

+ Амортизационные отчисления (Форма № 5)

= EBITDA

- Проценты к уплате (стр. 070 Ф.№ 2)

- Налог на прибыль отчетного периода (стр.150 Ф.№2)

= EBITDA'

Для оценки финансовых результатов деятельности предприятия необходимо также провести экспресс-анализ бухгалтерского баланса (форма № 1). Целью такого анализа является изучение изменения валюты баланса (итоги пассива и актива), его отдельных статей и их соотношений. Во-первых, необходимо сравнить валюту баланса на конец и начало отчетного периода. Увеличение валюты баланса свидетельствует о росте производственных возможностей предприятия и заслуживает положительной оценки. Однако при этом также необходимо учитывать фактор инфляции. Также важно, чтобы рост валюты баланса не происходил за счет роста просроченной дебиторской задолженности потребителей, что к сожалению достаточно часто происходит в отношениях с потребителями сферы ЖКХ. Снижение валюты баланса, как правило, оценивается отрицательно, так как сокращается объем производства (возможно, вследствие падения спроса на продукцию). Вместе с тем, целесообразно сопоставить отчетный баланс с плановым и с балансами прошлых лет.

Для получения общей оценки динамики финансового состояния можно сопоставить изменения валюты баланса с изменениями финансовых

результатов хозяйственной деятельности — выручкой от реализации продукции, прибылью. С этой целью рассчитываются коэффициенты роста валюты баланса и роста выручки от реализации или прибыли.

Дальнейшие шаги анализа связаны с оценкой активов и пассивов. Согласно МСФО и «Концепции развития бухгалтерского учета и отчетности», в рыночной экономике России активами считаются хозяйственные средства, контроль над которыми организация получила в результате ее хозяйственной деятельности и которые должны принести ей экономические выгоды. В настоящее время различают следующие основные способы оценки активов:

- по фактической (первоначальной) стоимости приобретения;
- по текущей (восстановительной) стоимости;
- по возможной цене продажи;
- по дисконтированной стоимости, под которой понимается

приведенная к текущему моменту стоимость ожидаемых поступлений от использования актива в будущем при нормальном процессе его использования.

В последнее время при формировании бухгалтерской отчетности все большее внимание уделяется понятию справедливой стоимости, которая характеризуется суммой денежных средств, достаточной для приобретения актива или исполнения обязательства при совершении сделки между контрагентами.

В составе активов выделяют две основные группы: оборотные (текущие) и внеоборотные (долгосрочные).

Под оборотными активами понимают денежные средства и иные активы (например, топливо, сырье, материалы, дебиторская задолженность), которые будут или могут быть обращены в денежные средства, проданы или потреблены в течение 12 месяцев или обычного операционного цикла, если он превышает 12 месяцев. Эти активы отражаются в балансе в разд. II. В процессе анализа выявляются структура оборотных активов и ее отклонения

по отдельным статьям на конец периода по сравнению с его началом. Наибольший удельный вес в составе оборотных активов предприятия составляют дебиторская задолженность, товарно-материальные запасы и денежные средства.

Дебиторская задолженность, отражаемая в бухгалтерской отчетности российских предприятий, делится на две статьи: 1) задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты; 2) задолженность, ожидаемая к погашению в течение 12 месяцев после отчетной даты. Для анализа дебиторской задолженности может быть рассчитан показатель ее доли в общем объеме оборотных активов.

К внеоборотным относятся активы, полезные свойства которых предполагается использовать в течение периода свыше 12 месяцев, в том числе: нематериальные активы; основные средства; незавершенное строительство и ряд других, которые отражаются в разд. I баланса. Анализ внеоборотных активов, отражаемых в балансе, также ограничивается оценкой изменений их абсолютных и структурных значений. Для более детального анализа состава и структуры, движения и эффективности использования отдельных элементов внеоборотных активов необходимо привлечение данных формы № 5 приложения к бухгалтерскому балансу, которая составляется по итогам года.

Анализ пассивов включает в себя анализ собственного и заемного капитала организации. Собственный капитал — стоимость активов организации, не обремененных обязательствами, которые представлены в разд. III баланса. Другими словами, собственный капитал — это разность между активами и обязательствами.

Уставный капитал как часть собственного капитала организации должен соответствовать размеру имущества в активе, хотя данное условие и не является обязательным. В то же время, если в результате убыточной деятельности после второго и последующего финансовых годов стоимость чистых активов окажется меньше уставного капитала, т.е. уставный капитал

больше активов за вычетом долговых обязательств, то, согласно законодательству РФ, предприятие, функционирующее в форме АО и ООО, должно уменьшить свой уставный капитал.

Резервный капитал формируется в соответствии с законодательством и имеет строго целевое назначение. Отсутствие резервного капитала или его недостаточный объем рассматривается как фактор дополнительного риска вложения средств в компанию, поскольку свидетельствует либо о недостаточности прибыли, либо об использовании резервного капитала на покрытие убытков.

Нераспределенная прибыль — это внутренний источник финансовых средств предприятия долговременного характера, свободный резерв. Тенденция к ее снижению может сигнализировать о падении деловой активности, хотя размер нераспределенной прибыли во многом определяется учетной политикой предприятия.

Заемный капитал организации определяется совокупными ее обязательствами перед другими юридическими и физическими лицами. Размер заемных средств характеризует возможные будущие изъятия средств предприятия, связанные с ранее принятыми обязательствами.

По степени срочности погашения обязательства подразделяют на долгосрочные (разд. IV баланса) и краткосрочные или текущие (разд. V баланса).

Как и в отношении других разделов баланса, экспресс-анализ заемных средств заключается в рассмотрении структуры этих обязательств. Наличие в составе источников финансирования организации долгосрочных заемных средств — явление, как правило, положительное. Особое внимание при анализе краткосрочных обязательств обращается на динамику задолженности перед персоналом организации по оплате труда, социальному страхованию перед государственными внебюджетными фондами, перед бюджетом по уплате налогов, а также перед поставщиками топлива. Значительный рост

просроченной задолженности по данным статьям свидетельствует о серьезных проблемах с текущей платежеспособностью.

Следующий этап экспресс-анализа — изучение динамики денежных средств по данным формы № 4. Отчет о движении денежных средств — основной источник информации для анализа денежных потоков.

Под денежными средствами понимают остаток денежных средств и денежных эквивалентов на расчетных, валютных, специальных банковских счетах и в кассе. Движение денежных средств дифференцировано в отношении текущей, инвестиционной и финансовой деятельности. Непрерывный процесс поступления (приток) и расходования (отток) денежных средств образует денежные потоки организации.

По методу исчисления объема выделяют валовой и чистый денежные потоки. Валовой денежный поток характеризует всю совокупность поступлений и расходований денежных средств в отчетном периоде. Чистый денежный поток — разница между положительными и отрицательными денежными потоками (между поступлением и расходованием денежных средств).

Существуют два основных метода определения размера чистого денежного потока от текущей деятельности (ЧДПТ), который в зарубежной практике называется Cash Flow from Operation — прямой и косвенный.

Прямой метод основан на определении притока денежных средств (выручка от реализации продукции, полученные авансы и др.) и их оттока (оплата счетов поставщиков, возврат полученных краткосрочных ссуд и займов и др.), когда исходным элементом расчета является выручка. Косвенный метод основан на идентификации и учете операций движения денежных средств с корректировкой чистой прибыли, когда исходным элементом расчета выступает прибыль. Чистые денежные потоки от инвестиционной и финансовой деятельности рассчитываются только прямым методом.

Наименование показателя	Отчетный год		Предыдущий год		Отклонение	
	Сумма, тыс. руб.	удельный вес, %	Сумма, тыс. руб.	удельный вес, %	Сумма, тыс. руб.	удельный вес, %
Приобретение дочерних организаций	1000	0,7	2000	1,55	-1000	-0,845
Приобретение объектов основных средств, доходных вложений в материальные ценности и нематериальных активов	6311	4,42	5232	4,04	+1079	+0,378
Приобретение ценных бумаг и других финансовых вложений	115	0,081	70	0,05	+45	+0,026
Уплаченные дивиденды	14285	10,01	54188	41,87	-39903	-31,86
Займы, предоставленные другим организациям	-	-	-	-	-	-
Чистые денежные средства от инвестиционной деятельности	-19562)	-	-59636	-	+40074	
Приток денежных средств по финансовой деятельности:						
Поступления от эмиссии акций или иных долевых бумаг	-	-	-	-	-	-
Поступления от займов и кредитов, предоставленных другим организациям	16000	11,69	9000	6,94	+7000	+4,75
Отток денежных средств по финансовой деятельности:						
Погашение займов и кредитов (с процентами)	3273	2,29	4275	3,30	-1002	-1,01
Погашение обязательств по финансовой аренде	-	-	-	-	-	-
Чистые денежные средства от финансовой деятельности	12727	-	4725	-	+8002	-
Чистое увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	-5864	-	269	-	-6133	-
Остаток денежных средств на конец отчетного года	55	-	5919	-	-5864	-
Поступило денежных средств, всего	136909	100	129690	100	+7219	-
Израсходовано денежных средств, всего	142773	100	129421	100	+13352	-

Для более полного анализа в таблицу добавлены две последние строки, в которых суммированы приток (поступление) и отток (расходование) денежных средств за год. Для получения итоговой суммы израсходованные денежные средства суммировались по строкам таблицы, в которых отражены суммы чистого денежного потока по каждому из трех видов деятельности. Данные таблицы показывают, что в отчетном году из общей суммы 136909 тыс. руб. поступивших денежных средств 86,74% приходится на текущую деятельность, 1,57% — на инвестиционную и 11,7% — на финансовую. Отток денежных средств предприятия в отчетном периоде составил 142773 тыс. руб., в том числе 82,5% за счет текущей деятельности, 15,2% — инвестиционной и 2,3% — финансовой.

Из всей поступившей за отчетный период суммы денежных средств наибольший удельный вес — 78,13% приходится на выручку от продажи продукции и услуг, 11,7% — на поступления от займов и кредитов. Аналогичным образом анализируется отток денежных средств предприятия.

Отрицательным моментом в движении денежных средств в приведенном примере является превышение оттока средств над их притоком на 5864 тыс. руб. Для увеличения финансовой стабильности соотношение должно быть обратным.

Завершающий этап экспресс-анализа финансовой отчетности — расчет относительных показателей, финансовых коэффициентов. Данный прием позволяет увидеть взаимосвязи между показателями и оценить их изменения.

Используемые в процессе анализа финансовые коэффициенты могут быть разбиты на группы, характеризующие деловую активность, ликвидность, структуру капитала и платежеспособность, рентабельность. На практике в рамках экспресс-анализа нет необходимости рассчитывать большое число показателей каждой группы. Обычно выбираются несколько наиболее значимых показателей, которые при необходимости дополняются другими инструментами анализа.

Например, в ОАО РАО «ЕЭС России» в 2001-2008 годах в целях оценки финансового состояния дочерних компаний применялась методика, позволяющая оценить множество показателей и произвести интегральную оценку (составить рейтинг) финансового состояния предприятия. Суть ее заключалась в следующем. Сначала производится расчет финансовых показателей, характеризующих ликвидность, финансовую устойчивость (структуру капитала), рентабельность и деловую активность компании по следующему алгоритму.

ПОКАЗАТЕЛИ ЛИКВИДНОСТИ:

Анализ ликвидности производится с помощью коэффициентов, которые рассчитываются путем поэтапного сопоставления отдельных групп активов с текущими обязательствами на основе данных бухгалтерского баланса.

1. Коэффициент абсолютной ликвидности (K1)

Показывает, какая доля краткосрочных долговых обязательств может быть покрыта за счет денежных средств и их эквивалентов в виде рыночных ценных бумаг и депозитов, то есть практически абсолютно ликвидными активами. В энергетике этот показатель, как правило, относительно низок.

$$K1 = (\text{Денежные средства} + \text{Краткосрочные финансовые вложения}) / \text{Краткосрочные пассивы} = (с. 260 \text{ ф.1} + с. 250 \text{ ф.1}) / с. 690 \text{ ф.1}$$

2. Коэффициент срочной ликвидности (K2)

Отношение наиболее ликвидной части оборотных средств к краткосрочным обязательствам.

$$K2 = (\text{Денежные средства} + \text{Краткосрочные финансовые вложения} + \text{Дебиторская задолженность менее 12 месяцев}) / \text{Краткосрочные пассивы} = (с. 260 \text{ ф.1} + с. 250 \text{ ф.1} + с. 240 \text{ ф.1}) / с. 690 \text{ ф.1}$$

Для корректного использования этого показателя необходимо, чтобы задолженность потребителя была оценена адекватно и в случае сомнительности ее получения вычиталась из активов и относилась в резерв по сомнительным долгам.

3. Коэффициент текущей ликвидности (К3)

Рассчитывается как частное от деления оборотных средств на краткосрочные обязательства и показывает, достаточно ли у предприятия средств, которые могут быть использованы для погашения краткосрочных обязательств.

$$K3 = \text{Текущие активы} / \text{Текущие обязательства} = \text{с.290 ф.1} / \text{с. 690 ф.1}$$

При расчете вышеприведенных показателей ликвидности используются значения переменных на конец отчетного периода.

ПОКАЗАТЕЛИ ФИНАНСОВОЙ УСТОЙЧИВОСТИ:

4. Коэффициент финансовой независимости (К4)

Характеризует зависимость фирмы от внешних займов. Чем ниже значение коэффициента, тем больше займов у компании, тем выше риск неплатежеспособности, потенциального возникновения денежного дефицита у предприятия. Как правило, в энергетике значение этого показателя достаточно высокое.

$$K4 = \text{Собственный капитал} / \text{Суммарный актив} = \text{с. 490 ф.1} / \text{с. 300 ф.1}$$

При расчете показателя используются значения переменных на конец отчетного периода.

ПОКАЗАТЕЛИ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ:

5. Рентабельность продаж (К5), %

Демонстрирует долю валовой прибыли в объеме продаж предприятия.

$$K5 (ROS) = (\text{Валовая прибыль} / \text{Выручка от реализации}) * 100\% = \\ = (\text{с.029 ф.2} / \text{с.010 ф.2}) * 100\%$$

При расчете показателя используются значения переменных в пересчете на квартал (год).

6. Рентабельность собственного капитала (К6), %

Демонстрирует эффективность использования капитала, инвестированного собственниками предприятия.

$$K6 (ROE) = (\text{Чистая прибыль} / \text{Собственный капитал}) * 100\% = \\ [\text{с.190 ф.2} / (\text{с.490 ф.1 отчетн.} + \text{с.490 ф.1 баз.}) * 0,5] * 100\%$$

При расчете показателя используется величина чистой прибыли в пересчете на квартал (год) и средняя величина собственного капитала за отчетный квартал (год).

7. Рентабельность активов (K7), %

$$K7 (ROA) = (\text{Чистая прибыль} / \text{Суммарные активы}) * 100\% = \\ [(с.190 ф.2 / (с.300 ф.1 \text{ отчетн.} + с.300 ф.1 \text{ баз.}) * 0,5)] * 100\%$$

При расчете показателя используется величина чистой прибыли в пересчете на квартал (год) и средняя величина суммарных активов за отчетный квартал (год).

ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЛОВОЙ АКТИВНОСТИ:

8. Динамика дебиторской задолженности (K8), %

Характеризует величину снижения/увеличения дебиторской задолженности (краткосрочной и долгосрочной) в отчетном периоде по отношению к базовому.

$K8 = (\text{Суммарная величина дебиторской задолженности на конец отчетного периода} - \text{Суммарная величина дебиторской задолженности на конец базового периода}) / \text{Суммарная величина дебиторской задолженности на конец базового периода} =$

$$\{[(с.240 ф.1 + с.230 ф.1) \text{ отчетн.} - (с.240 ф.1 + с.230 ф.1) \text{ баз.}] / (с.240 ф.1 + с.230 ф.1) \text{ баз.}\} * 100\%$$

Положительное значение данного показателя свидетельствует об увеличении задолженности перед предприятием и является негативным фактором.

9. Динамика кредиторской задолженности (K9), %

Характеризует величину снижения/увеличения кредиторской задолженности в отчетном периоде по отношению к базовому.

$K9 = (\text{Величина кредиторской задолженности на конец отчетного периода} - \text{Величина кредиторской задолженности на конец базового периода}) / \text{Величина кредиторской задолженности на конец базового периода}$

$$= [(с.620 ф.1отчетн. - с.620 ф.1баз.) / с.620 ф.1баз.]*100\%$$

Положительное значение данного показателя свидетельствует об увеличении задолженности предприятия и является негативным фактором.

10. Соотношение дебиторской и кредиторской задолженности (K10)

Характеризует баланс дебиторской и кредиторской задолженности предприятия.

$$K10 = \text{Дебиторская задолженность на конец отчетного периода} / \text{Кредиторская задолженность на конец отчетного периода} = \\ = (с.240 ф.1 + с.230 ф.1) / с.620 ф.1$$

Если данный показатель ниже 1, это говорит о дисбалансе обязательств и является негативным фактором. Значительное превышение дебиторской задолженности над кредиторской свидетельствует о неплатежах потребителей, что также признается негативным фактором.

Следует отметить, что помимо оценки динамики дебиторской и кредиторской задолженности на практике для оценки деловой активности могут использоваться коэффициент оборачиваемости запасов $K_{об.зап.}$ и длительность их оборота. Коэффициент оборачиваемости запасов $K_{об.зап.}$ равен отношению выручки от реализации к среднему размеру запасов за период. Средний размер запасов рассчитывается суммированием их объемов на начало и на конец периода и делением полученной суммы на два. Соответственно, на основании данных бухгалтерской отчетности расчет $K_{об.зап.}$ производится делением выручки (нетто) от продажи товаров (строка 010 формы №2) на следующий множитель: $0,5 * (\text{строка 210 баланса на начало периода} + \text{строка 210 баланса на конец периода})$:

$$K_{об.зап.} = \text{Выручка (нетто) от продажи товаров (стр. 010 ф. № 2)} : 0,5(\text{стр. 210 баланса н.г.} + \text{стр. 210 баланса к.г.}).$$

Фактически этот коэффициент показывает количество оборотов, совершаемых запасами, в течение анализируемого периода (обычно года).

Оборачиваемость запасов в днях или длительность оборота = 365:

$K_{об.зап.}$

Данные показатели в ОАО РАО «ЕЭС России», применялись ситуационно и в методике оценки финансового состояния не участвовали по причине того, что основной товар дочерних компаний – энергия – не может быть накоплен в запасах. Вместе с тем, интерес представляет анализ запасов топлива. Кроме того, аналогичные показатели оборачиваемости дебиторской, кредиторской задолженности в зависимости от целей инициатора анализа могут также использоваться для оценки деловой активности компании.

Далее в соответствии с методикой ОАО РАО «ЕЭС России» в зависимости от значения каждого показателя он относился к одной из 4-х групп, (табл. 10.5.2) каждой из которых присваивалось определенное количество баллов:

Таблица 10.5.2

**Оценка финансового состояния энергокомпании (на примере деятельности
РАО «ЕЭС России»)**

Показатель	I группа (4 балла)	II группа (3 балла)	III группа (2 балла)	IV группа (1 балл)
ПОКАЗАТЕЛИ ЛИКВИДНОСТИ				
Коэффициент абсолютной ликвидности (K1)	> 0.15	0.03 – 0.15	0.01 – 0.03	< 0.01
Коэффициент срочной ликвидности (K2)	> 0.95	0.75 – 0.95	0.50 – 0.75	< 0.50
Коэффициент текущей ликвидности (K3)	> 2.00	1.20 – 2.00	1.00 – 1.20	< 1.00
ПОКАЗАТЕЛИ ФИНАНСОВОЙ УСТОЙЧИВОСТИ				
Коэффициент финансовой независимости (K4)	> 0.80	0.65 – 0.80	0.50 – 0.65	< 0.50
ПОКАЗАТЕЛИ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ				
Рентабельность продаж (K5)	> 15%	5% - 15%	0% - 5%	< 0%
Рентабельность собственного капитала (K6)	> 5%	2% - 5%	0% - 2%	< 0%
Рентабельность активов (K7)	> 3%	1.2% - 3.0%	0% - 1.2%	< 0%

Показатель	I группа (4 балла)	II группа (3 балла)	III группа (2 балла)	IV группа (1 балл)
ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЛОВОЙ АКТИВНОСТИ				
Динамика дебиторской задолженности (K8)	< (-10%)	-10% – 0%	0% - 10%	> 10%
Динамика кредиторской задолженности (K9)	< (-10%)	-10% – 0%	0% - 10%	> 10%
Соотношение дебиторской и кредиторской задолженности (K10)	1.2 – 1.5	1.0 – 1.2 или > 1.5	0.8 – 1.0	< 0.8

Приведенные в табл. 10.5.2 критериальные значения аналитических показателей устанавливались с учетом средних значений по предприятиям Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» и могли быть пересмотрены, но не чаще одного раза в год (чего, как правило, не требовалось).

После того, как каждому показателю присваивался в зависимости от значения соответствующий бал, по следующему алгоритму осуществлялся итоговый рейтинг финансового состояния данной энергокомпании:

1. Рассчитывается общая сумма баллов. Каждому показателю присваивается определенный вес, при этом сумма весов всех показателей равна 4. Предварительно показателям устанавливались следующие веса (определялись экспертно с учетом специфики отрасли):

Показатель	Вес показателя
Коэффициент абсолютной ликвидности (K1)	0,25
Коэффициент срочной ликвидности (K2)	0,50
Коэффициент текущей ликвидности (K3)	0,50
Коэффициент финансовой независимости (K4)	1,25
Рентабельность продаж (K5)	0,25
Рентабельность собственного капитала (K6)	0,25
Рентабельность активов (K7)	0,25
Динамика дебиторской задолженности (K8)	0,25
Динамика кредиторской задолженности (K9)	0,25
Соотношение дебиторской и кредиторской задолженности (K10)	0,25
Итого (сумма весов)	4,00

Общая сумма баллов рассчитывается по следующей формуле:

$$R = \sum K_j * W_j, \text{ где}$$

R - общая сумма баллов;

K_j - балл j -го финансового показателя;

W_j - вес j -го финансового показателя;

2. Итоговый рейтинг присваивался энергокомпаниям в соответствии со следующей таблицей:

Группа финансовой устойчивости	Рейтинг	Критерий присвоения рейтинга
Предприятие с устойчивым финансовым состоянием	A1	$15 < R \leq 16$
	A2	$14 < R \leq 15$
	A3	$13 < R \leq 14$
Предприятие с удовлетворительным финансовым состоянием	B1	$12 < R \leq 13$
	B2	$11 < R \leq 12$
	B3	$10 < R \leq 11$
Предприятие с неудовлетворительным финансовым состоянием	C1	$9 < R \leq 10$
	C2	$8 < R \leq 9$
	C3	$7 < R \leq 8$
Предприятие с критическим финансовым состоянием	D	$R \leq 7$

Следует отметить, что по методике ОАО РАО «ЕЭС России» вне зависимости от результатов прямого расчета по формализованным критериям предприятию присваивается рейтинг D при соблюдении хотя бы одного из следующих условий (дополнительных критериев отсекающего):

1. Кредиторская задолженность предприятия превышает его годовую выручку, то есть стр. 620 ф.1 на конец отчетного периода больше стр.010 ф.2 в последней годовой отчетной форме.

2. Кредиторская задолженность предприятия превышает 50% его совокупных активов, то есть стр. 620 ф.1 больше $0,5 * \text{стр.300 ф.1}$.

В обоих критериях используются значения показателей на конец отчетного периода.

Таким образом, система рассмотренных показателей позволяет всесторонне оценить финансовое состояние анализируемой компании.

10.5.4. Основные направления распределения и использования чистой прибыли

Чистая прибыль – источник средств для выплаты дивидендов акционерам и производственного развития компании. Дивиденды — это доход, полученный акционерами при распределении прибыли, оставшейся после налогообложения, по акциям пропорционально долям акционеров в уставном капитале компании (подробнее о правах акционеров см. 9.2.2).

Распределение чистой прибыли производится на основании решений собственников с учетом следующих законодательных ограничений.

Во-первых, законом РФ от 26 декабря 1995 года № 208-ФЗ «Об акционерных обществах» предусмотрено обязательное формирование резервного фонда, который должен быть не меньше 5 % размера уставного капитала. Резервный фонд предназначен для покрытия убытков, для погашения облигаций и выкупа акций компании в случае отсутствия иных средств. Этот фонд не может быть использован для иных целей. Резервный фонд общества формируется путем обязательных ежегодных отчислений до достижения им размера, установленного уставом общества. Размер ежегодных отчислений предусматривается уставом компании, но не должен быть менее 5 % ее чистой прибыли.

Во-вторых, законом установлен ряд ограничений на принятие собственниками компании решения об объявлении дивидендов и на их выплату, если эти ограничения появились после того, как решение было принято. В основном, они касаются требований в отношении размера уставного капитала и недопустимости появления признаков банкротства в результате объявления или выплаты дивидендов.

В-третьих, размер дивидендов должен быть не больше рекомендованного советом директоров (наблюдательным советом) общества.

В-четвертых, законом установлено, что в первоочередном порядке должны выплачиваться дивиденды по привилегированным акциям (если уставный капитал сформирован не только из обыкновенных акций) в размере, предусмотренном Уставом компании.

Распределение прибыли акционерного общества, как правило, происходит на основе принятой им дивидендной политики. При ее формировании компания преследует следующую цель – обеспечить оптимальное соотношение между средствами, направляемыми на развитие, и средствами, которые она может выплатить акционерам в виде дивидендов. Прибыль, предназначенная для целей развития (реинвестирования), идет на прирост оборотных и внеоборотных активов. Такое распределение осуществляется с учетом необходимости решения текущих задач и реализации стратегии будущего развития компании. В рыночных условиях главной задачей любого хозяйствующего субъекта является обеспечение его поступательного развития в обозримом будущем, закрепление существующих и приобретение новых конкурентных преимуществ.

За счет чистой прибыли могут формироваться специальные целевые фонды, в которых аккумулируются необходимые средства для решения стратегических задач компании.

Конкретный размер дивиденда на одну акцию зависит от величины фактически полученной прибыли в соответствующем периоде и вида акций (привилегированные и обыкновенные).

Документ, регламентирующий дивидендную политику разрабатывается и утверждается советом директоров. В нем, в частности, могут отражаться вопросы о том, в каких случаях дивиденды не выплачиваются, о зависимости их размера от общей суммы прибыли и финансового состояния компании, о доле чистой прибыли, направляемой на выплату дивидендов и другие.

Наличие такого документа рассматривается как элемент корпоративной культуры общества, свидетельствует о соблюдении руководством интересов всех его акционеров, повышает доверие к обществу, положительно сказывается на его имидже и инвестиционной привлекательности.

Например, в крупнейшем до недавнего времени российском энергохолдинге, ОАО «ЕЭС России», действовали сразу два документа, утвержденных Советом директоров ОАО «ЕЭС России», которые регламентировали дивидендную политику соответственно самого ОАО «ЕЭС России» и дочерних компаний ОАО «ЕЭС России»:

- Методика расчета дивидендов головного Общества ОАО «ЕЭС России»;
- Принципы дивидендной политики ОАО «ЕЭС России» в отношении дочерних и зависимых обществ (ДЗО) ОАО «ЕЭС России».

Так, например, для дочерних компаний ОАО «ЕЭС России» в качестве критериев принятия решения о распределении чистой прибыли рекомендовалось применять следующие:

- соответствие действующей практики начисления и выплаты дивидендов в ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» законодательству РФ.

- соблюдение интересов акционеров.
- поддержание требуемого уровня финансового и технического состояния ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», обеспечение перспектив развития ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России».

- необходимость повышения инвестиционной привлекательности ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России».

Расчет распределения прибыли, в том числе суммы дивидендов и других статей использования чистой прибыли состоял из ряда этапов.

Сначала рассчитывался показатель ДИБ. Это так называемая необремененная (или «свободная») чистая прибыль, которую акционеры могут полностью отправить на дивиденды. Он равен чистой прибыли за вычетом обязательных отчислений в резервный фонд (если он не заполнен) и суммы чистой прибыли, израсходованной в отчетном году на инвестиции (она утверждалась в рамках бизнес-плана или отчета об исполнении бизнес-плана компании).

Далее показатель ДИБ сравнивался с показателем располагаемого ДЗО чистого денежного потока EBITDA* (EBITDA за минусом процентов и налога на прибыль – см. параграф 10.5.4) и из них выбиралось наименьшее значение в качестве скорректированной «свободной» чистой прибыли.

Для учета реального финансового состояния при распределении чистой прибыли параллельно проводился анализ финансового состояния ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», подробно описанный в параграфе 10.5.4. В зависимости от результатов рейтинговой оценки финансового состояния ДЗО определялся конкретный размер показателя ДИБ. Так, например, для компаний с критическим финансовым состоянием (рейтинг D) показатель ДИБ приравнивался к нулю, и дивиденды не выплачивались.

После определения окончательного размера показателя ДИБ определялся остаток чистой прибыли компании. Этот остаток распределялся по направлениям использования в следующей последовательности:

- на плановые инвестиции;
- на увеличение размера дивидендов до уровня прошлого года в случае, если размер дивидендов по итогам отчетного года меньше размера дивиденда предыдущего периода;
- на покрытие убытков прошлых лет в случае наличия убытков прошлых лет;
- на увеличение размера дивидендов.

Применявшаяся в 2003-2006 гг. в РАО «ЕЭС России» дивидендная политика способствовала достижению следующих положительных результатов:

- общие объемы инвестиций росли в темпах, опережающих инфляцию;
- наиболее высокими темпами росли инвестиции за счет заемных средств и прибыли компаний Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России»;
- существенная часть инвестиций (40,0%) направлялась на техническое перевооружение и реконструкцию энергетического оборудования в целях его реновации и повышения надежности;
- ускоренными темпами росли инвестиции в сетевое хозяйство, что происходило за счет снижения инвестиций в прочие объекты (в основном, за счет непроизводственной сферы);

- происходило сбалансированное распределение прибыли ДЗО на инвестиции и дивиденды (в среднем в соотношении 60/40, соответственно).

Глава 11. Важнейшие функциональные подсистемы на электроэнергетических предприятиях

11.1. Управление персоналом

11.1.1. Структура кадров, методы их оценки и отбора, подготовки и переподготовки

По характеру выполняемых функций в соответствии с Общероссийским классификатором профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов (ОКПДТР) промышленно-производственного персонала (ППП), который распространяется на предприятия и организации электроэнергетики – акционерные общества, подразделяется на категории: руководители, специалисты и технические исполнители, рабочие.

К руководителям относятся высшие и ведущие менеджеры:

- *высшие менеджеры* — работники, состоящие в трудовых отношениях с обществом; осуществляют руководство и стратегическое планирование его деятельности, определяют политику бизнес направлений и механизмы достижения бизнес-целей общества, несут ответственность за достижение целей акционеров. В компетенцию высших менеджеров входит, наряду с управлением текущей деятельностью, решение стратегических вопросов в области производства, финансов, реформирования;

- *ведущие менеджеры* — работники, состоящие в трудовых отношениях с обществом; принимают участие в стратегическом планировании, разработке механизмов достижения бизнес-целей общества, несут ответственность за реализацию политики и закреплённые за ними бизнес-процессы.

Специалисты — работники, состоящие в трудовых отношениях с обществом; действуют в соответствии с принятыми в обществе стандартами, правилами и процедурами, регламентами, методиками выполнения того или иного вида работ, обеспечивают и обслуживают деятельность руководителей при выработке и реализации ими управленческих решений.

Из категории руководителей и специалистов выделяется *инженерно-технический персонал* (ИТР), выполняющий производственно-технические функции и *административно-управленческий персонал* (АУП), выполняющий административно-управленческие функции.

Рабочие — работники электроэнергетики, занимающиеся физическим трудом; подразделяются на основных и вспомогательных. К основным относятся рабочие, непосредственно связанные с производством продукции, к вспомогательным — с обслуживанием производства.

Соотношение работников по категориям характеризует структуру трудовых ресурсов предприятия. В зависимости от характера трудовой деятельности персонал предприятия подразделяют по профессиям, специальностям и уровню квалификации.

Комплексный подход к поиску и отбору работников организации предполагает решение следующих пяти основных задач:

- определение количественной и качественной потребности в персонале с учетом основных целей и задач организации;
- поиск возможных источников кадрового пополнения и выбор средств и методов, которые могут использоваться для привлечения подходящих кандидатов;
- разработка критериев для отбора кандидатов, наиболее подходящих для занятия имеющихся вакансий, на основе установления квалификационных требований, необходимых для успешного выполнения работы, и определения личностных и деловых качеств в соответствии с требованиями организации;

- разработка методов поиска и отбора кадров, позволяющих лучше всего оценить степень соответствия кандидатов выработанным критериям;
- обеспечение оптимальных условий для адаптации новых работников к работе в организации.

Поиск работников для замещения вакантных должностей может осуществляться за счет внутренних ресурсов организации и внешних источников. Соотношение в использовании внешнего и внутреннего отбора (рекрутинга) определяется кадровой политикой, выработанной в организации.

Внутренний отбор повышает лояльность персонала и стимулирует людей к большей отдаче в работе. Он имеет следующие преимущества:

- люди, уже работающие в организации, хорошо ее знают, что облегчает адаптацию к новой должности и повышает вероятность их успешной работы;
- подбор специалистов обходится значительно дешевле, поскольку, как правило, не требуется расходов на такие статьи, как адаптация и обучение.

При внутреннем отборе используются следующие подходы к выявлению подходящих кандидатов:

- изучение формальных характеристик (образование, профессия, стаж работы и др.);
- формирование кадрового резерва, из которого впоследствии могут быть отобраны потенциальные кандидаты. Организация обучения кадрового резерва, контроль текущих производственных показателей резервистов, их отношение к работе и к организации — это источники важной информации о перспективных кандидатах на руководящие посты;
- организация конкурсов на замещение вакантных должностей, информирование об имеющихся вакансиях и условиях участия в конкурсе работников предприятия.

Внешний отбор требует знания рынка труда, источников рабочей силы и методов поиска кандидатов на имеющиеся вакансии. Выбор методов и средств поиска, а также путей привлечения кандидатов зависит от направления деятельности организации, финансовых средств, выделяемых на подбор персонала, и от того, насколько срочно должна быть заполнена данная вакантная должность.

При внутреннем или внешнем отборе для установления степени соответствия кандидатов предъявляемым требованиям используется комплекс методов: оценка письменных источников, тестирование, интервью.

Одной из наиболее сложных задач при формировании кадров является поиск и отбор кандидатов для занятия вакантных руководящих должностей, в особенности высших и ведущих менеджеров. Для организации эффективного отбора руководителей используются самые разные подходы, призванные оценить достоинства или недостатки потенциальных претендентов. Эффективны такие мероприятия, как организация специализированных семинаров, процедура ежегодной оценки рабочих показателей (аттестация).

Желательно процедуру оценки работы руководителей и специалистов проводить ежегодно. Организация получает наибольшую пользу, если итогом аттестации становится не только заключение о соответствии или несоответствии работника занимаемой должности, но и оценка возможности дальнейшего карьерного роста.

Практически все ведущие компании мира создают у себя целостную **систему развития персонала**, его профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации. Обучение персонала становится относительно самостоятельным фактором формирования инновационного климата в компании, создает предпосылки для адаптации к постоянно меняющимся условиям, повышает конкурентоспособность. Передовые компании внедряют в свою практику непрерывное образование каждого работника, т.е. становятся самообучающимися организациями.

Формы обучения: стажировки и командировки в учебные центры, лаборатории, на другие аналогичные предприятия; курсы, организованные внутри фирмы; курсы в учебных центрах. Обучение часто рассматривается не только как средство пополнения знаний, но и как средство налаживания плодотворных контактов, так необходимых в дальнейшей деятельности.

Значительный опыт организации развития персонала накоплен в РАО «ЕЭС России». В 2005 г. был принят стандарт организации профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала, содержащий новые технологические подходы к формированию заказа на профессиональную подготовку персонала энергетических компаний на базе перечней компетенций в соответствии с бизнес-целями. Он определял организацию профессионального обучения всего персонала холдинга по категориям, а также процедуры оценки его эффективности.

Тогда был создан Корпоративный энергетический университет (КЭУ), предназначенный для содействия энергокомпаниям в решении задач, связанных с обучением и развитием персонала. КЭУ не является университетом в классическом понимании. Он призван оказывать услуги по составлению заказов на обучение персонала энергокомпаний в соответствии с их запросами. На основании заказа энергокомпаний КЭУ разрабатывает новые или адаптирует существующие образовательные программы различных учебных заведений-подрядчиков под задачи конкретной энергокомпании и обеспечивает их выполнение на собственной базе или на базе подрядчика. Определение и выбор подрядчиков осуществляется с помощью постоянно действующей системы мониторинга рынка образовательных услуг, а также проведения конкурсов и тендеров. После окончания обучения КЭУ оказывает комплекс услуг по оценке эффективности обучения.

Конкурентоспособность КЭУ на рынке образовательных услуг обеспечивается тем, что он (университет) гарантирует своим заказчикам высокое качество образования (предлагаемых учебных программ,

высококвалифицированных преподавателей) в сочетании с высоким уровнем сервисных образовательных услуг. Организационная структура КЭУ сформирована в виде головного центра и региональных центров. Головной центр — некоммерческое партнерство «Корпоративный образовательный и научный центр» единой энергетической системы (НП «КОНЦ ЕЭС») предназначен для централизованного управления всеми региональными центрами КЭУ, для взаимодействия с головными структурами энергокомпаний и основными учебными заведениями РФ. Региональные центры КЭУ позволяют осуществлять образовательную деятельность на всей территории России в непосредственной близости к энергокомпаниям. С 2006 г. функционирует 13 региональных учебных центров, расположенных в точках концентрации спроса энергокомпаний на обучение. Они объединяют и координируют образовательный процесс всех привлекаемых для работы учебных заведений в шести условно выделенных регионах: Центр, Северо-Запад, Юг, Урал, Сибирь и Дальний Восток.

КЭУ для энергокомпаний является единым подрядчиком, а для образовательных организаций — единым заказчиком, реализуя принцип «одного окна» по оказанию всего комплекса предлагаемых заказчику образовательных услуг. Вместе с тем, КЭУ оказывает консалтинговые услуги по выбору программ обучения, его планированию и организации, оценке результатов.

11.1.2. Мотивация и стимулирование персонала.

Мотивация к труду — один из важнейших факторов в жизни человека. Она определяется взаимодействием различных внутренних и внешних побудительных сил. В любых теориях основными детерминантами мотивации трудовой деятельности являются потребности и интересы — материальные и нематериальные.

Основным мотивационным (материальным) признаком трудовой деятельности и, безусловно, самым значимым, является система заработной платы. Заработная плата — вознаграждение за труд в зависимости от

квалификации работника, сложности, количества, качества и условий выполняемой работы, текущей ситуации на рынке труда. Она также включает выплаты компенсационного и стимулирующего характера. Ее уровень определяется соотношением спроса и предложения рабочей силы на рынке труда.

Минимальная заработная плата (минимальный размер оплаты труда) — гарантируемый федеральным законом размер месячной заработной платы за труд неквалифицированного работника, полностью отработавшего норму рабочего времени при выполнении простых работ в нормальных условиях труда.

Всю начисленную работнику на предприятии заработную плату можно подразделить на следующие виды:

- основная заработная плата;
- дополнительная заработная плата;
- премии, вознаграждения по итогам работы за год и т.д.;
- выплаты социального характера.

Основная заработная плата включает в себя тарифную ставку (должностной оклад) работника, стимулирующие и компенсационные надбавки и доплаты.

Дополнительная заработная плата начисляется на основании документов, подтверждающих право работника на оплату за неотработанное время. К таким выплатам относятся:

- оплата основного, дополнительного или учебного отпуска;
- компенсация за неиспользованный отпуск;
- выплата выходного пособия при увольнении;
- выплаты при направлении работника на курсы повышения квалификации;
- оплата времени выполнения государственных обязанностей;
- прочие выплаты согласно действующему законодательству.

Премирование работников производится в целях усиления материальной заинтересованности в улучшении работы предприятия. Премирование может производиться за основные результаты производственно-хозяйственной деятельности, за выполнение особо важных заданий и т.д. Размер премии по каждому подразделению и работнику устанавливается в зависимости от выполнения показателей премирования и оценки качества работы персонала.

Базовая ставка (должностной оклад) должна быть достаточной, чтобы привлечь на работу в организацию работников нужной квалификации и подготовки. Лучше всего, если она составляет около 70% общего дохода, получаемого работником. Размер базовой ставки должен быть связан с уровнем ответственности работника и эффективности его работы. Соотношение базовых ставок по уровням ответственности носит ступенчатый характер и регулируется локальным нормативным актом организации — «Положением об оплате труда».

Для определения размеров должностных окладов руководителей акционерных обществ в электроэнергетике в РАО «ЕЭС России» было разработано и применялось «Положение о материальном стимулировании генеральных директоров дочерних и зависимых обществ», в котором должностной оклад генерального директора Общества определяется отнесением его к одной из девяти групп. Определяющий признак группировки — объем выручки от продажи товаров, продукции, работ и услуг по основной деятельности Общества на основании данных консолидированной годовой бухгалтерской отчетности за предшествующий календарный год. Материальное стимулирование высших менеджеров Обществ⁹, определяется с учетом коэффициентов зависимости должностных окладов высших менеджеров от должностного оклада генерального директора Общества:

⁹ Перечень должностей, входящих в категорию высших менеджеров: 1-я категория: заместители генерального директора (в т.ч. главный инженер); члены правления общества; директора по направлениям работы (в том числе Исполнительный директор); директора филиалов; главный бухгалтер; 2-я категория: заместители директоров, главные инженеры филиалов; главные бухгалтеры филиалов.

Менеджеры 1 категории.....0,55—0,85:

Менеджеры 2 категории.....0,4—0,75.

При определении конкретных размеров должностных окладов руководителей (высших менеджеров) количественные характеристики показателей сложности работы должны быть конкретизированы с тем, чтобы они отражали фактические различия в сложности управления отдельными задачами организации.

При построении схемы оплаты труда и установлении тарифных ставок (должностных окладов) для других работников в электроэнергетике применяются «Рекомендации о едином порядке оплаты труда по тарифным ставкам (должностным окладам) работников электроэнергетики»¹⁰, в соответствии с которыми работодатель обязан:

- проводить тарификацию выполняемых работ в зависимости от подчиненности, сложности и ответственности;
- присваивать квалификационные разряды рабочим в соответствии с «Тарифно-квалификационным справочником работ и профессий рабочих электроэнергетики»¹;
- проводить аттестацию рабочих мест и работников;
- изменять тарифную часть заработной платы работников организации за счет повышения тарифных коэффициентов в зависимости от сложности выполняемых работ и квалификации работников.

Единая тарифная сетка оплаты труда, приведенная в «Рекомендациях», предусматривает:

- 18 ступеней оплаты труда;
- равномерное нарастание тарифных коэффициентов от ступени к ступени в размере 12 %;
- изменение тарифной части заработной платы работников организации за счет повышения тарифных коэффициентов до 25 %, в

¹⁰ «Рекомендации о едином порядке оплаты труда по тарифным ставкам (должностным окладам) работников электроэнергетики» разработаны ОАО «ЦОТэнерго» и Департаментом управления персоналом ОАО «РАО ЕЭС России». Москва. 2005 г.

зависимости от сложности выполняемых работ и квалификации работника. Тарифная ставка (оклад) работника устанавливается как произведение минимальной месячной тарифной ставки рабочего первого разряда, действующей в организации, и тарифного коэффициента. Исходя из финансовых возможностей, состояния регионального рынка труда организации могут устанавливать тарифные коэффициенты, превышающие предусмотренные единой тарифной сеткой для отдельных профессий (должностей).

Тарифная ставка (оклад), установленная в рамках единой тарифной сетки как оплата за норму труда, является основополагающей величиной при установлении доплат (в том числе за стаж работы в организации), надбавок и прочих выплат, предусмотренных в организации и связанных с режимом работы, условиями труда, отклоняющимися от нормальных.

Дополнительные выплаты (стимулирующие и компенсационные надбавки и доплаты) организация может производить исходя из целей, которые закладываются в программу стимулирования труда. Наряду с применением тарифных ставок (окладов) при выполнении работ в особых условиях или в условиях, отклоняющихся от нормальных, устанавливаются следующие доплаты за:

- работу в выходные и нерабочие праздничные дни;
- работу за пределами нормальной продолжительности рабочего времени;
- совмещение профессий (должностей);
- исполнение обязанностей временно отсутствующего работника;
- работу в многосменном режиме, в том числе за работу в ночное время;
- труд на тяжелых и особо тяжелых работах, за работу во вредных, особо вредных и опасных условиях труда.

Размеры доплат и порядок их выплат устанавливаются организациями с учетом требований действующего законодательства в Положениях об оплате труда и (или) в коллективных договорах.

Премирование работников осуществляется согласно принимаемой в энергокомпании премиальной системе. При её формировании необходимо определить категории премирования, группы персонала, которые предполагается премировать и которые премировать не обязательно. Чем ближе группа сотрудников к бизнес-результату, тем выше должен быть размер премирования.

Один из способов вознаграждения и мотивации персонала – **опционные схемы**.

Опционы выгодны и работодателю, и наемному работнику. Передача части акций в собственность наемных работников дает компаниям возможность привлекать долгосрочных инвесторов и предоставлять своим работникам право участвовать в коллективном управлении делами компании. Внедрение опционов в каждой компании может происходить с индивидуальными особенностями и ограничениями. Например, по желанию владельца опционы могут распространяться либо на всех сотрудников компании, либо только на наиболее ценных. Также могут быть установлены ограничения на получение прибыли, когда прибыль от закрепленной за сотрудником части акций не может быть выдана по всем акциям.

В ряде случаев работодателем предусматривается **участие работников в прибыли**. Под этим понимается разделение между ними и организацией дополнительной прибыли, которая была получена в результате повышения производительности или качества продукции. В этом случае рассматривается производительность всего предприятия или производственного участка, т.е. групповая или коллективная эффективность, и премирование всех работников, а не избранных. Существует большое количество модификаций систем участия в распределении прибыли в соответствии с конкретными условиями хозяйственной деятельности той или

иной фирмы, предприятия, охватывающих целиком заводы или отдельные участки, бригады, команды, группы работников. И хотя все системы, используемые на предприятиях каждой фирмы, не похожи в деталях, есть ряд характерных черт, предопределяющих эффективность их применения:

- участие в прибыли неэффективно, если не дополняется привлечением работников к управлению, к процессу принятия решений, к поиску и решению производственных проблем, путей совершенствования производства. Главное понять, что системы участия в прибыли — это не столько способ платить работникам, сколько способ управлять процессом труда, контролировать его так, чтобы постоянно стимулировать совершенствование производства за счет рационализаторской деятельности людей;

- определение размера премий должно базироваться на таких показателях, на которые работники могут оказать реальное воздействие (прежде всего в лучшую сторону);

- работники обязательно должны сами участвовать в разработке систем участия в прибыли или разделении выгод от повышения производительности. Подобные системы не должны разрабатываться только узким кругом специалистов или руководителей.

Льготы и выплаты социального характера могут не фигурировать непосредственно в платежных ведомостях, но существенно влияют на уровень доходов работников. Они не только служат социальной защитой работников, но и позволяют предприятиям и организациям привлекать и закреплять квалифицированных работников, способствуют развитию духа лояльности к организации. Перечень и размеры льгот и компенсаций, которые обязательно предоставляются работнику, указывается в законодательных актах РФ и Отраслевом тарифном соглашении в

электроэнергетике РФ¹¹. Однако организации, исходя из своих финансовых возможностей, имеют право его расширить.

Особенности различных форм материального стимулирования персонала учитываются при планировании фонда оплаты труда.

Планирование фонда оплаты труда в энергокомпаниях предусматривает определение объема средств, необходимых для оплаты труда работников, а также установление правильных соотношений в уровнях заработной платы по подразделениям компаний и категориям работающих с учетом характера выполняемой работы, различий в уровне квалификации, условиях труда.

Особенностью экономических отношений в монопольных секторах электроэнергетики является государственное регулирование тарифов на их продукцию (услуги) с учетом затрат организаций, в том числе на оплату труда (см. 5.2). Расходы на оплату труда при установлении цен (тарифов) рассчитываются в соответствии с Отраслевым тарифным соглашением в электроэнергетике РФ и утверждаются соответствующими уполномоченными органами исполнительной власти.

Законодательной базой для формирования и планирования средств на оплату труда в организациях электроэнергетики являются: Трудовой кодекс РФ¹², федеральные законы «Об акционерных обществах»¹³, «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»¹⁴ и другие федеральные и отраслевые нормативные акты.

Расчетная *плановая численность персонала* в организациях электроэнергетики определяется с учетом:

¹¹ «Отраслевое тарифное соглашение в электроэнергетике РФ на 2009-2011 гг.» Москва. 2008 г.

¹² «Трудовой кодекс российской федерации» от 30 декабря 2001 года N 197-ФЗ (в ред. от 22.07.2008 г.)

¹³ ФЗ «Об акционерных обществах» от 26.12.1995 г. №208-ФЗ (в ред. от 29.04.2008 г., с изм. от 13.10. 2008 г.)

¹⁴ ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14.04.1995 г. №41-ФЗ (в ред. от 04.11.2007 г.)

- нормативов численности персонала, если таковые установлены нормативными актами или приняты организацией;
- фактической численности персонала за период, предшествующий плановому;
- численности персонала, высвобождаемой за счет повышения технического уровня производства, сокращения непроизводительных потерь рабочего времени, оптимизации организационной структуры, внедрения передовых форм организации и оплаты труда работников (отражающих состояние региональных рынков труда и влияние разных категорий персонала на достижение результатов деятельности энергокомпаний), демонтажа объектов и других факторов;
- дополнительной численности персонала, принимаемого на вновь вводимые энергообъекты.

Средства, направляемые на оплату труда, рассчитываются, исходя из плановой численности персонала, и состоят из:

- тарифной составляющей расходов (средств), направляемых на оплату труда. Она устанавливается исходя из минимальной месячной тарифной ставки рабочих первого разряда, полностью отработавших определенную работодателем норму рабочего времени и выполнивших свои трудовые обязанности, и среднего тарифного коэффициента¹⁵ по энергокомпаниям;
- средств, направляемых на премирование работников, доплат, надбавок и других выплат в составе средств на оплату труда, которые включают доплаты (надбавок) к тарифным ставкам и должностным окладам стимулирующего или компенсирующего характера, связанные с режимом работы и условиями труда, — в размере не менее 12,5% тарифной составляющей расходов (средств), направляемых на оплату труда. К данной

¹⁵ Тарифный коэффициент показывает, во сколько раз тарифная ставка данного разряда выше тарифной ставки первого разряда. Тарифный коэффициент первого разряда равен единице. Начиная со второго разряда он возрастает и достигает максимального значения для последнего — самого высокого разряда.

категории относятся следующие доплаты (надбавки): за работу в ночное время и многосменный режим работы; за работу на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда; за разъездной характер работы; за совмещение профессий (должностей), расширение зон обслуживания или увеличение объема выполняемых работ (за высокую интенсивность и напряженность труда); за работу в выходные и нерабочие праздничные дни; за исполнение обязанностей временно отсутствующего работника без освобождения от своей основной работы; за сверхурочную работу; за руководство бригадой бригадирам, звеньевым из числа рабочих, производителям работ, не освобожденным от основной работы; иные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда, предусмотренные локальными нормативными актами, коллективными договорами, трудовыми договорами, которые работодатель вправе отнести к расходам на оплату труда на основании законодательства Российской Федерации;

Кроме того средства, направляемые на премирование работников, могут включать доплаты (надбавки) стимулирующего характера, размер и порядок установления которых определяется непосредственно в энергокомпании. К таким доплатам (надбавкам) относятся персональные надбавки рабочим за профессиональное мастерство; персональные надбавки специалистам за высокий уровень квалификации; персональные надбавки другим служащим (техническим исполнителям) за высокие достижения в труде; иные выплаты стимулирующего характера, предусмотренные коллективными договорами, локальными нормативными актами, трудовыми договорами, которые работодатель вправе отнести к расходам на оплату труда на основании законодательства РФ.

Из премиальных средств осуществляются также следующие выплаты:

- премии за основные результаты производственно-хозяйственной (финансово-хозяйственной) деятельности – в размере не менее 75% тарифной

составляющей расходов (средств), направляемых на оплату труда, с учетом суммы доплат и надбавок, связанных с режимом и условиями труда;

- вознаграждения по итогам работы за год – в размере не менее 33 процентов тарифной составляющей расходов (средств), направляемых на оплату труда (что составляет не менее 3,96 должностного оклада за полный год);

- вознаграждения за выслугу лет – в размере не менее 15 процентов тарифной составляющей расходов (средств), направляемых на оплату труда (что составляет не менее 1,8 должностного оклада за полный год);

- выплаты компенсационного характера за работу вне места постоянного проживания или в местностях с особыми климатическими условиями, осуществляемые в соответствии с законодательством РФ.

К ним относятся надбавки за вахтовый метод работы (в энергокомпаниях, где он применяется); выплаты, связанные с предоставлением гарантий и компенсаций работникам, осуществляющим трудовую деятельность в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.

11.1.3 Нематериальное стимулирование персонала.

Для того чтобы все задачи, поставленные перед компанией, были достигнуты, недостаточно только наличия квалифицированных кадров и их материального стимулирования. Нематериальное стимулирование персонала — одно из важнейших направлений кадровой политики энергокомпании.

К нематериальным интересам работника можно отнести потребность в самовыражении (высокие показатели в работе на основе творческого отношения к ней; работа как способ получения каких-то идей и знаний). К этой же группе можно отнести и потребность каждого работника в признании, доказательстве своей профессиональной пригодности, способности и особенно необходимости. В этом плане особое место занимает социальное признание заслуг и оценка важности и творческого отношения к

работе через различные нематериальные стимулы в виде присвоения работнику различных наград и званий (лучший по профессии, заслуженный работник, грамоты и т.д.).

В каждой крупной компании существует система нематериального (морального) поощрения своих работников. В зависимости от конкретных условий система нематериальных поощрений в организации может выглядеть по-разному, но в целом сводится к следующим схемам:

- льготы, связанные с графиком работы. В первую очередь это оплата нерабочего времени (праздничные дни, отпуск, временная нетрудоспособность, обеденные перерывы). Как особое поощрение работнику может быть предложен гибкий график работы;
- различные корпоративные мероприятия, не относящиеся к работе. Это могут быть торжества, посвященные важным событиям в компании, традиционные праздники, туристические поездки, экскурсии;
- наиболее важная и эффективная группа нематериальных поощрений - «вознаграждения признательности». Признательность может выражаться: подчеркиванием руководителем важной роли работника; поощрением разного рода наградами, дипломами, грамотами, призами; присвоением званий «Лучший по профессии»; направлением работника на стажировки и возможностью повышения квалификации за счет компании и прочими способами подчеркнуть его высокий статус специалиста; наконец, предоставлением новых возможностей. Это может быть перевод работника на новую должность (пусть даже не обязательно с более высокой зарплатой, но – с новыми, интересными работнику задачами и функциями), предоставление ему большей самостоятельности в принятии решений, поручение сложных проектов и нестандартных творческих задач, обеспечение лучших условий для работы — предоставление современной техники, отдельного кабинета и прочих благ, если они ему реально нужны для повышения качества работы.

Чтобы эти методы эффективно работали, они должны подчиняться четко продуманной системе. Ключевыми понятиями системы должны стать: справедливость, ясность и последовательность.

11.1.4. Социальное партнерство

Один из путей совершенствования трудовых отношений — развитие социального партнерства. Трудовым кодексом РФ (ст. 23) установлено, что социальное партнерство — это система взаимоотношений между работниками (представителями работников), работодателями (представителями работодателей), органами государственной власти, органами местного самоуправления, направленная на обеспечение согласования интересов работников и работодателей по вопросам регулирования трудовых отношений и иных, непосредственно связанных с ними отношений.

В соответствии с действующим законодательством сторонами социального партнерства являются работники и работодатели в лице уполномоченных (в установленном порядке) представителей. В электроэнергетике полноправными представителями работников является общественное объединение «Всероссийский электропрофсоюз», его первичные и территориальные организации.

Представителями работодателя при проведении коллективных переговоров, заключении или изменении коллективного договора являются руководитель организации или уполномоченные им лица в соответствии с ТК РФ, законами, иными нормативными правовыми актами, учредительными документами организации и локальными нормативными актами. На уровне отрасли интересы работодателей представляет и отстаивает их представитель — некоммерческая организация Общероссийское отраслевое объединение работодателей электроэнергетики (Объединение РаЭл).

Объединение РаЭл создано 3 ноября 2003 г. в соответствии с ТК РФ, Федеральным законом «Об объединениях работодателей». Оно объединило на добровольной основе 110 крупнейших организаций электроэнергетики для

представительства интересов и защиты прав своих членов во взаимоотношениях с профсоюзами, органами государственной власти и органами местного самоуправления.

Специфика электроэнергетики существенно повлияла на становление социального партнерства в отрасли. Высокая технологическая дисциплина, жесткие требования законодательства в сфере труда, обусловленные особой социальной значимостью отрасли для народного хозяйства, прозрачность трудовых отношений, вызванная государственным регулированием тарифов на услуги естественных монополий, сформировали особые традиции и стандарты отношений работодателей и работников.

Сложившейся практикой стало заключение отраслевых соглашений и коллективных договоров, высокая значимость которых обеспечивается обязательностью выполнения сторонами принятых на себя обязательств и учетом положений этих документов при установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Коллективный договор — правовой акт, регулирующий социально-трудовые отношения в организации и заключаемый работниками и работодателем в лице их представителей. Содержание и структура коллективного договора определяются сторонами. В коллективный договор могут включаться взаимные обязательства работников и работодателя, в том числе по следующим вопросам: формы, системы и размеров оплаты труда; выплаты пособий, компенсаций; рабочего времени и времени отдыха, включая вопросы предоставления и продолжительности отпусков; улучшения условий и охраны труда работников; экологической безопасности и охраны здоровья работников на производстве; гарантий и льгот работникам, совмещающим работу с обучением; оздоровления и отдыха работников и членов их семей; отказа от забастовок при выполнении соответствующих условий коллективного договора; другим вопросам, определенным сторонами. В коллективном договоре с учетом финансово-экономического положения работодателя могут устанавливаться льготы и преимущества для работников, условия труда, более благоприятные по

сравнению с установленными законами, иными нормативными правовыми актами, соглашениями.

Коллективные договоры заключаются и действуют в большей части организаций отрасли.

Соглашение — правовой акт, устанавливающий общие принципы регулирования социально-трудовых отношений и связанных с ними экономических отношений, заключаемый между полномочными представителями работников и работодателей на федеральном, региональном, отраслевом (межотраслевом) и территориальном уровнях в пределах их компетенции. Содержание и структура соглашения определяются по договоренности между представителями сторон, которые свободны в выборе круга вопросов для обсуждения и включения в соглашение. В соглашение могут включаться взаимные обязательства сторон по следующим вопросам: оплата труда; условия и охрана труда; режимы труда и отдыха; развитие социального партнерства; иные вопросы, определенные сторонами.

В зависимости от сферы регулируемых социально-трудовых отношений могут заключаться соглашения: генеральное, региональное, отраслевое (межотраслевое), территориальное и иные. Отраслевое (межотраслевое) соглашение определяет общие условия оплаты труда, трудовые гарантии и льготы работникам отрасли (отраслей).

На уровне отрасли регулярно заключается отраслевое тарифное соглашение. В настоящее время действует ОТС на 2006—2008 гг. Отличительной особенностью ОТС стало формирование конкретного списка работодателей, на которых распространяется его действие. Кроме членов Объединения РаЭл к этому документу осознанно присоединились еще свыше 50 организаций отрасли. Коллективные договоры и ОТС стали устоявшейся, взаимовыгодной формой регулирования социально-трудовых отношений, цивилизованного согласования интересов работников и работодателей.

Объективная потребность в развитии рынка труда и совершенствовании социально-трудовых отношений определяет роль и место

социального партнерства: повышение эффективности компаний отрасли, их конкурентоспособности на цивилизованном рынке труда путем согласования интересов социальных партнеров.

Для реализации целей и задач, определенных стратегией работодателей по развитию социального партнерства в электроэнергетике РФ, особое значение приобретает согласованная инициатива, основанная на экономическом расчете и четком видении работодателями перспектив своей деятельности, своих интересов. Эта инициатива направлена на развитие бизнеса и обеспечивает вместе с прохождением реформ «при тепле и свете» приобретение дополнительных конкурентных преимуществ. Работодатели отрасли призваны выступать «генераторами» развития социального партнерства, вовлекать в этот процесс других участников, заинтересовывать партнеров в своей инициативе и отстаивать при этом свои интересы — в этом смысл развития социального партнерства для работодателей отрасли.

11.2. Управление издержками

11.2.1. Издержки на энергопредприятиях

В большинстве изданий учебной экономической литературы для перевода английского понятия «cost» используется слово «издержки». Однако многие отечественные экономисты считают такой перевод не вполне адекватным, предпочитая термину «издержки» термин «затраты». Под *экономическими издержками* организации понимаются суммарные расходы, связанные с деятельностью организации. Они представляют собой стоимостную оценку используемых в процессе производства продукции (работ, услуг) природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, основных фондов, трудовых ресурсов, а также других затрат на производство и реализацию продукции (работ, услуг). Издержки состоят из явных (бухгалтерских, отчетных) и неявных.

Явные (отчетные) издержки — это фактические затраты в суммарном выражении, вызванные расходом разных видов экономических ресурсов в процессе производства и реализации товаров, работ и услуг.

Неявные (альтернативные, временные) издержки представляют собой упущенную выгоду организации, которую она получило бы при отказе от производства продукции либо при выборе производства альтернативной продукции, продажа ее по альтернативной цене на альтернативном рынке. Другими словами, это неоплачиваемые издержки на собственные и самостоятельно используемые производственные ресурсы. Они равны тем денежным доходам, которые могли бы быть получены за самостоятельно используемые ресурсы их владельцем при наилучшем из возможных способе их использования. Например, мазут, хранящийся на складе электростанции, можно использовать для производства и последующей продажи электроэнергии, а можно продать и именно как мазут. Если мазут был закуплен и числится в учете по цене 4000 руб. за тонну, а в момент принятия решения его рыночная цена будет составлять 6000 руб., то хотя с учетной (бухгалтерской) точки зрения затраты будут составлять 4000 руб., реальные издержки составят 6000 руб.

Таким образом, для целей бухгалтерского учета издержки — это стоимость израсходованных в течение определенного периода времени экономических ресурсов в фактических ценах их приобретения (т.е. только явные затраты) и это необходимо иметь в виду при анализе бухгалтерской отчетности. С другой стороны, издержки — это те денежные доходы, которыми фирма должна обеспечить поставщиков (т.е. собственников) экономических ресурсов (факторов производства), чтобы отвлечь эти ресурсы от возможного их применения в альтернативных производствах, и ими необходимо руководствоваться при принятии управленческих решений.

Издержки — расходы, необходимые для осуществления производства товаров или оказания услуг. Чтобы существовать в долгосрочном периоде, фирма должна покрывать *все* свои издержки, включая те, которые ориентированы на перспективу, — инвестиционные. Конечно, в краткосрочном периоде фирма может рассматривать свои инвестиции как «безвозвратные издержки» (sunk cost), поскольку после осуществления инвестиций (например, строительства ЛЭП к определенному потребителю)

фирма может вернуть себе только стоимость металлолома опор и проводов, что гораздо меньше стоимости их изготовления и монтажа. В то же время передавать энергию этому потребителю фирма может, не строя новую ЛЭП, в течение многих лет и, таким образом, ориентироваться только на окупаемость текущих издержек. Однако, если акционеры хотят вернуть сделанные при строительстве ЛЭП вложения, фирма должна получить за период полезного использования ЛЭП выручку, которая превышала бы текущие издержки как минимум на размер инвестиций в строительство ЛЭП.

Итак, для производства необходимы средства производства (основные фонды). Стоимость этих средств (особенно в энергетике) весьма высока и, как правило, за один год не окупается. Таким образом, возникает разрыв между единовременным осуществлением инвестиций (например, строительство ТЭЦ — занимает около 2 лет) и периодом, в течение которого выручка от эксплуатации созданного за счет этих вложений актива превысит стоимость его создания и текущих издержек производства (это могут быть десятки лет).

В связи с этим возникает проблема налогообложения прибыли: если весь период, в течение которого выручка фирмы не превысит размер инвестиций и текущих издержек (нарастающим итогом), считать убыточным, то в течение нескольких (многих!) лет данная фирма не будет платить налог на прибыль, что не устраивает государство*. Эта проблема решается введением в бухгалтерский и налоговый учет понятия «амортизация».

В современном понимании амортизация — это часть валовой выручки предприятия (компании), которая не облагается налогом на прибыль. Численно она равняется отчислениям (сумме средств), которые надо было бы ежегодно делать для того, чтобы после выбытия основных фондов (через определенный период, равный принятому или объявленному сроку их службы), профинансировать их замену на новые.

В российской практике, как уже упоминалось (см. раздел 10.4)

* Некоторые регионы, в том числе в России, снижают ставку налога на прибыль в своем регионе, чтобы привлечь новые инвестиции именно к себе. Эффект перемещения производства фирмами из регионов с относительно высокими налоговыми ставками в регионы с меньшими налоговыми ставками называют «голосованием ногами».

организации вынуждены вести одновременно и налоговый, и бухгалтерский учет, поэтому для целей расчета величины амортизационных отчислений в бухгалтерском учете целесообразно использовать тот же метод, что и в налоговом учете.

В последнее время все большее использование получает финансовая аренда основных средств - лизинг. Получив по лизингу, например, турбину, фирма не платит за нее сразу и не амортизирует ее, поскольку она находится не в ее собственности, а в собственности арендодателя — лизинговой компании. При этом фирма регулярно выплачивает лизинговые платежи, соответствующие размеру амортизационных отчислений, начисляемых лизинговой компанией за эту турбину. Однако поскольку лизинговые компании по законодательству имеют право устанавливать меньший срок полезного использования сдаваемого в аренду имущества, то ежегодно начисляемая амортизация (т.е. налоговый вычет) в этом случае становится больше. Тем не менее общий налоговый вычет при использовании лизинга не изменяется, поскольку продолжительность получаемого налогового вычета уменьшается: та же стоимость основных фондов амортизируется в течение более короткого времени с большей скоростью (большим размером ежемесячных амортизационных отчислений). Таким образом, выгода фирмы в том, что она освобождается от первоначальных инвестиций на приобретение турбины.

Амортизация является не текущим расходом, а расчетной величиной, уменьшающей налогооблагаемую прибыль. Остается открытым вопрос, каким образом она может использоваться. Поскольку понятие амортизации возникает в результате осуществления инвестиций, то в марксистской политэкономической теории и в советской практике было принято, что денежные средства от выручки в размере амортизации должны направляться также на инвестиции — на техническое перевооружение и реконструкцию амортизируемых основных фондов либо на строительство новых. Однако акционеры вовсе не обязаны ежегодно направлять соответствующие денежные средства на постоянное техническое перевооружение этих основных фондов. Они также могут аккумулировать денежные средства на

счетах либо в финансовых вложениях, пополняя тем самым оборотные средства компании либо снижая задолженность перед кредиторами. Ничего не вкладывая в техническое перевооружение, например, электростанции, по окончании срока ее службы они могут решить, например, что принадлежащая им фирма должна построить на аккумулированные таким образом денежные средства абсолютно новую станцию на месте старой либо, возможно, на совершенно ином месте, в том числе в другой стране, и продолжить бизнес в электроэнергетике. Либо акционеры могут решить, что на эти денежные средства фирма должна выкупить обратно принадлежащие им акции этой фирмы, вернуть таким образом первоначально вложенные средства и направить их в другой бизнес или распорядиться любым другим образом. Важно, чтобы ежегодные амортизационные отчисления рассчитывались в полном соответствии с правилами, зафиксированными в «Положении об учетной политике» соответствующей компании. А как потратить в данном году эти средства — предмет оптимизации ее текущей хозяйственной деятельности.

Учет затрат — один из важнейших разделов управленческого учета. Так, затраты на единицу продукции дают основу для принятия многих управленческих решений:

- выпуск какой продукции продолжить, а какой прекратить;
- производить комплектующие изделия самим или покупать их (что фактически является решением о границах фирмы в рамках ее организационного проектирования);
 - как начислять амортизацию;
 - какую зарплату платить персоналу;
 - какую цену установить на продукцию;
 - менять ли технологию или организацию производства и т.д.

Следовательно, необходимо применять экономически обоснованную классификацию затрат по определенным признакам. Это позволяет планировать и учитывать затраты, точнее их анализировать, выявлять соотношения между типами затрат, производить нормирование, применять опыт лучшей практики по управлению затратами.

Под затратами следует понимать явные (как планируемые, так и фактические) расходы организации. Они прямо связаны с фактом использования сырья, материалов, сторонних услуг для выпуска продукции, работ, услуг и их реализации. Лишь в момент реализации, когда предприятие получает и определяет свои доходы, оно определяет свои издержки (фактические затраты), связанные с получением этих доходов.

Все затраты, в свою очередь, делятся на производственные и непроизводственные.

Производственные затраты — это выраженные в денежной форме все затраты предприятия, связанные с производством продукции (сырье, материалы, топливо, энергия, заработная плата, отчисления на социальные нужды и пр.).

Классификация производственных затрат — это группирование производственных затрат в планировании и учете по определенным признакам, что напрямую связано с целями использования таких классификаций.

Экономическая обоснованная классификация производственных затрат является основой организации управленческого учета производственной деятельности. Одновременно с разработкой классификации производственных затрат составляется классификатор статей затрат:

Таблица 11.2.1

Классификатор статей затрат

Цель использования группировок затрат	Признаки группировки затрат
1. В процессе принятия управленческих решений	1.1. Явные и неявные. 1.2. Эффективные и неэффективные
2. В процессе прогнозирования	2.1. Краткосрочные и долгосрочные
3. В процессе планирования производства	3.1. Планируемые и не планируемые
4. В процессе нормирования.	4.1. Лимиты, нормы, нормативы, стандарты 4.2. Отклонения от норм
5. В процессе организации производства.	5.1. По местам возникновения затрат 5.2. По видам деятельности 5.3. По функциям деятельности 5.4. По центрам ответственности
6. В процессе ведения финансового,	6.1. Одноэлементные и комплексные 6.2. Постоянные и переменные

производственного, управленческого и налогового учета	6.3. Основные и накладные 6.4. Прямые и косвенные 6.5. Текущие и единовременные 6.6. По калькуляционным статьям и экономическим элементам
7. В процессе контроля	7.1. Контролируемые и неконтролируемые
8. В процессе регулирования	8.1. Регулируемые и нерегулируемые
9. В процессе стимулирования	9.1. Обязательные и поощрительные
10. В процессе проведения анализа	10.1. Фактические и плановые (прогнозные) 10.2. Сметные и стандартные 10.3. Общие и структурные 10.4. Полные и частичные

Один из наиболее важных моментов в классификации производственных затрат — их отношение к изменению объема производства продукции, работ, услуг, т.е. зависимость от объемов производства. В бухгалтерском учете разделяются затраты на прямые и косвенные, чтобы правильно решить задачу расчета издержек на производство готовой продукции и стоимости незавершенного производства. При увеличении объемов выпуска продукции прямые затраты обычно растут прямо пропорционально объему выпуска (поскольку прямые затраты — это затраты, непосредственно израсходованные на единицу какой-либо продукции: стоимость материалов, из которых изготовлена деталь; стоимость времени рабочих, потраченного на ее изготовление; стоимость электроэнергии, израсходованной станком при изготовлении деталей). Косвенные затраты тоже обычно растут, но не столь значительно (например, это освещение и отопление цеха, в котором изготавливалась деталь, оплата труда начальника цеха и всего руководства фирмы и т.д. При необходимости увеличения объема производства может увеличиться продолжительность рабочего времени и придется дольше освещать цех, а вот режим его отопления вряд ли изменится).

Для более четкого составления экономических прогнозов и формирования подходов к сокращению производственных затрат экономисты заменяют понятия прямых и косвенных затрат на три понятия:

- *переменные расходы* — прямые и, возможно, косвенные расходы, размер которых изменяется пропорционально объему производства продукции (например, затраты на топливо или основные материалы);

- *условно-переменные расходы* — расходы, размер которых изменяется от объема производства, но не в прямой пропорции (прямые и косвенные расходы, например, общепроизводственного характера);

- *условно-постоянные расходы* — расходы, почти не изменяющиеся при колебаниях объема производства (например, общехозяйственные — расходы на заработную плату бухгалтерии).

Анализ фактически произведенных затрат в российских энергокомпаниях за последние годы показывает заметное различие удельного веса топливных затрат в зависимости от структуры компании. И лишь удельный вес затрат на оплату труда с начислениями в общих затратах во всех типах энергокомпаний находится примерно на одном уровне (13—17 %).

Структура затрат различных энергокомпаний холдинга различается в зависимости от следующих признаков:

- вид деятельности компании (генерирующие, сетевые, сбытовые);
- способ выработки энергии (тепловая, гидроэнергия);
- состав оборудования и структура сжигаемого топлива, его качество;
- состояние оборудования, его технико-экономические параметры;
- специфика региона (природно-климатические и социально-экономические условия, инфраструктура, характер тепло- и электропотребления) и др.

Указанные факторы определяют необходимость индивидуального подхода к формированию программ управления издержками в энергокомпаниях. Однако именно экономически обоснованная классификация статей затрат в зависимости от целей их группирования способствует формированию целой системы мер управленческого воздействия.

Общие затраты энергокомпаний рассчитываются как в целом по организации, так и по каждому виду продукции, работ и услуг (далее — продукции), исходя из плановых смет затрат на каждый вид продукции, работ и услуг. Эти затраты представляют собой стоимостную оценку используемых в процессе производства продукции природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, основных фондов, трудовых ресурсов, а также других затрат на производство и реализацию продукции.

Полные издержки энергии (с учетом всех затрат от производства до ее реализации потребителям) складываются из издержек на ее производство на электростанциях, услуг по передаче по сетям всех классов напряжения (включая преобразование на напряжение, необходимое потребителю), компенсации технологического расхода энергии при доставке ее потребителям (сетевые потери), оплаты услуг организаций, обеспечивающих функционирование единой энергетической системы, а также сбытовых затрат.

На различных стадиях технологических процессов энергоснабжения формируются издержки:

- на электрическую энергию, отпущенную с шин электростанции, и тепловую энергию, отпущенную с коллекторов электростанций и иных ее источников;
- на передачу электрической энергии в электрических сетях;
- на передачу тепловой энергии в тепловых сетях;
- на электрическую энергию и тепловую энергию, отпущенную потребителям энергосбытовыми организациями.

Для выявления финансовых результатов по каждому виду продукции (услуг) деятельности энергетические компании ведут отдельный учет затрат. Структура затрат энергетических компаний определяется технологией и спецификой деятельности предприятий электроэнергетики, которые рассмотрены в главе 1. С точки зрения учета, анализа и планирования затрат

и всей экономики энергокомпаний принципиальное значение имеют следующие из особенностей электроэнергетики:

- совпадение во времени фазы производства электрической энергии с фазой ее потребления при определяющем влиянии объема и режима потребления электроэнергии;
- отсутствие незавершенного производства и остатков готовой продукции;
- единство технологического процесса производства, преобразования и потребления электроэнергии;
- неравномерность объемов производства электрической и тепловой энергии в связи с сезонными колебаниями потребления этих видов энергии внутри года (кварталы, месяцы), внутри месяца (будни, выходные), внутри суток (часы);
- в рамках Единой энергетической системы электроэнергия, произведенная на электростанциях, проходит стадии единого технологического процесса, связанные с синхронизацией, трансформацией, передачей по электрическим сетям, преобразованием на напряжение, необходимое потребителю. В ходе этих процессов она обезличивается, поэтому для конечных потребителей не может быть разделена по источникам поставки.
- условия параллельной работы организаций в ЕЭС России определяют необходимость выполнения всеми участниками единой энергосистемы комплекса мероприятий для поддержания ее устойчивой и эффективной работы.

Еще одна отличительная особенность энергетического производства — наличие условно-постоянных расходов по обеспечению готовности энергетического оборудования и сетей к несению электрической и тепловой нагрузки (в том числе расходы на содержание резервов энергетических мощностей, резервного оборудования), которые осуществляются вне

зависимости от объемов производства электроэнергии и гарантируют надежное энергоснабжение потребителей.

Планирование и учет издержек производства продукции (а также издержек осуществления работ и оказания услуг) в российской электроэнергетике принято производить по следующим составляющим затрат:

- сырье, основные и вспомогательные материалы, запасные части для эксплуатации и ремонта оборудования — затраты планируются исходя из действующих норм и прогнозируемых на планируемый период цен на сырье и материалы;

- работы и услуги производственного характера, выполняемые сторонними организациями или подразделениями энергокомпаний, не относящимися к основному виду деятельности — затраты планируются исходя из производственной необходимости и договорных цен (затрат) на указанные работы и услуги, прогнозируемых на планируемый период;

- топливо на технологические цели при производстве электрической и тепловой энергии для тепловых электростанций — затраты планируются на основании норм удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии (рассчитываются на базе утвержденных в установленном порядке нормативных характеристик энергетического (генерирующего) оборудования и планируемого режима работы оборудования), прогнозируемых цен на топливо и тарифов на его перевозку; топливо всех видов на иные технологические цели (отопление зданий, транспорт для производственных целей и т.п.) — затраты планируются исходя из действующих норм и цен, прогнозируемых на планируемый период;

- покупная электрическая энергия (мощность), приобретаемая на оптовом и розничном рынке электрической энергии (мощности) и (или) от других производителей, — затраты определяются исходя из утвержденных в установленном порядке баланса электрической энергии и мощности и

прогнозируемых тарифов на электрическую энергию (мощность); тепловая энергия, получаемая от сторонних производителей тепла, — затраты рассчитываются исходя из планируемых объемов потребления и прогнозируемых тарифов; электрическая и тепловая энергия на производственные и хозяйственные нужды — затраты планируются исходя из нормативных (расчетных) объемов потребления и прогнозируемых тарифов;

- оплата труда персонала — затраты планируются в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями, принятыми в коллективных договорах и системах материального стимулирования, действующих в каждой организации; отчисления на социальные нужды и другие отчисления, предусмотренные действующим законодательством) — планируются в размерах, установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации исходя из планируемых сумм оплаты труда;

- амортизация основных фондов — планируется исходя из стоимости основных фондов (с учетом вводов и выбытия основных фондов на регулируемый период), норм амортизационных отчислений, определяемых в соответствии с требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации, и способов начисления амортизации, принятых учетной политикой организации;

- прочие затраты — в их составе планируются все расходы энергокомпании, которые по своему характеру не могут быть отнесены ни к одному из ранее перечисленных элементов, в том числе: плата за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России и иные услуги, предоставляемые на оптовом рынке электрической энергии (мощности); налоги и другие обязательные сборы, отчисления и платежи, относимые на издержки производства продукции (работ, услуг) в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации; плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в

окружающую природную среду; затраты на подготовку и переподготовку кадров; отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования).

В статью «прочие затраты» также включаются: командировочные и подъемные расходы; арендная плата; оплата вознаграждений авторам рацпредложений и изобретений, а также платежи в возмещение затрат, связанных с использованием природных ресурсов; услуги сторонних организаций.

Планирование расходов энергетических компаний производится ими исходя из действующих норм и нормативов расходования топлива, основных и вспомогательных материалов для эксплуатационных и ремонтных нужд и прогнозируемых цен и тарифов. Для планирования затрат энергетической компании используются следующие предварительно составленные сметы и расчеты:

- расчет производства электроэнергии;
- расчет отпуска тепловой энергии;
- расчет нормативных удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях;
- топливный баланс;
- расчет цены 1 т условного топлива, расходуемого на производство энергии;
- расчет амортизационных отчислений;
- расчет средств на оплату труда;
- смета затрат по цехам вспомогательного производства;
- смета затрат по обслуживанию и управлению производством (расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, цеховые расходы, общехозяйственные расходы электростанций, сетей и энергоснабжающих организаций);
- смета расходов по подготовке и освоению производства (пусковые расходы);

- расчет затрат на покупную энергию.

В состав статьи затрат «*Топливо на технологические цели*» включается стоимость топлива, использованного (планируемого к использованию) для производства электрической и тепловой энергии, которое приобретается со стороны или добывается (производится) самой организацией электроэнергетики.

Расходы по разгрузке, складированию и транспортированию топлива в пределах площадки электростанции и ее сооружений, а также расходы по содержанию базисных складов топлива планируются и учитываются по другим статьям калькуляции (общехозяйственным или по топливно-транспортному подразделению). Затраты по переработке топлива, производимые топливно-транспортным цехом, на стоимость топлива не относятся и включаются в себестоимость энергии по соответствующим элементам затрат (смете).

Затраты на топливо, израсходованное на производство электрической и тепловой энергии, определяются на основе его потребности для выполнения производственной программы, норматива расхода условного топлива и средневзвешенных цен. Расходы условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии, на производство прочей продукции основной деятельности и на производство непрофильной продукции отражаются в стоимостном выражении в соответствующих сметах затрат. Расход условного топлива на производственные нужды (ремонт, ГСМ и т.п.) в стоимостном выражении отражается в статье «Сырье и материалы» соответствующих смет. Расход условного топлива на перепродажу в стоимостном выражении и выручка от его продажи отражаются как один из видов непрофильной деятельности.

Расчет количества топлива, электростанций на отпускаемую электрическую и тепловую энергию осуществляется в соответствии с отраслевыми методическими указаниями по составлению отчета

электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования.

Учет затрат по статье «Вода на технологические цели» осуществляется по расходам химводоочистки (химического цеха), в состав затрат которой относятся счета поставщиков воды; заработная плата (оплата труда) персонала с отчислениями на социальные нужды, химические реактивы, материалы; амортизация; ремонтные работы и другие расходы, осуществляемые для организации технологического процесса химической очистки воды. В том случае, когда химически очищенная вода отпускается не только для питания котлов электростанции, но и сторонним потребителям, учет затрат по химводоочистке на эти цели ведется отдельно.

На тепловых электростанциях, в районных котельных и на электробойлерных установках по статье калькуляции электрической и тепловой энергии «Вода на технологические цели» планируются и учитываются затраты на воду, расходуемую на следующие цели:

- питание котлов, гидрозолоудаление и золоулавливание;
- пополнение системы теплофикации и отпуска горячей воды;
- систему циркуляционного водоснабжения;
- другие цели, связанные с технологией производства

электрической и тепловой энергии;

В тепловых сетях по этой статье планируются и учитываются затраты на химически очищенную воду, получаемую от тепловых электростанций для восполнения утечки и тепла на подогрев химически очищенной воды, оплачиваемую по счетам электростанций по плановой (расчетной) себестоимости, или собственные затраты на подготовку подпитки и доведения химически очищенной воды до требуемых параметров.

По статье «Основная оплата труда производственного персонала» планируется и учитывается основная оплата труда производственных рабочих, непосредственно участвующих в технологическом процессе производства и поставок электрической и тепловой энергии, обеспечения

услуг по передаче электрической и тепловой энергии, а также оплата труда других категорий работников, непосредственно занятых в основном производстве: дежурных инженеров станций, подстанций, начальников смен, вахт и всего дежурного (вахтенного) персонала основных цехов, подстанций, линейного персонала сетей, производственного персонала производственных служб электрических сетей и исполнительного аппарата энергокомпании, лабораторий (если лаборатории не планируются в составе вспомогательных производств) и т.п. Сюда же относится оплата труда начальников цехов (других структурных подразделений) и их заместителей, если они наряду с административными функциями несут обязанности вахтенного персонала на правах начальников смен, если они не выделяются в цеховые расходы, распределяемые между видами деятельности.

По этой же статье планируются и учитываются премии указанной группы работников по действующим системам (положениям) премирования, а также надбавки к заработной плате в соответствии с действующим в Российской Федерации законодательством.

Оплата труда руководителей, специалистов, служащих и младшего обслуживающего персонала, не участвующих непосредственно в основном производстве, если они не несут обязанностей вахтенного персонала, в данную статью затрат не включается, а планируется и учитывается в статье «Цеховые расходы» или иных статьях калькуляции.

На эту статью также не относится оплата труда ремонтного персонала, которая планируется и учитывается по статьям «Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования», «Цеховые расходы» или иным статьям калькуляции.

В соответствии с действующим «Положением по бухгалтерскому учету и отчетности» в текущем учете организации электроэнергетики могут равномерно образовывать резерв на оплату отпусков рабочим или списывать суммы начисленных отпускных на затраты производства в период, совпадающий с периодом отпуска, что отражается в учетной политике.

По статье «Покупная энергия» планируются и учитываются затраты на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию, покупаемую энергокомпанией на розничном и оптовом рынке электрической энергии (мощности) и у других организаций (в том числе у блок-станций). Из общего объема покупной энергии выделяется энергия для покрытия технологического расхода энергии при передаче ее потребителям. Израсходованная на производственные и хозяйственные нужды электрическая (тепловая) энергия приводит к уменьшению полезного отпуска и для корректного отражения издержек по видам продукции (услуг) требует корректировки затрат.

В документах, определяющих учетную политику энергокомпаний, отражаются особенности учета для различных видов их деятельности по таким статьям, как «Амортизация производственного оборудования», «Дополнительная оплата труда производственного персонала», «Отчисления на социальные нужды от затрат на оплату труда производственного персонала», «Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования», «Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)», «Расходы будущих периодов» и др.

Для корректного формирования итогового размера издержек на электрическую энергию необходимо из затрат на отпущенную в сеть электроэнергию вычесть стоимость энергии, израсходованной на производственные и хозяйственные нужды по отпуску тепла и другие виды продукции (услуг), и прибавить стоимость тепловой энергии, израсходованной на производство электрической энергии. Аналогично корректируются затраты на тепловую энергию.

Существенные особенности имеют **учет и управление внереализационными издержками.**

В состав внереализационных расходов энергокомпаний в соответствии с НК РФ включаются обоснованные затраты на осуществление деятельности, непосредственно не связанной с производством и (или) реализацией энергии.

К таким расходам относятся: расходы на содержание переданного по договору аренды имущества; расходы в виде процентов по долговым обязательствам любого вида; расходы на организацию выпуска собственных ценных бумаг, судебные расходы и арбитражные сборы и т.д. Не существует исчерпывающего перечня таких расходов, поэтому к внереализационным расходам можно отнести любые (прочие) обоснованные расходы предприятия, например расходы по передаче объектов соцкультбыта в муниципальную собственность или расходы на проведение реструктуризации компании. Кроме того, для целей исчисления налога на прибыль, к внереализационным расходам приравниваются убытки, полученные в отчетном периоде, например, от списания безнадежных долгов.

Один из видов прочих внереализационных расходов, а именно списание нереальной к взысканию дебиторской задолженности имеет, пожалуй, наибольшее влияние на формирование итогового финансового результата энергокомпаний. Особенно наглядно это проявилось в период осуществления финансового оздоровления реорганизации вертикально-интегрированных АО-энерго. Слияния и поглощения компаний также, как правило, являются стимулом к списанию «плохой» дебиторской задолженности.

Управление внереализационными расходами (а они составляли в 2001—2004 гг. в энергетических компаниях России 6—8 %, а в ряде случаев 10—12 % всех расходов) имеет существенные отличия от управления эксплуатационными расходами. Управление затратами, непосредственно связанными с производством и реализацией, осуществляется, как показано в 11.2.2, в основном повышением прозрачности закупочных операций (проведение тендеров и конкурсов с заранее определенными условиями), внедрением более современного оборудования с лучшими технико-экономическими свойствами, широким применением «метода лучшей практики» — бенчмаркинга (особенно в

холдинговых структурах со схожим составом затрат дочерних предприятий), применением мотивирующих схем для непосредственных исполнителей противозатратных мероприятий и т.д.

В случае же с внебюджетными расходами это происходит несколько по-иному. Во-первых, требуется постоянное принятие квалифицированных финансовых решений, например, для оптимизации кредитного портфеля организации в целях снижения выплат по процентам. Во-вторых, существенная экономия внебюджетных расходов может быть заранее предопределена (например, при подписании соглашений между профсоюзами и работодателем в отношении социальных льгот). В-третьих, в отличие от управления эксплуатационными затратами часто имеется достаточный временной маневр по принятию управленческих решений. Например, рассрочка платежей по передаваемому в муниципальную собственность имуществу предприятия, поэтапная консервация оборудования или планомерное списание дебиторской задолженности посредством создания резервов по сомнительным долгам.

11.2.2. Программа управления издержками: структура, порядок разработки, утверждения и контроля

Конечный финансовый результат деятельности энергокомпании напрямую зависит от объема полученной прибыли от продаж продукции (услуг) основной деятельности, которая в свою очередь определяется уровнем производственных затрат. В сбалансированной системе КПЭ энергокомпании ключевые показатели эффективности «Лимит эксплуатационных расходов» и «Доходность собственного капитала» дополняют один другого. Благодаря управлению издержками энергокомпания получает необходимый объем прибыли от продаж продукции (услуг), обеспечивающий финансовую базу для достижения установленного собственником задания менеджменту компании по уровню доходности собственного капитала компании.

В ходе работы над бизнес-планом для обеспечения установленных для компании заданий по КПЭ составляется «План мероприятий по достижению КПЭ», в том числе по управлению издержками. Он включает следующие основные направления снижения затрат:

- сокращение потерь электрической и тепловой энергии;
- увеличение полезного отпуска электрической и тепловой энергии и снижения условно-постоянных затрат на единицу продукции за счет поставок на нерегулируемый сектор оптового рынка, сокращения времени отключения потребителей на сезонный ремонт сетей, улучшения работы с потребителями и др.;
- оптимизация производственной программы путем улучшения структуры загрузки оборудования (загрузка эффективных мощностей) и оптимизации ремонтной программы;
- оптимизация программ технического перевооружения и реконструкции, нового строительства и расширения;
- проведение конкурсных процедур закупок топлива, сырья и материалов, услуг по ремонту;
- снижение удельных расходов топлива и оптимизация структуры топливного баланса;
- сокращение расхода электроэнергии на собственные и производственно-хозяйственные нужды;
- сокращение затрат на оплату труда при оптимизации численности персонала, совершенствовании системы его мотивации;
- снижение общехозяйственных расходов;
- максимизация результатов от прочей операционной и внеоперационной деятельности за счет сокращения коммерческих и управленческих расходов, продажи непрофильных активов, оптимизации запасов, сокращения затрат на содержание объектов ЖКХ и социальной сферы и др.

Главные направления снижения затрат для энергокомпаний — сокращение эксплуатационных расходов (топливо, энергия, ремонты, сырье и

материалы, оплата труда), которое обеспечивают около 85 % всей экономии. Наибольший эффект приносят мероприятия по экономии затрат на топливо: технологические мероприятия по повышению эффективности оборудования, замена мазута «коммерческим» газом, выбор альтернативных поставщиков топлива, снижение «излишних» запасов топлива и др. Значительный эффект приносят и мероприятия по экономии энергии (сокращение затрат на покупную энергию за счет работы на нерегулируемом секторе оптового рынка, снижение технических и коммерческих потерь энергии, расхода энергии на собственные и производственные нужды), а также оптимизация затрат на ремонты, пересмотр системы материального стимулирования персонала, продажа непрофильных активов и избавление от соответствующих затрат и пр.

Среди направлений снижения издержек выделим сокращение потерь электрической и тепловой энергии при ее передаче. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях — важнейшая задача повышения эффективности отечественной электроэнергетики, один из основных источников сокращения производственных издержек. Конечная цель снижения потерь в сетях — сдерживание темпов роста тарифов на электроэнергию для потребителей. Потенциал снижения потерь энергии в сетях очень велик.

Абсолютные фактические потери электроэнергии в электрических сетях России за период 1994—2003 гг. увеличились на 37,1 % (с 78,1 до 107,1 млрд кВт.ч). В отдельных энергосистемах относительные потери превысили 20 %, а в некоторых электросетевых предприятиях они достигали 40—50 %. Наблюдалась устойчивая тенденция к дальнейшему росту абсолютных и относительных потерь, для преодоления которой необходимо принимать эффективные меры. Введение в 2004 г. показателя потерь электроэнергии в качестве одного из КПЭ наряду с разделением АО-энерго и введением договорных отношений между сбытовым и сетевыми компаниями на «покупку» потерь (когда сетевые компании обязаны оплачивать потери электроэнергии сбытовым компаниям, а не просто перекладывать их на

остальных потребителей, как это было в вертикально-интегрированных АО-энерго) позволило переломить эту тенденцию — в образовавшихся распределительно-сетевых компаниях в 2005—2006 гг. началось снижение потерь электроэнергии. По итогам 2006 г. удалось добиться снижения потерь электроэнергии в сетях всех классов напряжения.

Снижению потерь в сетях Федеральной сетевой компании способствовала установка современных приборов учета и организация качественной работы персонала при снятии показаний приборов учета, согласовании и расчете потерь электроэнергии. В целом по распределительному сетевому комплексу фактические потери составили в 2006 г. 8,69 % (10,02 % в 2005 году), что свидетельствует об эффективности проводившихся мероприятий.

Снижение технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях — комплексная, многоплановая проблема, требующая решения целого ряда задач технического, нормативно-методического, экономического, законодательного и организационного характера, согласованных, скоординированных усилий большинства участников оптового и розничного рынков электроэнергии, научных и проектных организаций. Доведение потерь до уровня нормативного, обоснованного значения, а также искоренение коммерческих потерь является актуальной задачей энергокомпаний. В энергокомпаниях, занятых по роду деятельности передачей энергии, разрабатываются программы мероприятий организационного, технического и экономического характера, обеспечивающие комплексное решение задачи стабилизации и последующего снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях.

Дополнительные источники эффективности межрегиональных компаний кроются в синергетических факторах объединения профильных активов:

- оптимизации загрузки мощностей подведомственных электростанций в зависимости от конъюнктуры рынка и региональной специфики;

- формировании сервисных центров для обслуживания и ремонта оборудования нескольких предприятий;

- оптимизации управления ресурсами – топливом, сырьем и материалами, запасными частями, оборудованием (хранение, оперативный маневр);

- интеграция материальных, финансовых и трудовых ресурсов, формировании оптимальных инвестиционных программ;

- стандартизация управленческого и бухгалтерского учета, информационных систем, систем повышения квалификации.

Одним из наиболее эффективных методов управления издержками, который находит все большее применение в электроэнергетике, является **метод лучшей практики - бенчмаркинг**. Он позволяет максимизировать выгоду акционера, снизить издержки и повысить прибыль компании за счет изучения и освоения лучших отраслевых и (или) мировых стандартов. Для этого менеджмент на основании решений собственника должен сравнить издержки (на единицу выпускаемой продукции) своей компании с издержками других компаний и средними по отрасли. В ходе этой работы выбираются лучшие значения издержек по другим компаниям, анализируются факторы, позволяющие достичь данного уровня издержек, и производится оптимизация бизнес-процессов компании.

При этом решается ряд задач:

- обеспечение корректности сравнения. Данная задача заключается в определении параметров, на основании которых будет осуществляться выбор компаний для сравнения (для электроэнергетики такими показателями могут являться близкие характеристики турбин и котлов, возможность использования одинаковых видов топлива, сходные значения коэффициента использования установленной мощности, режимы

регулирования водохранилищ, структура электрических сетей по уровням напряжения и т.п.);

- выбор показателей для сравнения. Этот выбор существенно зависит от вида деятельности компании, но прежде всего имеет смысл анализировать такие крупные статьи, как топливо, затраты на ремонт, оплата труда с отчислениями;
- разработка методик сравнения, форм и методических указаний по сбору и расчету показателей, установление критериев оценки для выявления лучшей практики;
- собственно сравнение и представление генеральному директору, правлению или совету директоров компании выводов и рекомендаций в форме, удобной для принятия решений.

Опыт показывает, что при всей своей кажущейся простоте бенчмаркинг издержек требует комплексного подхода. Так, зачастую основным ориентиром при установлении менеджменту компании целевого значения чистой прибыли служит динамика финансового результата и размер необходимых дивидендных выплат. Однако в этом случае из поля зрения выпадает такая постановка вопроса: «Как оценить адекватность финансового результата деятельности компании ее реальным возможностям?». Это можно сделать только путем сравнения факторов, влияющих на формирование чистой прибыли (прежде всего издержек), с компаниями, имеющими схожие эксплуатационные характеристики.

Так, при реализации проекта бенчмаркинга электростанций РАО «ЕЭС России» (в сентябре-октябре 2005 г.) в ходе сбора информации по одной из станций выявилось следующее. Тепловая электростанция, изначально спроектированная для работы на торфе из близлежащих месторождений, в качестве топлива использует также газ, мазут и уголь. Технологическая схема сжигания топлива на станции такова, что имеется два вида котлов: газомазутные и торфоугольные. Таким образом, станция имеет возможность

отказаться от использования торфа, что привело бы к снижению затрат на топливо (уголь в пересчете на стоимость 1 т условного топлива дешевле). Так, во втором квартале 2005 г. станция израсходовала 345,5 тыс т.у.т., а затраты на топливо составили 541 892 тыс. руб. (табл. 11.2.2).

Таблица 11.2.2

Показатели использования топлива одной из ТЭС

Вид топлива	Расход топлива, тыс. т у.т.	Стоимость топлива, тыс. руб.	Цена топлива, руб/ту.т
Газ	206,6	236 199	1 143
Мазут	53,0	109 418	2 063
Уголь	37,2	61 740	1 659
Торф	48,7	134 535	2 762
Всего	345,5	541 892	1 569

Цена торфа в пересчете на условное топливо является самой высокой среди видов топлива, используемых станцией (на 76 % выше средней). Если бы израсходованное количество торфа было замещено углем, то затраты на топливо снизились бы на 53 726 тыс. руб. (только за счет снижения затрат на топливо и только за один квартал). Суммарный эффект от снижения затрат мог бы быть еще выше, так как станция на своем балансе содержит сеть железнодорожных путей и подвижной состав для перевозки торфа. Отказ от торфа позволил бы исключить затраты на содержание железнодорожных путей и подвижного состава (ремонт, оплата труда и ЕСН, амортизация).

Современное состояние и дальнейшие перспективы развития российской электроэнергетики предоставляют большие возможности для бенчмаркинга издержек как в регулируемом, так и конкурентном секторах отрасли. Такие возможности заложены в особенностях технологического процесса отрасли: производство однородной продукции на стандартном оборудовании с известными характеристиками. К тому же, во-первых,

известен конечный состав затрат на производство электроэнергии; во-вторых, имеется достаточное количество единиц сопоставимого по техническим характеристикам оборудования (как у нас в стране, так и за рубежом), позволяющего осуществить корректное сравнение агрегатов.

11.3. Управление закупками

11.3.1. Оптимизация закупочной деятельности

Любое предприятие нуждается в товарах, работах или услугах, используемых для производства. Процесс их приобретения на рынке, у сторонних поставщиков называется закупками, а деятельность по их осуществлению — закупочной. Правильная ее организация требует:

- точного знания составляющих производственных издержек и обоснования потребности в закупаемых товарах, работах, услугах;
- установления приоритетов как в части закупаемой продукции (качество, количество, условия договоров и т.д.), так и между поставщиками (правоспособность, квалификация);
- наличия организационной схемы принятия решений при планировании и осуществлении закупок, правил их осуществления;
- взаимодействия с финансовым и налоговым планированием.

Основные этапы закупочной деятельности представлены на рис.

11.3.1.

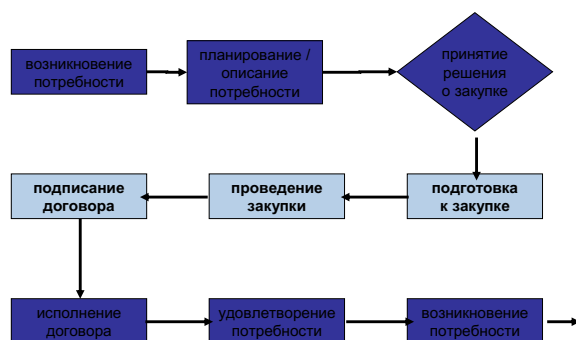


Рис. 11.3.1. Закупочный цикл

Значительная часть потребляемой продукции может не только закупаться на стороне, но и производиться силами собственных функциональных подразделений. Поэтому первый и важнейший вопрос организации закупочной деятельности — это ее планирование, включая определение потребности в товарах, работах, услугах, их разделение на те, которые будут производиться внутри предприятия и те, которые следует закупить у сторонних поставщиков (для работ и услуг часто применяют термин «аутсорсинг» — привлечение внешних ресурсов для выполнения непрофильной для предприятия деятельности). Сфера применения аутсорсинга крайне широка — от найма консультантов, строительной или ремонтной организации до передачи стороннему предприятию таких сугубо «внутренних» дел, как ведение бухгалтерской отчетности.

После принятия решения о закупке следует провести анализ рынка закупаемой продукции. Такой анализ необходим для выяснения уровня цен. На данной стадии уточняются требования к продукции, поставщику и

условиям будущего договора, прогнозируется ситуация с возможным числом потенциальных поставщиков.

Следующая стадия — непосредственная организация закупки: ее подготовка, проведение и подписание договора. Подготовка включает в себя формализацию всех требований заказчика в документах, предназначенных сторонним поставщикам. Проведение закупки подразумевает получение предложений, их оценку и выбор наилучшего. Заключение договора производится в установленном на предприятии порядке. Договор исполняется и таким образом потребность заказчика в продукции удовлетворяется. Затем возникает новая потребность и закупочный цикл повторяется.

Вышеописанное выглядит просто и вполне очевидно для любой компании. Однако почему управление закупками представляет собой проблему, решение которой требует значительных усилий? Дело в том, что конкретное предприятие, осуществляя конкретную закупку, рискует оказаться в зоне *провала рынка* — ситуации, в которой свободное действие рыночных сил не приводит к оптимальному результату сделки хотя бы для одной ее стороны. Иными словами, даже если по той или иной продукции существует сложившийся рынок и есть рыночная цена, это не означает, что конкретный заказчик при закупке получит продукцию по этой (или близкой) цене. Причин данного явления несколько, но главные следующие:

- неквалифицированные действиякупающих менеджеров и, как следствие, ошибки в выборе поставщика. Нередко этому способствует объективно существующая асимметрия информации — поставщик знает о своей продукции как правило, все, а заказчик может просто не иметь сведений о реальном, рыночном соотношении качества закупаемой продукции и ее цены;

- недобросовестные действия закупающих менеджеров (прежде всего завышение цен с целью получения разного рода поощрений от поставщиков).

Меры, которые снижают вероятность неверных действий ответственных за закупки сотрудников, можно в целом подразделить на две группы: работа с персоналом и процедурная регламентация. Работа с персоналом является стандартной, предполагает целенаправленный подбор людей с учетом их профессиональных знаний и определенных психологических свойств, систему поощрений и наказаний, обучение. Процедурные меры предполагают такую регламентацию действий закупающих менеджеров, чтобы принимаемые ими решения вне зависимости от личных предпочтений, личной мотивации осуществлялись в интересах предприятия. При этом регламентация может идти по двум направлениям. Первое означает, что статус ответственных за закупки повышается, а принятие решений усложняется (например, растет число виз на документах). В отдельно взятых случаях это вполне успешно работает, но в целом управленческая регламентация ведет к перегруженности топ-менеджеров. Второе направление построено на применении обязательных процедур, которые должны выполняться закупающими сотрудниками при каждой закупке стоимостью выше определенного значения. Данные процедуры предполагают:

- действия, направленные на достижение разумного уровня конкуренции среди потенциальных поставщиков там, где это возможно, а где невозможно, — повышенный внутренний контроль;

- честный и разумный выбор наиболее предпочтительных предложений при комплексном анализе выгод и издержек (прежде всего цены и качества продукции).

Таким образом, основная цель рыночных процедурных мер — достижение разумно высокого уровня конкуренции предложений, которые подвергаются прозрачной, контролируемой оценке. Только там, где такой конкуренции нет, возможно применение управленческой регламентации.

Именно поэтому данная система часто называется «конкурентной», а организованные таким способом закупки — «конкурентным прокьюрементом». Любой закупающий сотрудник, будучи поставлен в жесткие рамки конкурентных процедур, вынужден действовать эффективно (с точки зрения интересов организации), так как правильно организованная конкуренция выявляет истинные, рыночные цены на закупаемую продукцию, а прозрачные, контролируемые процедуры выбора наилучшего предложения делают принятие неверных решений заметным.

При организации закупочной деятельности на предприятиях полезен опыт государственных закупок*, регламентация которых имеет длительную историю и обширную мировую практику. Однако следует понимать, что слепое копирование опыта государственных закупок, без учета целей и задач коммерческого заказчика может привести не к повышению, а к снижению эффективности закупочной деятельности данной компании.

Одной из наиболее распространенных **закупочных процедур** конкурентных закупок являются торги — способ заключения договоров, при котором по заранее объявленным правилам к определенному сроку привлекаются несколько конкурирующих предложений с целью обеспечения наиболее выгодных условий сделки для заказчика. Главным, ключевым принципом торгов является состязательность. Согласно законодательству Российской Федерации (ГК РФ, ст. 447—449) торги проходят в форме конкурса или аукциона. При закупках наиболее распространен *конкурс*.

«Выигравшим торги на аукционе признается лицо, предложившее наиболее высокую цену, а по конкурсу — лицо, которое по заключению

* Неслучайно и понятие «прокьюремент» пришло к нам из системы госзакупок как «совокупность практических методов и приемов, позволяющих путем повышения конкуренции максимально обеспечить интересы покупателя при проведении закупочной кампании посредством конкурсных торгов» [Организация и проведение конкурсов на закупку продукции для федеральных государственных нужд: учебно-методическое пособие для государственных служащих / под ред. В.И. Смирнова, Н.В. Нестеревича. — 2-е изд. — М.: ГУ-ВШЭ, 2002., с. 12].

конкурсной комиссии, заранее назначенной организатором торгов, предложило лучшие условия» [ГК РФ, ст. 447, п. 4].

Аукцион — частный случай конкурса. На практике под аукционом понимают любую процедуру, при которой единственным оценочным критерием является цена — максимальная (при продажах) либо минимальная (при покупках). В последнем случае используют также понятия «обратный аукцион» или «ценовой конкурс». Более широкая трактовка понятия «аукцион» и предложена, например в некоторых директивах ЕС, регулирующих вопросы закупок. Из смысла описанной там процедуры электронного аукциона вытекает, что победитель определяется по параметрам, допускающим количественное измерение и однозначную ранжировку по этим параметрам (цена, срок поставки, мощность механизма и т.д.).

Поскольку решение о победителе конкурса принимает конкурсная комиссия, никакой руководитель предприятия, даже самого высокого ранга, не может не согласиться с решением конкурсной комиссии. Договор с победителем торгов заключается в обязательном порядке. В открытом конкурсе (аукционе) может принимать участие любое лицо, в закрытом — только специально приглашенные (круг участников ограничен организатором конкурса). Минимальный срок проведения любого конкурса или аукциона — 30 дней.

Конкурс предполагает ряд определенных законодательством стадий проведения:

подготовка извещения и конкурсной документации заказчиком, назначение конкурсной комиссии, которая будет выбирать победителя;

публикация извещения при открытом конкурсе и адресная рассылка — в закрытом (с этого момента конкурс считается объявленным) и т.д.;

Оценка конкурсных предложений, как правило, проходит в две стадии — отсев неприемлемых предложений (отборочная стадия) и выбор из оставшихся наилучшего решением конкурсной комиссии (оценочная стадия);

в ценовом конкурсе (обратном аукционе) конкурсная комиссия отклоняет неприемлемые предложения, а из оставшихся выбирает предложения с наименьшей ценой. Именно поэтому в электроэнергетике процедура торгов с отбором по минимальной цене называется «ценовым конкурсом».

Неконкурсные процедуры отличаются от торгов отсутствием для заказчика обязанности заключать договор с победителем, возможностью изменения или отмены решения о победителе, короткими сроками, упрощенной регламентацией и тем, что отечественным ГК они подробно не регулируются. Большинство торгов конкурентные и процедурно схожи с конкурсом (запрос предложений, запрос цен, конкурентные переговоры). Существует и неконкурентная безальтернативная процедура — («закупка у единственного источника»), когда поставщик определяется заранее, без сравнения конкурирующих предложений, например, при дополнительных закупках, закупках в условиях недостатка времени и т.д.

Алгоритм проведения запроса предложений определен законодательно.

Если заказчик не удовлетворен предложениями либо, проанализировав их, увидел, что следует изменить первоначальные требования, он после оценки первоначальных предложений может подготовить новую версию документации запроса предложений и повторить весь цикл до тех пор, пока либо не будет выбран победитель, либо не будет прекращена закупка.

Запрос цен намного проще как по составу процедур, так и по документации. Он проводится следующим образом:

- подготовка уведомления и документации запроса цен (может быть подготовлено и выпущено только уведомление);
- публикация уведомления при открытом запросе и адресная рассылка при закрытом;
- получение участниками документации запроса цен (если она есть) и подготовка ими своих ценовых предложений;
- получение предложений;

- оценка предложений, отклонение неприемлемых и выбор из оставшихся самого дешевого;
- заключение договора с победителем.

При проведении запроса цен (а он применяется для простой, однозначно описываемой продукции) четко фиксируются все основные условия: продукция, требования к ее количеству и качеству, существенные условия договора.

Конкурентные переговоры — подробно протоколируемые переговоры с определенным числом участников, как правило, не менее трех.

В российском гражданском праве нет понятия «тендер». Оно пришло к нам из международной практики и стало синонимом слов «торги» или «конкурс», поскольку процедуры очень похожи. Но в международной практике заказчик вправе отказаться от проведения тендера в любое время или отклонить любую заявку или даже все заявки без объяснения причин. Кроме того, результаты тендера могут кем-то (помимо тендерной комиссии) утверждаться. По сути тендер, в отличие от российских торгов, не налагает на его организатора обязанности выбрать победителя и заключить с ним договор. Эту коренную разницу часто забывают учесть даже специалисты, что приводит к правовым коллизиям при некритическом использовании в России иностранных документов.

Наличие тех или иных способов и условия их применения зависят от целей и задач заказчика. Например, в системе госзакупок (и в России, и в мире) главными приоритетами являются борьба с возможной коррупцией и экономия бюджетных средств при конкретной закупке. Следовательно, набор правил и процедур здесь ориентирован именно на эти цели как на главные и потому нередко прост (открытый и закрытый конкурс, запрос цен, исключение каких-либо переговоров, безальтернативные закупки крайне затруднены). Особенность конкурсов в электроэнергетике — возможность переторжки, т.е. лучшим участникам, прошедшим отборочную стадию, дается возможность повысить предпочтительность своих предложений,

уменьшив цену при неизменности остальных условий. Это позволяет повышать ценовые эффекты от закупки, но делает выбор победителя более сложным процессом; в системе госзакупок переторжка не предусмотрена.

Практика показывает, что закупающие организации соблюдают три простых правила:

- степень регламентации зависит от того, насколько публичным является субъект экономической деятельности: чем более он публичен, тем более жесткую систему регламентации закупок он выстраивает, поэтому именно таковы правила закупок продукции для органов государственной власти, в рамках проектов международных финансовых организаций;
- регламентированные закупки ведутся с использованием широкого перечня процедур, включая конкурсы и неконкурсные способы;
- любая система регламентации закупок должна быть именно системой, что подразумевает наличие следующих ее элементов:

а) регламентирующей среды (совокупность нормативных документов, описывающих способы закупок и условия их выбора, полномочия и ответственность закупающих сотрудников); б) установленной организационной структуры управления закупками и их контроля; в) подготовленных кадров для проведения закупок; г) налаженной инфраструктуры закупок (информационное обеспечение, средства электронной коммерции, сертификация, профессиональные консультанты).

Еще одним важнейшим элементом системы является политическая воля руководства, настрой на безусловное исполнение правил регламентации.

Ошибкой было бы считать, что главная цель конкурса (и вообще конкурентного прокьюремента) есть ценовая экономия. Главная цель правильной организации закупочной деятельности на предприятии — достижение за счет конкурентных процедур рыночных цен на закупаемую продукцию. Когда закупки планируются исходя из реальных цен, но с некоторым «запасом», правильное проведение конкурса на стабильных

рынках приводит к выявлению в виде экономии этого «запаса», обычно 3—7 %. Однако в момент начала внедрения конкурентных процедур сокращение затрат может быть очень значительным. Бывали случаи, когда при первичном проведении открытых конкурсов там, где этого раньше не было, цены падали в несколько раз. Кроме того, конкурсы могут быстро выявлять изменение рыночной цены, находя на рынке тех участников, которые за счет применения новых приемов работы добиваются конкурентных преимуществ и снижают цену.

11.3.2. Организация закупочной деятельности в электроэнергетике

Сказанное выше справедливо для любых компаний. Однако электроэнергетика имеет свои особенности. Часть предприятий отрасли — это естественные монополии по виду деятельности, а часть, хотя формально и не относится к субъектам естественных монополий, подлежат тарифному регулированию. Внимание к таким предприятиям (и в России, и в мире) всегда было повышенным. В любой стране тариф на услуги естественных монополистов должен быть экономически обоснован, значит, обоснованность затрат и соответственно цен на закупаемую естественными монополистами для производственных нужд продукцию не должны вызывать сомнений. Конкурсное размещение заказов обеспечивает «рыночность» цены, поэтому для естественных монополий такой способ регламентации напрашивается сам собой.

Показательным примером в отношении регламентации закупок субъектами естественных монополий стал Европейский союз (Евросоюз). Его основным регламентирующим документом по данному вопросу является Директива совета Евросоюза от 14 июня 1993 г. «О координации процедур закупок, проводимых организациями, действующими в секторах водоснабжения, энергоснабжения, транспорта и связи». Этот акт содержит

вполне четкие установки относительно политики Евросоюза в области регламентации закупок продукции для нужд европейских аналогов наших субъектов естественных монополий.

Директива описывает процедуры закупок в общем, делая главный упор на условия, при которых их применение обязательно, и четко прописывая исключения. Однако основные этапы (публикация извещения, доступ участников, оценка и анализ предложений, выбор победителя) в ней приведены. Таким образом, Директива дает «естественным монополиям» большую свободу в рамках четко установленных правил, задавая своего рода «закупочный стандарт», в условиях которого каждый регулируемый субъект обязан прописывать подробные процедуры сам. Главный акцент Директивы-ориентация на открытость, и нормы об обязательной публикации информации о закупках прописаны весьма четко.

Что касается России, то позиция государства наиболее ясно выражена в отношении электроэнергетики — есть четко установленные правила. В отношении других естественных монополий существуют только рекомендации общего плана, к настоящему времени несколько потерявшие актуальность, поскольку большинство естественных монополий выработали свои регламенты проведения закупочных процедур (табл. 11.3.1).

Таблица 11.3.1

Государственное регулирование закупок продукции для нужд субъектов естественных монополий

Документ	Требование, рекомендация
Федеральный закон от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (ст. 4).	Принципы государственного регулирования тарифов: обеспечение экономической обоснованности затрат коммерческих организаций на производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии; выбор поставщиков энергетического оборудования и подрядных организаций по энергетическому и электросетевому строительству на конкурсной основе;

Постановление Правительства РФ от 13 октября 1999 г. № 1158 «Об обеспечении соблюдения экономически обоснованных принципов формирования цен на продукцию (услуги) субъектов естественных монополий», п. 3.	Рекомендация: субъектам естественных монополий «осуществлять закупки продукции (услуг) для собственного потребления в соответствии с порядком, предусмотренным для размещения заказов на поставки товаров, выполнение работ и оказание услуг для государственных нужд».
«Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации», утверждены Постановлением Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. № 109 (п.3 б)	Требование: при определении «производственных» расходов (пп. 22—26 и 29 документа, регулирующие органы используют: 2) цены, установленные на основании договоров, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств»
Федеральный закон № 135-ФЗ «О защите конкуренции» (статья 18) вступил в силу 26 октября 2006 г.	1. «... Субъекты естественных монополий осуществляют отбор финансовых организаций путем проведения открытого конкурса или открытого аукциона в соответствии с положениями федерального закона о размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание для государственных и муниципальных нужд, для оказания следующих финансовых услуг: 1) привлечение денежных средств юридических лиц во вклады; 2) открытие и ведение банковских счетов юридических лиц, осуществление расчетов по этим счетам; 3) представление кредита; 4) инкассация денежных средств, векселей, платежных и расчетных документов и кассовое обслуживание юридических лиц; 5) выдача банковских гарантий; 6) услуги на рынке ценных бумаг; 7) услуги по договору лизинга; 8) страхование имущества; 9) личное страхование, в том числе медицинское страхование; 10) негосударственное пенсионное страхование; 11) страхование ответственности. 2. Нарушение положений ч. 1 настоящей статьи является основанием для признания судом соответствующих сделок или торгов недействительными, в том числе по иску антимонопольного органа

Федеральный закон от 7 августа 2001 г. № 119-ФЗ «Об аудиторской деятельности»* (п. 2 ст. 7) в редакции Федерального закона от 2 февраля 2006 г. № 19-ФЗ «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд», вступил в силу 06 февраля 2006 г.	2. «... При проведении обязательного аудита в организациях, в уставных (складочных) капиталах которых доля государственной собственности субъекта Российской Федерации составляет не менее 25 процентов, заключение договоров оказания аудиторских услуг в порядке, предусмотренном Федеральным законом от 21 июля 2005 г. № 94-ФЗ «О размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд».

Отдельные конкурсы проводились в электроэнергетике с 90-х гг. XX в., тем не менее системное внедрение конкурентного прокьюремента осуществилось только в 2001—2002 гг., и началось оно с создания регламентирующей среды. Главную роль в этом сыграло ОАО РАО «ЕЭС России», которое издало основные приказы в данной сфере. В конце 2003 г. стало ясно, что в холдинге проведение конкурсов и иных процедур становится нормой жизни. В связи с этим руководство РАО «ЕЭС России» поставило новую задачу: повысить эффективность закупок и долю открытых конкурсов. Для этого было предложено внедрить в дочерние и зависимые общества типовую систему управления закупками, а также ввести улучшения в процедуры закупок и расширить набор процедур. В этих целях в конце 2004 г. — начале и середине 2005 гг. ОАО РАО «ЕЭС России» подготовило и приняло систему стандартов по организации закупочной деятельности С-ЕЭС ЗД. Она состоит из пяти стандартов:

- С-ЕЭС ЗД 1-2004 «Основные положения регламентации, термины и определения»;
- С-ЕЭС ЗД 2-2004 «Способы закупок, условия их выбора и процедуры»;
- С-ЕЭС ЗД 3-2004 «Управление закупками»;
- С-ЕЭС ЗД 4-2005 «Проведение закупок»;

* Указанные законы действуют в отношении ограниченного круга предприятий энергетики

- С-ЕЭС ЗД 5-2005 «Подготовка кадров».

Основной (по объему) стандарт — С-ЕЭС ЗД 4-2005 «Проведение закупок» содержит типовое «положение о порядке проведения регламентированных закупок товаров, работ, услуг», предназначенное для принятия советами директоров дочерних и зависимых обществ (ДЗО) ОАО РАО «ЕЭС России». Каждое ДЗО Холдинга готовит и принимает на совете директоров «Положение о порядке проведения регламентированных закупок товаров, работ, услуг», подготовленное на базе типового. В целях сохранения процедурного единства типовое Положение сделано весьма подробным, особой свободы для нормотворчества ДЗО оно не предусматривает. Более того, для облегчения задачи внедрения конкурентного прокьюремета на местах типовое Положение включает в себя обширный набор типовых же документов для организации закупочной деятельности и проведения предусмотренных Положением процедур (типовая конкурсная документация, приказы, протоколы, методики оценки и т.д.).

Таким образом, система стандартов С-ЕЭС ЗД становится юридически легитимным источником единых правил прозрачных закупок, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств в энергокомпаниях. Эти правила базируются на следующих принципах:

- прозрачность;
- исключение возможности для необоснованного ограничения конкуренции;
- корпоративное управление закупочной деятельностью;
- единство способов организации закупок;
- единство форм отчетности;
- ориентация на открытый конкурс как на преимущественный способ закупки, но с возможностью применения иных способов, если открытый конкурс провести нельзя или он нецелесообразен;

- возможность использования IT-технологий на перенос все большего числа закупок в Интернет как наиболее доступную, открытую рыночную среду.

Наиболее важными являются следующие особенности принятых системой С-ЕЭС 3Д подходов к управлению закупочной деятельностью:

- четкое планирование закупочной деятельности, главный документ — Годовая комплексная программа закупок (ГКПЗ);

- закупочная деятельность приоритетная, в силу чего она подпадает под компетенцию совета директоров каждого предприятия, который принимает «Положение о порядке проведения регламентированных закупок товаров, работ, услуг для нужд ДЗО», ежегодно утверждает ГКПЗ, состав и руководителя центрального закупочного органа, ежеквартально заслушивает отчет генерального директора ДЗО о ходе закупочной деятельности и отклонениях от стандарта, если они имели место;

- наличие в качестве рабочего органа по управлению закупочной деятельностью Центрального закупочного органа (ЦЗО), возглавляемого лицом в ранге заместителя руководителя ДЗО;

- организация единообразных разделов «закупки» на интернет-сайтах ДЗО;

- единообразная в соответствии с одним из стандартов Системы С-ЕЭС 3Д подготовка кадров в области закупочной деятельности;

- развитие инфраструктуры закупочной деятельности, включающее сертификацию, электронные торговые площадки, привлечение профессиональных консультантов.

Открытый конкурс является основным, но не единственным способом закупки, набор процедур достаточно широк (рис. 11.3.3).



Рис. 11.3.3. Закупочные процедуры в электроэнергетике

Все иные, кроме открытого одноэтапного конкурса, способы закупок, могут быть применены, если есть соответствующее основание (исчерпывающий перечень оснований дан в типовом Положении) и (в подавляющем большинстве случаев) — разрешение коллегиального органа: совета директоров (который при принятии годовой комплексной программы закупок предусматривает отдельные закупки не по конкурсу) либо ЦЗО. Содержание и подробный ход процедур при каждом способе закупки расписаны в типовом Положении, открыто опубликованном в Интернете (см. <http://www.b2b-energo.ru>).

При работе на дефицитных рынках продукции можно закупать на конкурсах и аукционах, организованных продавцами продукции, но только если правила этих торгов обеспечивают честную и справедливую конкуренцию участников.

Начиная с закупочной кампании 2004 г., по инициативе Центральной конкурсной комиссии внедрены обязательные количественные показатели

расширения именно конкурсных закупок по различным направлениям, и это в настоящий момент привело к увеличению доли конкурсов.

Правильная организация закупочной деятельности в электроэнергетике сначала позволяет снизить издержки, затем приводит к стабилизации тарифов, а в условиях реформирования — к повышению капитализации компании, поскольку экономически обоснованные издержки — важнейшее конкурентное преимущество.

В электроэнергетике закупки составляют 50 % затрат, контрагентами являются более 8000 поставщиков с номенклатурой поставок более 50 тыс. позиций. Очевидно, что реализация этой сложной задачи в сжатые сроки требует инновационного подхода, основанного на широком применении передовых технологий. В современных условиях наиболее перспективным инструментом для качественного совершенствования закупочной деятельности и формирования такого рынка является электронная коммерция. Её преимущества очевидны:

- качественно новый уровень информативности;
- недискриминированный доступ для любого участника рынка;
- равные конкурентные возможности для всех участников;
- прозрачность и объективность при подготовке и проведении закупок;
- оперативность, снижение трудоемкости организации торгово-закупочной деятельности;
- возможность применения новых видов организации торгов, проведение которых без электронной коммерции было бы невозможно;
- возможность мониторинга рынка.

Реализация вышеназванных преимуществ выражается в оптимизации цен, уменьшении расходов на организацию закупок, возможности эффективного контроля за расходованием средств, направляемых на закупки.

Использование электронных расчетов, основанных на принципе «поставка против платежа» снижает финансовые риски участников рынка.

Практическое воплощение преимуществ электронной коммерции в полной мере позволяет реализовать информационно-аналитическая и торговая система «Рынок продукции, услуг, технологий для электроэнергетики «B2B-энерго». Рынок «B2B-энерго» работает в Интернете в режиме on-line, позволяет объединить в едином информационном и торговом пространстве поставщиков и потребителей. По состоянию на 1 января 2006 г. в указанной системе зарегистрировано и работает более 4270 участников из 24 стран. Среди них организации энергетического комплекса, заводы-изготовители оборудования, запасных частей и материалов для энергетики, строительные, монтажные, ремонтные, научно-проектные организации, инжиниринговые компании и т.д. Система работает на базе электронной версии общероссийского классификатора товаров и услуг с возможностью детализации (уточнения) товаров и услуг до семи уровней, не имеющего ограничений по номенклатуре. Её функции:

- *аналитическая.* В системе архивируется информация по сделкам, проводимым участниками в ее рамках, что позволяет проводить учет, анализ, вести индикатирование цен, осуществлять контроль за расходованием средств. Аналитическая функция широко используется как участниками рынка, так и руководством холдинга;

- *маркетинговая.* Через систему автоматизированного поиска участники рынка могут получить информацию о продукции и услугах, которые их интересуют, а также осуществлять поиск потребителей предлагаемых ими продукции и услуг;

- *торговая.* Участники системы, получив информацию о потенциальных партнерах и проведя ее анализ, имеют возможность организовать электронную торговлю продукцией и услугами в различных режимах (от простой покупки-продажи до электронных аукционов и

конкурсов); *расчетная*. Участники системы могут в автоматизированном режиме производить расчеты по сделкам на основании подтвержденного электронной цифровой подписью графика платежей. Именно комплекс функций, поддерживаемых системой, делает рынок «B2B-энерго» исключительно удобным не только для организации торгово-закупочной деятельности, но и для контроля за использованием средств. Практика применения системы «B2B-энерго» доказала, что электронная коммерция может применяться не только для закупок стандартизированной и однозначно описываемой продукции. В системе проводятся электронные торги любого уровня сложности: запросы предложений; электронные аукционы (продавца и покупателя); открытые и закрытые конкурсы, в том числе многоэтапные. Для ознакомления с системой и подготовки пользователей имеется демонстрационная версия, функционал «вопрос-ответ», проводятся семинары.

Система «B2B-энерго» не является организатором торгов, т.е. она не проводит аукционов, конкурсов и т.д., и не определяет победителя. Оператор системы «B2B-energo» лишь предоставляет участникам рынка возможность использовать ее программно-технический комплекс. Поэтому тарифный план системы предусматривает разовую оплату подключения и абонентскую плату, одинаковую для всех участников и не зависящую от количества сделок и объема торгов. Такая идеология тарифного плана предопределяет заинтересованность в росте числа участников рынка и, следовательно, в повышении его ликвидности, но не в росте цен.

Развитый функционал, серьезный информационный ресурс, лояльный и правильно сориентированный тарифный план предопределили активное развитие системы «B2B-энерго». Ежегодно удваивается число участников,кратно увеличивается объем спроса-предложений и число конкурсов. Конкурсы, проводимые в системе, в основном открытые.

11.4. Управление инвестиционным процессом

11.4.1. Инвестиционные проекты и оценка их эффективности

Воспроизводство основных фондов в энергетической отрасли обеспечивается:

- *новым строительством.* Комплекс работ по строительству новых энергетических объектов, а также по расширению эксплуатируемых осуществляется на вновь отведенных земельных участках либо с использованием ранее отведенных территорий, для наращивания энергетической мощности электростанций, подстанций и линий электропередачи;

- *техническим перевооружением и реконструкцией.* Комплекс мероприятий по замещению действующих объектов электроэнергетики установок на установки нового поколения осуществляется с принципиальным характеристик и параметров, в том числе изменением видов сжигаемого топлива, технологических схем и состава оборудования; сюда же относятся ремонт, замена, продление паркового и индивидуального ресурса.

В табл. 11.4.1 приведена классификация инвестиционных проектов по основным параметрам, характеризующим состояние и особенности осуществления проектов в электроэнергетике в увязке с целями оценки эффективности и финансовых последствий реализации проекта.

Таблица 11.4.1

Классификация инвестиционных проектов по основным параметрам, характеризующим состояние и особенности осуществления проекта

N	Параметры	Детализация по параметрам	Цель классификации
1.	Масштаб проекта	Малый Средний	Оценка степени влияния проекта на основные

		Крупный	показатели деятельности компании и целесообразности применения отдельных методик
2	Виды проектов по целевым установкам и приоритетам	Коммерческий Бюджетный Общественный Целевой (некоммерческий) Комбинированный (смешанный)	Определение доминирующего критерия эффективности и привлекательности проекта
3	Тип проекта (способ обновления производства)	Новое строительство и расширение действующих предприятий Реконструкция и модернизация производств Продление ресурса и замена оборудования	Учет специфики проекта при оценке эффективности
4	Характер создаваемых объектов и бизнеса	Объекты производства продукции Транспортные сети и обеспечение транспорта продукции Сбытовая инфраструктура и деятельность Прочие объекты	Учет специфики формирования денежных потоков по видам производственной деятельности
5	Стадии реализации (Этапы жизненного цикла)	Прединвестиционная Строительная или стадия реализации мероприятий Эксплуатационная Ликвидационная	Учет особенностей оценки эффективности реализации проекта с точки зрения его продолжения
6	Источники инвестиций	Собственные средства Средства или субсидии федерального и регионального бюджетов или целевых программ Прямые сторонние отечественные или зарубежные инвестиции Кредитные ресурсы Финансовый лизинг Проектное финансирование Долевые участия разных источников	Определение инвестиционной модели реализации проекта
7	Взаимозависимость проектов	Зависимый Независимый	Учет особенностей определения приоритетности
		Взаимоисключающий Безальтернативный	осуществления проектов

8	Сроки сооружения	Краткосрочные до 1 года Среднесрочные до 3 лет Долгосрочные свыше 3 лет	Учет особенностей дисконтирования и участия проекта в инвестиционных программах
9	Эффективность проектов	Высокоэффективные Эффективные Низкоэффективные	Использование при ранжировании проектов

Деление энергетических проектов по критерию масштаба на малые, средние и крупные может осуществляться на основании:

- прироста установленной мощности или отпуска электроэнергии в результате реализации проекта;
- размера средств, вкладываемых в проект;
- прироста основных средств за счет реализации проекта по сравнению с суммой всех внеоборотных средств на балансе компании.

Проекты, имеющие целью финансово-коммерческую эффективность, относятся к коммерческим проектам; проекты, цель которых социально-политические результаты, — к общественным; проекты, имеющие основной целью бюджетную эффективность, — к бюджетным.

Целевые (некоммерческие) проекты преследуют некоммерческие цели:

- обеспечение безопасности работы электростанций;
- обеспечение выполнения энергокомпаниями функций, возложенных законодательством РФ;
- политические мотивы;
- обеспечение отраслевой (общесистемной) целесообразности;
- снижение рисков недоотпуска продукции и перерывов энергоснабжения (повышение надежности);
- улучшение экологической ситуации;
- реструктуризация отрасли.

Комбинированные проекты включают в себя комплексные целевые установки.

Взаимозависимость проектов характеризует их положение на производственной стадии от рынка сырья до рынка сбыта конечной продукции в технологической, финансовой, организационной или другой среде окружения относительно других инвестиционных проектов. Зависимый проект не может функционировать самостоятельно без учета сопутствующих проектов. Альтернативные проекты как по существу являются взаимоисключающими, поскольку из рассматриваемых может быть реализован только единственный вариант.

Эффективность инвестиционного проекта, как правило, определяется уровнями доходности и рисков, приемлемых для конкретного инвестора. Поэтому этот показатель обычно индивидуален и характеризуется, помимо сложившегося уровня доходности вложения инвестиций в безрисковые проекты, умением инвестора управлять рисками рассматриваемого проекта, его заинтересованностью в прямых и косвенных выгодах проекта.

Оценка эффективности осуществляется на весь цикл проекта. Под *жизненным циклом* проекта понимается период времени между моментами его появления и ликвидации. В табл. 11.4.2 приводится примерное содержание этапов жизненного цикла проектов.

При определении эффективности инвестиционных проектов и их отборе для финансирования необходимо проведение комплексной оценки инвестиционного проекта; всестороннее изучение непосредственно связанных с проектом затрат и полученных результатов; оценка его влияния на экономику, природную и социальную среду.

Комплексный подход предполагает включение в проектный анализ следующих основных разделов:

- технический анализ;
- коммерческий анализ;
- финансовый анализ;
- экологический анализ;
- организационный анализ;
- социальный анализ.

Задачи *технического анализа* инвестиционного проекта: определение технической осуществимости; анализ целесообразности; рассмотрение альтернатив и проблем технического плана. Получение конечного результата должно рассматриваться с системных позиций в увязке с элементами всей технологической цепочки производства и отпуска электроэнергии в сеть.

Цель *коммерческого анализа* проектов: оценка доходности инвестиций с точки зрения перспектив развития федерального и регионального рынков энергии и мощности и мероприятий по снабжению проекта ресурсами для создания и эксплуатации энергетического объекта. Результат коммерческого анализа — получение показателей чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы доходности, индекса доходности инвестиций, простого и дисконтированного сроков окупаемости.

Таблица 11.4.2

Основные работы на этапах жизненного цикла проекта

№ п/п	Прединвестиционный		Инвестиционный (этап строительства или реализации мероприятий)			Эксплуатационный	Ликвидационный
	Разработка проектно-сметной документации, планирование проекта и подготовка к строительству	Организация и проведение торгов на участие в проекте, заключение контрактов	Строительство и монтаж оборудования	Ввод объекта в эксплуатацию			
1	Разработка инвестиционной идеи, цели, задач проекта	Выбор и согласование мест размещения объекта	Тендеры на проектно-изыскательские работы и заключение контракта	Разработка оперативного плана строительства	Пусконаладочные работы	Плановая эксплуатация объекта	Закрытие объекта
2	Предварительный анализ конкурентоспособности потенциальных результатов проекта на основе укрупненных показателей	Разработка плана проектно-изыскательных работ	Тендеры на поставку оборудования и заключение контрактов	Разработка графиков работы машин	Сдача-приемка объекта	Поставка сырья и топлива	Вывод из эксплуатации объекта
3	Анализ прогнозов развития рынков, сбыта и востребованности конечной продукции проекта исходя из перспективных балансов спроса-предложения	Выдача заданий на проектирование	Тендеры на подрядные работы и заключение контрактов	Выполнение строительно-монтажных работ	Закрытие контракта	Ремонт и поставки комплектующих	Демонтаж оборудования

Продолжение табл. 11.4.2

№ п/п	Прединвестиционный		Инвестиционный (этап строительства или реализации мероприятий)			Эксплуатационный	Ликвидационный
	Разработка проектно-сметной документации, планирование проекта и подготовка к строительству	Организация и проведение торгов на участие в проекте, заключение контрактов	Строительство и монтаж оборудования	Ввод объекта в эксплуатацию			
4.	Определение масштаба проекта, задание на подготовку ТЭО, разработка, согласование, утверждение ТЭО, включая экологическое обоснование	Разработка, согласование и утверждение проектной документации	Тендеры на услуги консультантов и заключение контрактов	Мониторинг и контроль	Демобилизация ресурсов	Обеспечение надежности и безопасности производства	Консервирование и захоронение опасных и вредных элементов проекта (при их наличии)
5.	Детальная оценка эффективности и жизнеспособности проекта, разработка бизнес-плана инвестиционного проекта	Формирование инвестиционного портфеля, разработка инвестиционного проекта, принятие решения о финансировании проекта	Разработка планов (графиков) поставки ресурсов	Корректировка плана проекта и оперативного плана строительства (управление изменениями)	Анализ результатов	Повышение квалификации персонала	Продажа ликвидных составляющих проекта (земли, зданий, оборудования и т.п.)
6.	Анализ влияния проекта на инвестиционную программу и хозяйственную деятельность компании	Отвод земли, получение разрешения на строительство	Подготовительные работы к строительству	Оплата выполненных работ и поставок	Подписание документов о принятии проекта в эксплуатацию	Развитие производства, снижение издержек эксплуатации	Подписание документов о ликвидации производства

Финансовый анализ проекта призван установить, насколько устойчиво финансовое положение проекта на основе прогноза для трех основных сфер деятельности по проекту в виде форм отчетов: о прибылях и убытках, о движении денежных средств и проектно-балансовой ведомости. Результирующие показатели этого анализа позволяют оценить финансовое состояние проекта и могут быть сгруппированы в виде показателей имущественного положения предприятия, ликвидности, финансовой устойчивости, деловой активности, рентабельности и рыночной активности.

Задачи *экологического анализа* инвестиционного проекта: оценка потенциального ущерба окружающей среде во время осуществления проекта; определение мероприятий, необходимых для смягчения или предотвращения этого ущерба. Результат экологического анализа — выводы в ходе проверок и оценок экологической ситуации, предлагаемые меры контроля за состоянием среды, ожидаемое влияние проекта на экологию, документы, согласовывающие проект или его разработку.

Организационный анализ инвестиционных проектов имеет своей целью оценку и необходимые рекомендации по организационной, правовой, политической и административной обстановке, в рамках которой проекты реализуются и эксплуатируются. В результате анализа при необходимости разрабатываются конкретные мероприятия по взаимодействию подразделений энергокомпании, планированию и координации их деятельности, контролю за реализацией проекта и стимулированию персонала.

Цель *социального анализа* — определение приемлемости данного проекта для населения, проживающего в районе его размещения. В результате анализа разрабатываются рекомендации по форме участия населения, находящегося в зоне строящегося энергообъекта, в обсуждении проекта, видам и объему компенсационных мероприятий населению.

В соответствии с международной практикой в качестве базы сравнения при оценке эффективности проектов и инвестиционных программ принимается ситуация «без проекта», означающая, что при осуществлении проекта

реконструкции, модернизации и продления ресурса следует сравнивать показатели проекта с показателями действующего предприятия и их возможными изменениями без реализации проекта, а при намерении строить новые энергоблоки — с ситуацией «без строительства нового энергоблока».

11.4.2. Проектное финансирование

В условиях высоких темпов экономического роста необходимы новые инструменты и формы привлечения инвестиций в энергетические проекты. Среди таких инструментов отметим **проектное финансирование**, не требующее внешних гарантий, базирующееся на эффективности самого проекта и детальном распределении ответственности между его участниками, обеспечивающей возврат вложенных средств и процентов по кредиту. За последние два десятилетия проектное финансирование сформировалось в виде комплексного финансово-правового инструмента, предоставляющего компаниям привлекательную альтернативу привлечения инвестиций. Сфера применения этого инструмента финансирования не ограничивается объектами нового строительства и может эффективно использоваться для рефинансирования существующих предприятий.

По существу, проектное финансирование — это финансирование, обоснованное надежными и устойчивыми параметрами проекта, не требующее дополнительных гарантий, кроме доказательной его эффективности, и не связанное с платежеспособностью организатора проекта. В связи с этим оценка надежности возврата кредита и процентов, выполняемая кредитором по проектному финансированию, осуществляется на основе потоков наличности самого проекта независимо от финансовых характеристик его организатора, поскольку задолженность последнего не является регрессионной. Под регрессом понимается требование о возмещении предоставленной займы суммы. Проектное финансирование не накладывает на организатора проекта юридических обязательств погашения задолженности по проекту или уплаты процентов, вызванных недостаточным поступлением наличности для обслуживания кредита.

Различают три формы проектного финансирования в зависимости от доли риска, принимаемого на себя кредитором, и соответственно регрессионными обязательствами заемщика:

- без регресса на заемщика;
- с ограниченным регрессом на заемщика;
- с полным регрессом на заемщика.

Проектное финансирование без регресса на заемщика не предоставляет кредитору никаких юридических гарантий от заемщика. Практически все риски, связанные с реализацией проекта принимает на себя кредитор. Эта форма финансирования устанавливает большие процентные ставки для получателя кредита, поскольку кредитор предполагает получение компенсации за высокую степень риска. Без регресса на заемщика обычно финансируются проекты, имеющие высокую прибыльность и выпускающие в результате реализации конкурентоспособную продукцию. Чтобы кредиторы пошли на риск вложения средств в такой проект, необходимы следующие условия:

- применение высокоэффективной хорошо апробированной технологии, обеспечивающей выпуск конкурентоспособной продукции;
- возможность квалифицированной оценки рисков проекта, включая риск строительства, риск ввода в эксплуатацию на проектную мощность, а также риски, связанные с обеспечением планируемых параметров функционирования проекта;
- простота оценки рынка конечной продукции и ее ликвидность, дающие возможность корректно определить ценовые риски;
- согласованность ценовых характеристик и наличие надежных договоренностей с поставщиками сырья, комплектующих, энергоресурсов и другими внешними участниками проекта;
- стабильность политической ситуации в стране и регионе.

В настоящее время расширяется сфера применения проектного финансирования с ограниченным регрессом на заемщика. Эта форма проектного финансирования предполагает детальную оценку всех рисков финансирования

проекта и распределение их между всеми его участниками проекта. При этом распределение производится таким образом, чтобы каждый участник проекта взял на себя зависящие от него риски. Например, заемщик берет на себя ответственность за риски, связанные с эксплуатацией объекта; подрядчик — риск завершения строительства объекта и ввода его в эксплуатацию и т.д. Преимущества этой формы проектного финансирования — умеренные процентные ставки кредита, максимальное распределение рисков между участниками проекта.

Проектное финансирование с ограниченным регрессом на заемщика становится все более популярным. Это обусловлено относительно слабым воздействием проекта на финансовое положение заемщика за счет распределения ответственности за результаты проекта между его участниками.

Финансирование с полным регрессом на заемщика — наиболее быстрый вариант получения необходимых средств для финансирования проекта. Он характеризуется более низкими процентными ставками финансирования. Такая форма финансирования применяется в определенных случаях среди которых:

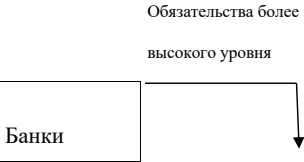
- кредитование малоприбыльных или некоммерческих проектов, организаторы которых могут погасить кредиты за счет других доходов заемщика. Это относится, например, к проектам, имеющим социальную направленность;
- предоставление средств в виде экспортного кредита. Специализированные экспортно-импортные агентства и банки предоставляют средства только в виде экспортных кредитов, но при этом имеют возможность принимать на себя риски проектов без дополнительных гарантий третьих сторон;
- недостаточность надежности гарантий, предоставленных по проекту, даже при формальном покрытии всех рисков и т.д.

В отличие от традиционных видов кредитования при квалифицированной подготовке и реализации проектное финансирование по существу, позволяет гарантировать результаты проекта, а не только оценить платежеспособность

заемщика и рассмотреть все риски инвестиционного проекта. Это дает возможность создать жизнеспособное предприятие и привлечь инвестора.

При кредитовании проектов с помощью проектного финансирования обычно разрабатывается механизм контроля за целевым использованием кредитов. Поэтому в текст кредитного соглашения включаются обязательства заемщиков по предоставлению информации о ходе реализации проекта. **Базой проектного финансирования** является способность организатора проекта получать доходы от его реализации, а основой жизнеспособности проекта и средством контроля над распределением риска являются контракты (рис. 11.4.1). В первую очередь это контракты, представляющие собой обязательство производить выплаты владельцу проекта после поставки продукции или предоставления услуг, поскольку эти контракты обеспечивают поступление наличности и увеличивают предсказуемость ее притока. В принципе каждый из контрактов, необходимых для строительства и эксплуатации проекта (сбытовой контракт, контракт на аренду площадки и строительства и пр.) не должен необоснованно противоречить графикам погашения задолженности из доходов по проекту. В противном случае, если распределение рисков окажется неприемлемым для кредитора, потребуются кредитная поддержка платежеспособной третьей стороны в виде гарантий, страхования и обязательств по участию в капиталовложениях в проект. Контракты по проектному финансированию должны также обладать правовой силой и выступать для кредитора в качестве дополнительного обеспечения успешной реализации проекта, следовательно, возврата средств и процентов.

ДЕНЬГИ



КОММЕРЧЕСКИЕ КОНТРАКТЫ



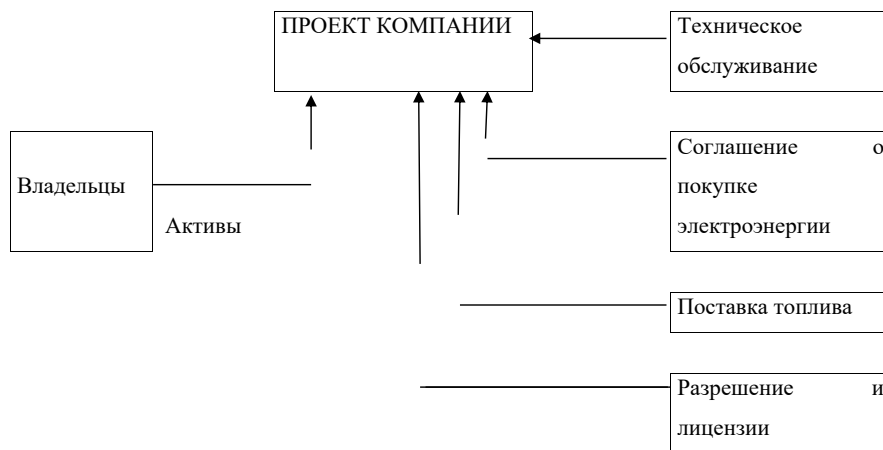


Рис. 11.4.1. Структура проектного финансирования

При проектном финансировании следует учитывать предсказуемость политической обстановки в стране и стабильность на рынках сбыта. Это в конечном счете также обеспечивает надежный приток наличности. При трудностях прогнозирования политической ситуации и стабильности на рынках сбыта или неприемлемого распределения рисков необходимо предусмотреть средства защиты для инвестора от внешних неопределенностей. Вместе с тем практически любой проект реализуется в условиях хотя бы частичной неопределенности. Это подвергает кредитора проекта некоторым неучтенным рискам, которые обычно компенсируются повышением процентных ставок по кредитам и наличием статьи непредвиденных расходов проекта.

При использовании проектного финансирования в международных энергетических проектах в дополнение к обычным коммерческим и проектным рискам возникают риски, обусловленные спецификой этих проектов. В международных проектах должны учитываться определенные риски, связанные со страной инвестирования, включая политические, валютные и юридические риски. Это требует детального рассмотрения обеспеченности контрактов и гарантий правовых санкций; оформления долевого участия, проработку налоговых вопросов, анализ ограничений на вложения и возврат иностранных

инвестиций, поскольку эти вопросы могут непосредственно влиять на поток доходов по проекту. Для учета этих обстоятельств разработаны разнообразные инструменты кредитной поддержки проектного финансирования: суверенные гарантии; офшорные счета условного депонирования; авансовые платежи или выплаты на ранних этапах проекта; помощь многосторонних государственных учреждений в форме страхования и гарантий.

Следует отметить достоинства и недостатки проектного финансирования.

Достоинства проектного финансирования:

- классическая схема безрегрессного проектного финансирования не возлагает на организатора проекта никаких гарантийных обязательств погашения задолженности по проекту в случае недостаточности доходов от проекта для выплат основной суммы кредита и процентов. За счет безрегрессного характера проектного финансирования обеспечивается финансовая независимость каждого проекта и тем самым защита общих активов организатора от большинства трудностей реализации любого конкретного проекта. В то же время, если организатор проекта берет на себя функции эксплуатирующей организации в рамках финансируемого проекта, у него возникает ответственность по эксплуатационным гарантиям, вытекающим из договора об эксплуатации;

- организатор проекта при проектном финансировании фактически получает возможность применять забалансовые методы бухгалтерского учета обязательств по проекту. В этом случае задолженность не показывается в финансовых отчетах организатора проекта;

- финансирование проекта с помощью института проектного финансирования возможно с высокой долей заемных средств. При этом не требуется изменения существующей структуры собственного капитала организатора проекта. Доля заемных средств, устраивающая кредитора, меняется от проекта к проекту. На требуемый от организатора проекта размер инвестиций в собственный капитал влияет много факторов, в том числе экономические

показатели проекта, вложения инвестиций других участников проекта, например подрядчиков или поставщиков оборудования и т. п. По международным проектам, как правило, требуется более высокий процент вложений в капитал. Доля заемных средств по таким проектам редко превышает 70 %;

- организатор проекта при данной схеме получает возможность избегать внутренних ограничительных обязательств, таких как коэффициенты обеспечения задолженности по существующим договорам и контрактам займа. В соответствии с концепцией безрегрессной задолженности проект финансируется отдельно и независимо от прочих направлений деятельности и других проектов организатора. Поэтому существующие ограничительные обязательства обычно не распространяются на проектное финансирование. В то же время самостоятельный характер финансируемого проекта позволяет организатору устраивать для него такое отношение задолженности к собственному капиталу, которое может запрещаться для организатора по другим существующим договорам;

- для компаний, испытывающих финансовые трудности, при проектном финансировании часто можно получить по отдельному проекту более привлекательные процентные ставки и кредитную поддержку, чем для самого организатора проекта. Это обусловлено тем, что в ряде случаев оценка кредита по отдельному проекту бывает выше оценки кредита для организатора проекта;

- более высокая внутренняя норма доходности, которую организатор проекта может получить применительно к новым капиталовложениям, используя проектное финансирование. Это возможно как следствие финансирования с высокой долей заемных средств при минимуме вложений собственного капитала.

Недостатки проектного финансирования:

- сделках проектного финансирования много участников с различными интересами, поэтому они достаточно сложны. Имеются трудности, связанные с

распределением риска между кредитором и организатором проекта, касающиеся объема прав регресса по кредиту, а также между подрядчиком и организатором в отношении характера и вида гарантий и т.д. Это ведет к длительным переговорам и возрастанию расходов на компенсацию риска, принимаемого третьими сторонами. Сложность этих переговоров и связанные с ними расходы не обязательно пропорциональны размерам рассматриваемого кредита;

- ряд факторов риска проектного финансирования нельзя эффективно распределить, не увеличив результирующий кредитный риск. Это ведет к более высокой плате, взимаемой кредиторами за заемные средства по сравнению с альтернативными вариантами привлечения инвестиций;

- прединвестиционные исследования при проектном финансировании более дорогостоящий процесс, поскольку требуется детальная проверка эффективности проекта, а также добросовестности и способности его участников выполнить свои контрактные обязательства;

- документация проектного финансирования сложна и имеет большой объем. Это ведет к более высоким затратам на сделку, чем обычно расходуется при традиционном кредитовании, обеспеченном активами. Сложность документации и расходы на сделку могут значительно возрасти, если в проектном финансировании участвуют несколько кредиторов, как это бывает в большинстве международных проектов, или имеется несколько уровней задолженности. Такой подход все чаще встречается в больших проектах;

- проектное финансирование требует всестороннего контроля, который кредитор должен осуществлять за управлением проектом и эксплуатацией объекта. Это требование указывается в договорах о ссуде по проекту. От организаторов требуется успешно удовлетворить определенные критерии, такие как обслуживание долга и смета текущих расходов, а также выполнять различные обязательства типа ограничений на передачу прав собственности и непрерывности руководства.

Важное значение в проектном финансировании имеет подготовка, оформление, согласование и принятие соответствующей документации. В рамках типового проектного финансирования имеется шесть категорий контрактов: на приобретение площадки, на строительство и завершение работ, на поставки топлива и сырья, продажу продукции или услуг, эксплуатацию и техническое обслуживание, а также на финансирование и инвестиции в капитал. В международных проектах обычно требуются переговоры по ряду дополнительных контрактов, включая соглашения «о реализации проекта» или «о продаже продукции» между правительством страны, в которой реализуется проект и организатором проекта. В этих соглашениях рассматриваются: политические гарантии и налоговые вопросы; гарантии выполнения контракта и вопросы операций с иностранной валютой; особые «суверенные гарантии» или резервные аккредитивы (в объеме, не охваченном соглашением о реализации проекта). Кроме того, нужны соглашения типа «строительство—эксплуатация—передача» или «строительство—эксплуатация—владение—передача» между покупающими коммунальными компаниями и организатором проекта, включающие положения о передаче (продаже), а также условия покупки электроэнергии.

Обычно в документации по проектному финансированию должно предусматриваться следующие: основным источником погашения задолженности являются поступления наличности от проекта, а не общий кредит владельцев проекта; в случае неэффективной работы инвестиционного проекта определенная сторона контракта, ответственная за это, будет устранять (через оплату убытков или аналогичные обязательства) дефицит наличности, необходимой для обслуживания задолженности, уплаты основной суммы и оплаты эксплуатации по проекту. В проектном финансировании появились понятия «контракты, приемлемые для банков» и «контракты, которые можно финансировать». Как правило, эти термины используются, если контракт, применяемый для проектного финансирования, удовлетворяет минимальным юридическим и деловым требованиям по обеспечению выполнения содержащихся в нем обязательств. При этом экономические обязательства контрактов обеспечивают оплату расходов на

обслуживание задолженности, затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание и минимальную прибыль на инвестиции, необходимую для сохранения заинтересованности владельцев проекта в его успешной реализации.

Имеются ключевые положения контракта, обеспечивающие приемлемость контракта для банков:

- цена и выполнимость контракта должны быть достаточно предсказуемыми. Это нужно, чтобы кредитор по финансированию проекта смог свести к минимуму потенциальные риски. Например, если контракт на строительство не будет обязывать подрядчика сдать законченное предприятие при установленных уровнях основных показателей к определенной дате за твердую цену, то дополнительные расходы, произведенные в рамках проекта для восполнения недоработок подрядчика, могут лишить проект возможности обслуживать возросшую задолженность. В контракте должна быть заложена достаточная прогнозируемость с тем, чтобы можно было выполнить требования внутренней кредитной политики кредитора;

- все контракты по проекту должны быть согласованы по срокам, прекращения действия и освобождений от ответственности за выполнение обязательств. Так, статьи о форс-мажорных обстоятельствах для всех контрактов должны быть единообразны по действию. Если статья о форс-мажоре для одного из контрактов будет освобождать от ответственности за выполнение обязательств по проекту в случае неких обстоятельств, а в другом важном контракте этих условий не будет, то проект может оказаться не реализуемым;

- срок действия каждого контракта должен быть достаточно длительным для того, чтобы он превышал период погашения задолженности. Например, срок аренды площадки, равный 10 годам, неприемлем для проектного финансирования с пятнадцатилетней задолженностью. В контрактах по проекту должны быть заложены хотя бы небольшие возможности для исправления положения кредитором. Например, контракты по проектному финансированию не должны давать поставщику топлива права прекратить действие контракта без уведомления и разумного периода для исправления ситуации.

Оценка эффективности инвестиционного проекта осуществляется путем расчета потоков реальных денег, характеризующих производственный (операционный), инвестиционный и финансовый аспекты реализации проекта.

Денежный поток инвестиционного проекта — это зависимость от времени денежных поступлений и платежей при реализации проекта, определяемая для всего расчетного периода. На каждом шаге значение денежного потока характеризуется:

- притоком, равным размеру денежных поступлений (или результатов реализации проекта в стоимостном выражении) на этом шаге;
- оттоком, равным платежам на этом шаге;
- сальдо (эффектом), равным разности между притоком и оттоком.

Оценка эффективности инвестиционных проектов базируется на комплексном анализе денежных потоков по проекту для всех основных сфер деятельности, включая инвестиционную, финансовую и производственную (операционную) (рис. 11.4.2) и требует информационного обеспечения, описывающего эти сферы деятельности. Денежные потоки инвестиционной деятельности проекта тесно взаимосвязаны с потоками финансовой и операционной деятельности.

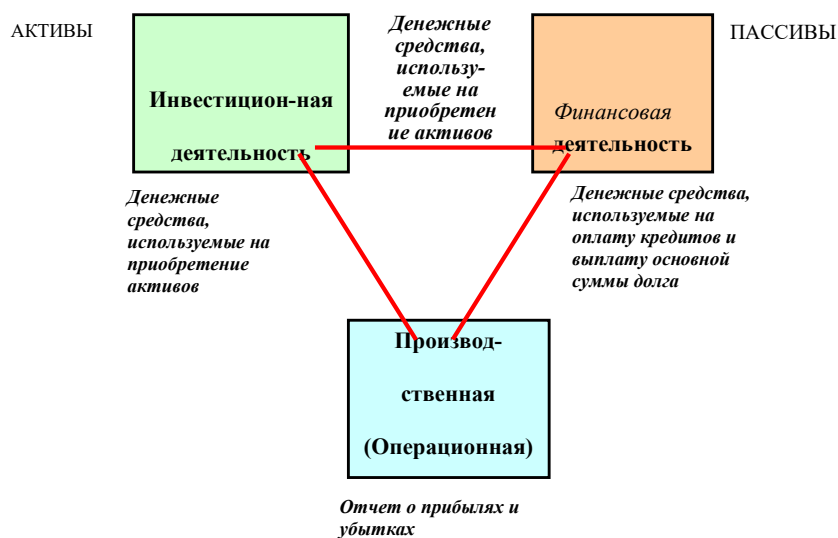


Рис. 11.4.2. Взаимосвязи денежных потоков от инвестиционной, финансовой и производственной (операционной) деятельности проекта (отчет о движении денежных средств)

Отчет о движении денежных средств показывает взаимосвязь между производственной (операционной), инвестиционной и финансовой деятельностью при реализации проекта. Существуют три канала притока и оттока денежных средств проекта:

- **производственная (операционная) деятельность.** В области производственной деятельности денежные средства используются на закупку (с полной оплатой или в кредит) товарно-материальных запасов, для выплаты заработной платы и уплаты налогов. Источник получения денежных средств в результате производственной деятельности — поступление оплаты за проданную продукцию (получение доходов). Для денежного потока от производственной (операционной) деятельности: к притокам относятся выручка от реализации по основному виду деятельности, а также дополнительные доходы; к оттокам — производственные издержки, включая налоги и сборы;

• *инвестиционная деятельность.* Денежные средства используются на приобретение активов с долгосрочным потенциалом для получения дохода (например, производственного оборудования), а при продаже таких активов происходит поступление денежных средств. Инвестиционная деятельность, предполагающая расширение и модернизацию производственных мощностей, в целом приводит к оттоку денежных средств.

Для денежного потока от инвестиционной деятельности: к оттокам относятся капитальные вложения, затраты на пусконаладочные работы, ликвидационные затраты в конце проекта, затраты на увеличение оборотного капитала; к притокам — поступления за счет уменьшения оборотного капитала;

• *финансовая деятельность.* К финансовой деятельности относятся операции со средствами, внешними по отношению к инвестиционному проекту, т.е. поступающими не за счет осуществления проекта. Они состоят из собственных средств энергокомпаний и привлеченных средств. Денежные средства используются на возвращение задолженности кредиторам. В целом финансовая деятельность призвана увеличивать денежные средства, имеющиеся для реализации проекта, и служит для финансового обеспечения производственной (операционной) и инвестиционной деятельности. Для денежного потока от финансовой деятельности: к притокам относятся вложения собственных и привлеченных средств — субсидий и дотаций, заемных средств; к оттокам — затраты на возврат займов.

Расчет эффективности предполагает составление следующих трех базовых выходных форм:

- отчета о прибылях и убытках*;
- отчета о движении денежных средств**;
- проектно-балансовой ведомости*.

* Иногда форму называют ведомостью чистых доходов, отчетом о финансовых результатах, отчетом о прибыли.

** Иногда форму называют отчетом о формировании и использовании источников финансирования, потоками наличности для финансового планирования.

*** Другое название — балансовый отчет.

При проведении финансового анализа и оценки эффективности инвестиционных проектов существенное значение имеет *принцип временной ценности денежных средств*: денежная единица, полученная в данный момент времени, более ценна, чем та же денежная единица, но ожидаемая к получению в будущем. Существование этого принципа обусловлено тремя причинами:

- оборачиваемостью — деньги, полученные в настоящий момент можно пустить в оборот и получить дополнительный доход;
- риском — всегда существует ненулевая вероятность неполучения причитающихся денежных средств из-за действия ряда объективных и субъективных факторов;
- инфляцией — получаемые в будущем денежные средства имеют тот же номинал, но меньшую покупательную способность.

Учет принципа разной временной ценности денежных средств при оценке эффективности инвестиционных проектов осуществляется с помощью известного алгоритма. В его основе операция дисконтирования, суть которой состоит в приведении разновременных денежных потоков к одному моменту времени — точке (году, шагу) приведения.

Дисконтирование показателя, относящегося к i -му шагу (году), осуществляется умножением его текущего значения на коэффициент дисконтирования:

$$K_d = \frac{1}{(1+E)^i},$$

где E — ставка (норма) дисконтирования; i — шаг (год) приведения.

Этот коэффициент позволяет привести в сопоставимый вид потоки денежных средств во временном разрезе.

На выбор ставки дисконтирования влияют:

- вид источников финансирования (в том числе привлекаемых средств) инвестиционного проекта, требующих разных уровней доходности на вложенные средства;
- существующие и прогнозируемые темпы инфляции;
- наличие различных факторов риска.

Под ставкой дисконтирования понимается *коммерческая норма* дисконта, используемая при оценке финансово-коммерческой эффективности проекта в целом и определяемая с учетом альтернативной эффективности использования капитала. Безрисковая коммерческая норма дисконта может устанавливаться в соответствии с требованиями к минимально допустимой будущей доходности вкладываемых средств, определяемой в зависимости от депозитных ставок банков первой категории надежности, а также по долгосрочным государственным облигациям.

Денежные потоки для расчета эффективности проектов могут выражаться в *текущих (фиксированных), в прогнозных и в дефлированных ценах*. Текущими (фиксированными) называют цены, заложенные в проект без учета инфляции. Фиксация осуществляется на единый момент времени — начало инвестиционного этапа (первый год вложения инвестиций). При этом текущие цены не обязательно являются неизменными: их изменение может прогнозироваться независимо от инфляции, например, в результате перехода от политики регулирования тарифов к их формированию по рыночным принципам на основе баланса спроса и предложения. Прогнозными называют цены, ожидаемые на будущих шагах расчета с учетом инфляции. Дефлированными называют прогнозные цены, приведенные к уровню цен фиксированного момента времени путем деления на общий базисный индекс инфляции (индекс роста потребительских цен). Для обеспечения сравнимости результатов, полученных при различных уровнях инфляции, расчет критериев финансово-коммерческой эффективности инвестиций производится в текущих и в дефлированных ценах. Проведение расчета в дефлированных ценах производится при необходимости учета разных темпов роста различных составляющих затрат и видов продукции.

Учет влияния инфляции может привести к переоценке финансовых результатов осуществления проекта, к изменению плана реализации проекта, необходимому объему заемных средств, планируемых величин запасов и задолженностей. Инфляция может быть постоянной и переменной в течение жизненного цикла проекта, а также однородной (одинаковые уровни изменения цен по видам продукции и ресурсов) и неоднородной (разные уровни инфляции на различные составляющие затрат и видов продукции: на

тарифы и (или) цену спроса на электроэнергию, тарифы на тепловую энергию; на стоимость топлива; на инвестиционные и эксплуатационные затраты.

Последовательность проведения и оценки эффективности инвестиционных проектов энергообъектов включает в себя следующие основные стадии:

- учет общих экономических параметров;
- оценку конечных результатов реализации проекта — производства, реализации электрической и тепловой энергии и формирования производственных издержек;
- оценку потребности в инвестициях и источников финансирования;
- расчет оборотного капитала;
- формирование форм финансовой отчетности;
- расчет критериев финансово-коммерческой эффективности инвестиций;
- анализ способов и механизмов повышения эффективности инвестиционных проектов;
- анализ чувствительности и рисков проектов;
- интерпретацию результатов анализа и подготовка отчета (заключения) о целесообразности осуществления проекта.

11.4.3. Формирование инвестиционной программы и портфеля заказов.

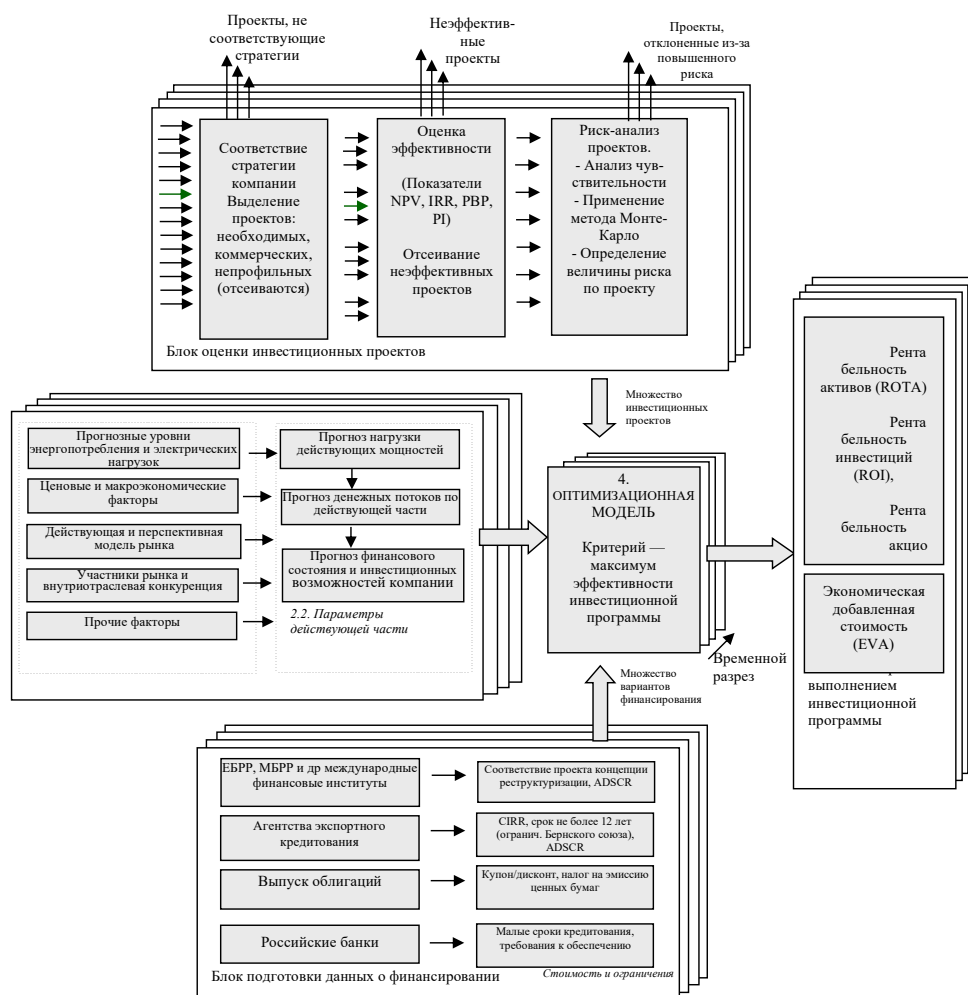
Управление проектами

Принципиальная схема формирования инвестиционной программы с учетом рисков и возможностей использования оптимизационного моделирования представлена на рис. 11.4.3.

В мировой практике важное значение придается дисциплине *управление проектами* как центральной части всей инвестиционной деятельности, которая предполагает ее систематизацию исходя из таких понятий, как жизненный цикл проекта, функции управления, подсистемы и процессы управления и т.д. **Определяющими являются функции управления проектом**, формируемые в зависимости от его структуры предметных областей и управляемых элементов, являющихся относительно самостоятельными в рамках проекта. Предметные области и управляемые элементы в рамках проекта в общем виде включают в себя: сроки, трудовые ресурсы, стоимость и издержки, закупки и поставки ресурсов и

услуг, ресурсы (уже закупленные), риски проекта, информацию и коммуникации, качество и т.д. Эти параметры присутствуют практически в любом проекте.

Функции управления проектами ориентированы на предметную область, а подсистемы нацелены на специфические процедуры и методы. Управление подсистемой включает в себя выполнение практически всех функций. Так, планирование расходов и контроль за ними базируются на одной и той же предметной области — затратах, а планирование расходов и качества базируются на одинаковых процедурах составления планов, сетевом моделировании и т.д.



11.4.3. Принципиальная схема формирования инвестиционной программы электрогенерирующей компании

В практике управления проектами выделяют девять функций:

- управление содержанием и объемами работ;
- управление временем (продолжительностью);
- управление стоимостью;
- управление качеством;
- управление материально-техническим обеспечением (ресурсами);

- управление человеческими ресурсами (персоналом);
- управление рисками;
- интеграционное управление;

Важное место в управлении проектами занимает инжиниринг, методы организации генерального подряда энергообъектов «под ключ». В соответствии с принятой в мировой практике терминологией *инжиниринг* — обособленная деятельность предпринимательских организаций, связанная с созданием объектов промышленной собственности, деятельность по проектированию, производству и эксплуатации машин, оборудования, строительству зданий и сооружений, организации производственных процессов с учетом их функционального значения, безопасности и экономичности. Это деятельность по представлению на коммерческой основе различных инженерно-консультационных работ и услуг, а именно: проведение технико-экономических обоснований и исследований, связанных с общим проектированием; подготовка технической документации и смет расходов; оценка предложений (проектов) строительства объектов; внедрение нововведений, новейших технологий и т.п.

Инжиниринговые организации могут выполнять следующие виды работ: консультирование заказчика в отношении предполагаемых партнеров; контроль за изготовлением и монтажом оборудования; услуги по эксплуатации, управлению, реализации выпускаемой продукции; услуги предпроектного, проектного и послепроектного характера.

Инжиниринговые услуги предоставляются специализированными юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями на платной основе по контракту. Для оказания отдельных видов инжиниринговых услуг коммерческие организации должны получить специальное разрешение (лицензию). Инжиниринговые услуги могут оказывать научно-технические, проектные, строительные организации и промышленные предприятия. Оказание инжиниринговых услуг осуществляется на основании договоров (соглашений), заключаемых в письменной форме в соответствии с гражданским законодательством. Так, в договорах должны быть сведения о предмете

инжиниринговой услуги, сроках ее выполнения, качестве, технико-экономическом уровне, порядке приемки результатов услуги, сроке и размере оплаты, ответственности сторон.

При реализации инвестиционных проектов в электроэнергетике, на основе проведения соответствующих конкурсных торгов выбирается *генеральный подрядчик*. В РАО «ЕЭС России», как показано в 11.3, реализована эффективная и реально действующая система конкурентных закупок оборудования, работ и услуг, в том числе и для проектов строительства энергообъектов на условиях «под ключ». Разработаны соответствующие положения и стандарты, регламентирующие эту деятельность.

Метод строительства объектов на условиях «под ключ» предусматривает сосредоточение функций управления всеми стадиями инвестиционного процесса в одной организационной структуре и осуществляется как единый непрерывный комплексный процесс создания готовой строительной продукции и сервисного обслуживания в течение послегарантийного периода эксплуатации. К таким основным функциям относятся:

- инженерные изыскания и проектирование;
- строительные, монтажные и специальные строительные работы;
- комплектация технологическим и инженерным оборудованием;
- выполнение шефмонтажа;
- пусконаладочные работы в режимах «вхолостую» и «под нагрузкой»;
- индивидуальные испытания и комплексное опробование оборудования;
- ввод в эксплуатацию;
- организация обслуживания в течение гарантийного периода эксплуатации;
- сервисное обслуживание в течение послегарантийного периода эксплуатации.

Достоинство метода строительства на условиях «под ключ» состоит в совмещении стадий инвестиционного процесса, возможности строительного

контроля за проектом и внесения изменений в него по ходу строительства. В результате совмещения отдельных стадий инвестиционного процесса существенно сокращается продолжительность строительства.

Привлечение EPC(EPCM)-контрактора

В международной практике существует определенный вид подрядчиков, берущих на себя определенные типы обязательств перед заказчиком при строительстве крупных (как правило) объектов, в рамках реализации инвестиционных проектов, так называемые EPC/EPCM-подрядчики* расшифровываются следующим образом:.

Общий смысл привлечения таких подрядчиков — освободить заказчика (инвестора) от ряда функций, передав их сторонней профессиональной организации. Соответственно объем прав и ответственности такого подрядчика возрастают. В предисловии к стандартному контракту для проектов типа EPC Международная федерация инженеров-консультантов ФИДИК (основана в 1913 г.) отмечает: «Для проектов такого типа необходимо, чтобы на Подрядчика были возложены большие риски, чем те, которые предусматриваются традиционными формами контактов».

В российской практике точного терминологического аналога генерального подрядчика — EPC/EPCM-контрактора нет. EPC/EPCM-подрядчик обеспечением объекта необходимым оборудованием и материалами, собственно строительством, разработкой проекта, но главное — реализует управление всем комплексом строительства. По мнению некоторых специалистов, EPC/EPCM-подрядчик наиболее близок по составу обязанностей к российскому понятию генподрядчик на условиях «под ключ», в связи с чем приняты следующие определения.

EPC-подрядчик (генподрядчик «под ключ») — генеральный подрядчик, полностью выполняющий за твердую цену инвестиционный проект и принимающий на себя все риски его осуществления с момента проектирования и до момента передачи готового объекта заказчику (включая выполнение

* В аббревиатуре EPC и EPCM : E — Engineering (инжиниринг, в т.ч. проектирование); P — Procurement (закупки); C — Construction (строительство); M — Management (управление строительством).

гарантийных обязательств), по которым несет финансовую ответственность перед заказчиком. Твердая цена контракта включает в себя все расходы, связанные со строительством, в том числе вознаграждение ЕРС-подрядчика. ЕРС контракт предусматривает: твердую цену; фиксированный срок сдачи объекта в эксплуатацию; достижение основных технических параметров объекта; полную финансовую ответственность ЕРС-подрядчика за превышение (экономии) сметной стоимости проекта.

ЕРСМ-подрядчик (генподрядчик «под ключ») — генеральный подрядчик, полностью выполняющий инвестиционный проект и принимающий на себя риски (по которым несет финансовую ответственность перед заказчиком) по управлению проектом с момента проектирования и до момента передачи готового объекта Заказчику (включая выполнение гарантийных обязательств). ЕРСМ-контракт предусматривает: общую стоимость проекта с учетом вознаграждения ЕРСМ-подрядчика; фиксированный срок сдачи объекта в эксплуатацию; достижение основных технических параметров объекта. При превышении заранее согласованной суммы прямых расходов из вознаграждения ЕРС-подрядчика производятся вычеты. Финансовая ответственность ЕРСМ-подрядчика ограничена суммой его вознаграждения ЕРСМ-подрядчика (или ее частью).

Отличие ЕРС/ЕРСМ-подрядчика от традиционного генерального подрядчика в том, что генеральный подрядчик получает от заказчика (инвестора) конкретные, но далеко не все права по координации и контролю исполнения проекта. Работа ЕРС/ЕРСМ-подрядчика теоретически предполагает полную независимость от заказчика в смысле координации проекта (заказчик ограничивается только контролем ключевых событий проекта). Заказчик выдает задание (в виде технико-экономического обоснования проекта или обоснования инвестиций); предоставляет подрядчику строительную площадку; финансирует проект; получает результат работы готовым. ЕРС/ЕРСМ-подрядчик вручает ему символический «ключ» от объекта и передает построенный и функционирующий объект, готовый к эксплуатации, т.е. осуществляет полноценный проект «под ключ».

Современные подходы к управлению строительством предполагают несколько вариантов привлечения ЕРС/ЕРСМ — подрядчика.

Вариант 1. ЕРС/ЕРСМ-подрядчиком является проектно-строительная (либо только проектная или только строительная) фирма, которая занимается управлением проектом и отвечает перед заказчиком за результат и выполняет определенный объем работ (как правило, рабочее проектирование, строительство и монтаж). Вариант — консорциум, в составе которого находятся организации, выполняющие перечисленные виды работ.

Вариант 2. ЕРС/ЕРСМ-подрядчиком является специализированная управляющая компания, которая занимается управлением проектом и отвечает перед заказчиком за результат, но своими силами не осуществляет никаких работ (как исключение иногда выполняет проектирование).

Вариант 2.1. ЕРС/ЕРСМ-подрядчик нанимает генерального подрядчика, которому поручает найм проектировщика, субподрядчиков и субпоставщиков, проведение конкурсов на проектирование, поставку оборудования и строительство.

Вариант 2.2. ЕРС/ЕРСМ-подрядчик нанимает проектировщика, всех подрядчиков и поставщиков оборудования самостоятельно (возможно, проводя конкурсы).

Еще один существенный момент привлечения ЕРС/ЕРСМ-подрядчика — его обязательство выдержать заявленную стоимость объекта (твердая цена).

Возможны и исключения. Например, заказчик не может указать изначально каких-то объемов работ или не решил, будет ли он их осуществлять. Кроме того может существовать ситуация, когда такой подрядчик не гарантирует стабильную цену строительства объекта, но предлагает заказчику схему, при которой заказчик контролирует процесс ценообразования, например, через участие своих представителей в конкурсных комиссиях по закупке оборудования, выбору субподрядчиков по строительно-монтажным работам и т.д. (нередко именно такой подход называют ЕРСМ).

В результате конкурса по выбору ЕРС (ЕРСМ)-подрядчика заказчик отдает на аутсорсинг крупнейшие проекты, от результата которых будет зависеть в

будущем его финансовое состояние. На этапе конкурса заказчик может не иметь четко формализованного задания, ход выполнения которого он был бы способен проконтролировать досконально. Напротив, сама постановка задачи подразумевает возможность альтернативных решений. То есть такая процедура должна предусматривать переговоры в той или иной форме. Претенденты должны иметь разумное количество времени на проработку возможных решений, проверку и дополнение исходных данных заказчика, поскольку в конечном итоге они должны гарантировать заказчику качество, цены и сроки выполнения проекта с учетом возможных рисков. Очевидно, что такая процедура в принципе не может быть короткой. На выбор ЕРС (ЕРСМ)-подрядчика может потребоваться 6—7 месяцев, включая 3—4 месяца на подготовку заявки на участие в конкурсе и 3 месяца на проведение конкурса (с учетом подготовки конкурсной документации и проведения экспертизы и оценки заявок). Принимая во внимание фактор временных издержек на проведение процедур выбора ЕРС (ЕРСМ)-подрядчика, на этот аспект необходимо обратить особое внимание. В случае сжатых сроков реализации проекта заказчику следует отказаться от выбора ЕРС (ЕРСМ)-подрядчика и отдать предпочтение стандартному способу реализации проекта: разрабатывать проект и выбирать подрядчика на реализацию готовых решений.

ЕРС (ЕРСМ)-подрядчик не способен обеспечить в любой ситуации успешность выполнения проекта только самим фактом его привлечения. ЕРС (ЕРСМ)-подряд — это инструмент, имеющий свои границы и условия успешного применения. ФИДИК отмечает, что проекты типа ЕРС и проекты, выполняемые «под ключ», по условиям контракта *не могут быть использованы* при следующих условиях:

- подрядчик не имеет достаточного времени и необходимого объема информации для того, чтобы изучить и понять требования заказчика, или подрядчик ограничен во времени при осуществлении проектирования, оценки рисков и стоимостной оценки проекта;

- проектом предусматривается выполнение больших объемов подземных работ или велика вероятность возникновения необходимости в других работах, которые подрядчик не имеет возможности предусмотреть;
- заказчик намерен вносить изменения в чертежи объектов;
- размер каждого промежуточного платежа определяется третьим лицом — представителем государственного органа или иным лицом.

Инвестор, внося средства в ходе дополнительной эмиссии акций, фактически переходит к управлению компанией. Поэтому задача менеджмента энергетической компании состоит в разработке механизма, позволяющего быть уверенными, что эти средства, не будут направлены, например, посредством займов, в базовый бизнес новых акционеров, а пойдут именно на реализацию инвестиционной программы.

Опыт работы РАО «ЕЭС России» показывает, что наиболее эффективный механизм взаимодействия инвестора с компанией — подписание двух документов.

Первый из них — инвестиционный меморандум между компанией и инвестором. Подписание меморандума всеми потенциальными инвесторами осуществляется до проведения торгов. В меморандуме указаны основные параметры планируемой инвестиционной программы; инвестор принимает на себя обязательство раз в полгода через прессу информировать широкую общественность о ходе реализации инвестиционной программы, обязуется после покупки акций компании подписать с компанией соглашение между акционерами.

Второй документ — соглашение между акционерами. Оно должно быть заключено по российскому праву и направлено на описание технологии совместной работы по реализации инвестиционной программы; соглашение предусматривающее голосование по ряду вопросов только консолидированным образом. Это вопросы организации менеджмента, работы по инвестиционной программе — изменение параметров, изменение объектов. Как механизм совместной работы предполагается, что все инвестиционные проекты должны быть организованы с участием технического агента. По крупным проектам должен быть привлечен ЕРС- или ЕРСМ-подрядчик. В соглашении указывается, что средства

расходуются совместно через специальный банковский счет — это счет со специальным режимом, который предоставляет представителям совета директоров право осуществлять контроль за расходованием средств. Подписание такого соглашения между акционерами осуществляется после проведения торгов с их победителем.

Эта схема работает таким образом. Объявляется дополнительная эмиссия акций ОГК и ТГК. На этой стадии до проведения торгов со всеми потенциальными инвесторами подписывается меморандум, причем все потенциальные инвесторы обязаны его подписать для участия в торгах. Проводятся торги и выбирается победитель из числа подписавших инвестиционный меморандум. Заявки, поданные без подписания меморандума, к рассмотрению приниматься не должны. После этого заключается соглашение между акционерами компании и инвестором.

Далее регистрируется банковский счет со специальным режимом, по которому средства акцентируются доверенным контрагентом, назначенным советом директоров компании. Это может быть либо физическое лицо, либо организация.

Средства от продажи эмиссии акционеры переводят на специальный банковский счет. Далее, когда разработано технико-экономическое обоснование проекта, приступают к его реализации. В обязательном порядке выбирается технический агент по сопровождению проекта. Этот агент фактически выполняет функцию аудитора, как и финансовый аудитор, нанимаемый советом директоров компании. Технический аудитор способствует реализации технического проекта и кроме этого, ежеквартально дает информацию Совету директоров о ходе реализации проекта. Если, по мнению технического агента, реализация проекта каким-то образом нарушается, например, прекращается финансирование, он должен немедленно проинформировать об этом совет директоров. Он также информирует менеджмент и совет директоров, если строительство ведется с технологическими нарушениями или завышены цены, по которым производятся закупки. Если менеджмент не согласен с выводами технического агента, то вопрос

рассматривает комиссия по разногласиям. До выяснения обстоятельств средства на счете могут быть заблокированы. А если прекращается финансирование, у совета директоров есть возможность на это оперативно реагировать.

Технический агент принимает участие в подготовке конкурсной документации для ЕРС-подрядчика.

Реструктуризация электроэнергетики, переход на рыночные отношения может быстро превратить эту инвестиционно непривлекательную отрасль в высокоэффективный бизнес, генерирующий эксплуатационные и мощные инвестиционные денежные потоки в объемах, сопоставимых с платежами за энергию от операционной деятельности. Для этого необходимо обеспечить окупаемость, привлекательность, прозрачность и конкурентоспособность российских электроэнергетических инвестиционных проектов на мировых и отечественных финансовых рынках, а также разработать и предложить инвесторам открытую и ясную инвестиционную политику в отрасли.

В целом инвестиционная политика включает в себя постоянную и переменную составляющие в виде долгосрочной концепции, среднесрочной стратегии и текущей инвестиционной программы, базирующихся на совокупности бизнес-планов и инвестиционных проектов, требующих регулярных уточнений вследствие изменений в налоговом кодексе, нормах амортизации и ежегодного пересмотра тарифов на энергию.

11.5. Управление ремонтными услугами

Техническое обслуживание и ремонт — это техническое воздействие на оборудование, здания, сооружения энергообъекта, адекватное изменению их технического состояния и осуществляемое в целях поддержания работоспособности и эффективности функционирования энергообъекта.

11.5.1. Система комплексного ремонтного обслуживания

Многолетний опыт и изучение различных форм ремонтного обслуживания позволили выработать оптимальную комплексную систему ремонтного

обслуживания электрических станций и сетей. Эта система включает в себя пять основных и неотъемлемых элементов ремонта энергооборудования:

- непрерывное текущее обслуживание всего оборудования с четко выраженной системой планово-предупредительного ремонта (ППР);
- капитальные и средние ремонты основного и вспомогательного оборудования электростанций;
- специальные ремонтные работы, связанные, как правило, с основным энергетическим оборудованием, его реконструкцией, модернизацией и продлением сроков службы ответственных элементов;
- заводской ремонт части мобильного вспомогательного оборудования или узлов основного оборудования электростанций;
- изготовление запасных частей, оснастки и средств малой механизации для ремонта оборудования.

Остановимся вначале на трех первых элементах системы ремонтного обслуживания.

Непрерывное текущее ремонтное обслуживание (НТРО) оборудования характерно для непрерывного производства, каким является электроэнергетика. НТРО для отрасли имеет циклический характер и ярко выраженную срочность ремонтных работ, так как ущерб от простоя энергетического оборудования в масштабе отрасли может быть настолько значительным, что любые затраты на ремонт окупаются.

НТРО подразделяется на круглосуточное дежурство ремонтных бригад и, если такая необходимость не обнаруживается, выполнение работ по системе ППР с пятидневной рабочей неделей.

В первом случае рабочее время используется в бригадах крайне неоптимально. Во втором случае, чтобы обеспечить максимально эффективное и экономичное проведение ремонта, снизить эксплуатационные издержки и увеличить производство электрической и тепловой энергии, приходится искать оптимальные соотношения между затратами на планово-предупредительные ремонты и ценой издержек, возникающих при аварии энергетического

оборудования. Особое внимание уделяется совершенствованию методов труда, так как затраты труда при проведении тех или иных аварийных видов ремонта оказываются значительными даже по сравнению со стоимостью материалов и запасных частей.

Капитальный и средний ремонты крупногабаритного основного и вспомогательного оборудования, а также специальные ремонтные работы оборудования отличаются, как правило, большой трудоемкостью и значительными затратами на материалы и запасные части. Такие работы планируются на несколько недель или месяцев (а реконструктивные работы — иногда даже до года).

Эти работы имеют обширную номенклатуру и большой объем. Их утверждение, планирование и контроль выполнения осуществляются в централизованном порядке администрацией либо руководством станции, ОГК, ТГК, т.е. лицами, облеченными достаточными полномочиями и ответственностью.

Оптимальный вариант организации ремонтных работ — возложение всех функций координации этих работ на специальную ремонтную подрядную организацию, которая занимается составлением рабочих планов по устранению аварийных ситуаций, составлением календарных графиков ремонта основного оборудования, планированием объемов ремонта и обеспечивает загрузку всего ремонтного персонала в соответствии с имеющейся численностью и квалификацией персонала на весь период ремонтов. Она же несет всю ответственность перед заказчиком за сроки и качество работ.

Специальные работы на основном оборудовании (замена и ремонт поверхностей нагрева, паропроводов, перепускных труб, ремонт проточных частей турбин, генераторов и трансформаторов, котлоочистительные, теплоизоляционные и другие работы) ведут привлеченные специализированные подрядные ремонтные и монтажные организации.

Координацию ремонтных работ на основном оборудовании, выполняемых, как правило, подрядным способом, осуществляют заместители главных инженеров энергопредприятий. Выполнение ремонта основного оборудования требует

тщательно продуманного и систематического планирования. Предпочтение должно отдаваться методу сетевого планирования для определения последовательности и сроков работ, а также продуманной системе использования рабочей силы и диспетчеризации, которые поддаются автоматизации с помощью соответствующих компьютерных программ. Основной функцией руководства ремонтными работами при любом виде ремонтного обслуживания является использование самым эффективным образом имеющейся рабочей силы, оборудования, материалов и имеющейся информации о состоянии оборудования.

Руководство работами при капитальном ремонте основного оборудования и непрерывном ремонтном обслуживании имеет некоторые особенности. В первом случае мастер или прораб должен концентрировать внимание на организации работ и осуществлять косвенный контроль за работой отдельных исполнителей. Во втором — мастер больше внимания уделяет непосредственно руководству работой, в том числе наблюдением за работой ремонтников. Эти особенности руководства диктуются различием в производительности ремонтных работ и непроизводительными потерями рабочего времени.

При круглосуточной дежурной работе выполнение текущих ремонтных работ и техническое обслуживание осуществляются слесарем высокой квалификации (бригадир), которому делегируется ответственность за качество и количество выполненной им и его помощниками работы, а функции мастера сводятся к наблюдению за тем, выполняют ли рабочие возложенные на них обязанности, за которые они несут персональную ответственность.

Во всех трех типах ремонтных работ имеются свои способы снижения издержек:

- при текущем ремонтном обслуживании — рационализация трудовых процессов, совершенствование операций и приемов их выполнения, разработка типовых технических процессов, статистический контроль издержек и др.;
- при выполнении капитальных работ на основном оборудовании — оптимизация планирования работ, в том числе с использованием методов сетевого планирования и информационных систем;

- при круглосуточных дежурных ремонтных работах — сокращение численности ремонтных рабочих, повышение квалификации, учета, анализа и снижения издержек из-за простоя оборудования.

Для обеспечения прочими элементами системы ремонтного обслуживания (заводской ремонт, изготовление запасных частей, оснастки и средств механизации) каждое подразделение, участвующее в определенном виде ремонтов (электростанция, ремонтное предприятие энергосистемы или специализированное ремонтное предприятие), должно обладать своей или подрядной ремонтной базой, способной выполнить заказ на указанные работы.

Предмет отдельного рассмотрения для ремонтного менеджмента — вопросы организации ремонта и обслуживания оборудования путем снижения издержек производства, составления смет расходов, рационализации организации учета и управления запасами запасных частей, организации и нормирования труда ремонтных рабочих, повышения производительности труда и норм выработки с помощью нормирования ремонтных работ, создания системы поощрительных нормативов и многое др.

11.5.2. Основные подходы к организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений тепловых электростанций

Система технического обслуживания и ремонта (ТОиР) технологического оборудования, производственных зданий и технологических сооружений ТЭС организуется на уровнях:

- энергокомпании;
- энергообъектов, входящих в состав энергокомпании.

Система организации технического обслуживания и ремонта основных производственных фондов энергокомпании должна обеспечивать надежную, безопасную и экономичную работу оборудования, зданий и сооружений.

Для организации ТОиР на энергообъектах необходимы:

- координация деятельности по обеспечению поддержания систем и оборудования, зданий и сооружений в исправном состоянии;

- контроль соответствия отремонтированного оборудования, зданий и сооружений требованиям технических регламентов, стандартов, нормативных и технических документов;

- формирование документов, порядка и правил, регламентирующих организацию ТОиР в энергокомпании и входящих в неё энергообъектов;

- создание оптимальных организационных структур управления ТОиР для конкретных электростанций;

- создание и обеспечение функционирования интегрированной системы управления ТОиР;

- разработка методических документов по определению и оценке технико-экономической эффективности ТОиР;

- установление контрольных технико-экономических показателей деятельности ТЭС по ТОиР;

- координация разработки, рассмотрение и утверждение перспективных, годовых планов ремонтов оборудования, зданий и сооружений ТЭС на основе прогнозного изменения состояния оборудования, зданий, сооружений, а также контроль за их выполнением;

- обеспечение финансирования ТОиР оборудования, зданий и сооружений, определённых в перспективных и годовых планах ТОиР;

- координация проведения конкурентных процедур по выбору подрядных организаций на выполнение работ по ремонту и по выбору организаций – поставщиков материально-технических ресурсов для ТОиР;

- организация проведения технического аудита для определения фактического технического состояния оборудования, зданий и сооружений ТЭС и оценки по его результатам уровней надежности и рисков эксплуатации с целью уточнения номенклатуры, объемов ремонтных работ и сроков их выполнения;

- организация анализа информации о повреждениях, отказах и дефектах оборудования, зданий и сооружений, выявляемых при их эксплуатации ТОиР;

- формирование аварийного запаса материально-технических ресурсов для ремонта, координация его расходования и пополнения.

Организация, эксплуатирующая энергообъект, обеспечивает подготовку и выполнение работ по ТОиР для поддержания надлежащего технического состояния оборудования, зданий и сооружений ТЭС, их надежной и безопасной эксплуатации.

Как показывает анализ для организации управления ТОиР целесообразно создание на энергообъектах специализированных подразделений (отдел, группа и т.д.), деятельность которых целесообразно регламентировать в стандартах организации, в положениях о подразделениях и должностных инструкциях.

Для повышения эффективности ремонтного обслуживания энергокомпании должны определить состав и техническое состояние основных производственных фондов, наличие трудовых ресурсов, объемы и номенклатуру ремонтных работ, передаваемых для выполнения подрядным организациям. При этом учитывается наличие на энергообъектах ремонтного персонала для:

- оперативного выполнения технического обслуживания оборудования;
- выполнения работ по устранению дефектов и неисправностей оборудования, возникших в процессе эксплуатации;
- участия по отдельным технологическим группам оборудования в текущих и капитальных ремонтах;

Привлечение подрядных организаций к выполнению работ по ТОиР оборудования, зданий и сооружений производится, как правило, на основании результатов конкурентных закупочных процедур производимых в соответствии с положением о порядке проведения регламентных закупок товаров, работ, услуг действующем в генерирующей компании.

Энергообъекту целесообразно строить свои отношения с подрядными организациями на основе Стандарта организации «Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. Условия выполнения работ подрядными организациями. Нормы и требования».

11.5.3. Планирование ремонта оборудования

Планирование объемов и сроков проведения ТОиР осуществляется на основе прогнозного изменения технического состояния.

Необходимость формирования планов ремонта энергоустановок обусловлена необходимостью планирования финансовых, материальных и трудовых ресурсов для выполнения ТОиР, потребностью в координации сроков проведения ремонтов различных энергообъектов на электростанции для обеспечения баланса потребления и выработки электроэнергии. Рекомендуется разработка:

- перспективных планов ремонта основного оборудования энергоблоков и энергоустановок электростанций;

- перспективных планов ремонта вспомогательного оборудования энергоблоков и энергоустановок;

- перспективных планов ремонта общестанционного оборудования;

- годовых и месячных планов ремонта основного оборудования энергоблоков и энергоустановок электростанций;

- годовых и месячных планов ремонта вспомогательного оборудования энергоблоков и энергоустановок;

- годовых и месячных планов ремонта общестанционного оборудования;

- годовых и месячных графиков технического обслуживания оборудования.

Годовые и месячные планы ремонтов оборудования должны быть согласованы с ОАО «СО ЕЭС» и его филиалами в порядке и сроки установленные «Регламентом формирования в ОАО «СО ЕЭС» годовых и месячных графиков ремонтов оборудования».

Основой для формирования перспективного плана ремонта энергоблоков, как было сказано выше, является прогноз изменения технического состояния энергообъекта, составленный с учётом:

- прогнозируемой средней наработке в часах за один календарный год;

- межремонтного ресурса, т.е. наработке в часах между капитальными ремонтами (для конкретных видов энергоустановок);

Прогнозируемая средняя наработка энергоустановки на календарный год определяется на основе планируемых для заданий по рабочей мощности и выработке электрической энергии.

Календарная продолжительность межремонтного цикла определяется межремонтным ресурсом, основанном на прогнозном изменении технического состояния оборудования и прогнозной величине наработки энергоустановки.

При этом следует учитывать следующее:

- при исчерпании межремонтного ресурса энергоустановка должна быть остановлена для проведения очередного капитального ремонта. Допускается увеличение межремонтного ресурса сверх нормативного при положительных результатах оценки фактического технического состояния энергоустановки.

Оптимальна разработка перспективного плана ремонта основного оборудования на 5 лет на основании проектов планов, представляемых энергообъектами.

Годовой план ремонта разрабатывается в соответствии с перспективным планом с учетом фактического технического состояния энергоустановок. При этом в годовой план ремонта могут быть внесены обоснованные изменения.

Годовой план ремонта оборудования устанавливает вид ремонта, календарное время вывода в ремонт, продолжительность ремонта и планируемый объем работ.

В плане ремонта указываются основные номенклатура и объемы сверхтиповых работ, а в случае совмещения работ по ремонту и техническому перевооружению указываются также основные объемы работ по техперевооружению.

В случаях, когда в период проведения капитальных, средних или текущих ремонтов возникает необходимость проведения сверхтиповых объемов ремонтных работ, требующих увеличения продолжительности ремонта энергоблоков или энергоустановок, энергообъект обязан подготовить материалы, обосновывающие это увеличение для рассмотрения энергокомпанией, в том числе:

- документы, обосновывающие необходимость выполнения сверхтиповых объемов ремонтных работ;

- номенклатуру и объемы сверхнормативных ремонтных работ;
- сетевую модель работ по критической зоне,
- расчет трудозатрат на выполнение сверхтиповых объемов ремонтных работ;
- чертежи общих видов оборудования и ремонтируемых узлов;
- проект производства работ для ремонта (при необходимости).

В случаях, когда на основании исследований фактического технического состояния энергоустановки необходим досрочный вывод оборудования в ремонт, следует подготовить материалы и документы это обосновывающее и представить их на рассмотрение энергокомпании.

Для обеспечения равномерной в течении года занятости ремонтного персонала при разработке планов рекомендуется предусматривать сроки выполнения:

- капитального ремонта резервного вспомогательного оборудования в периоды между капитальными ремонтами основного оборудования;
- капитального ремонта общестанционного оборудования, отключение которого не ограничивает рабочую мощность электростанции, в периоды между ремонтами основного оборудования.

Работы по модернизации и техническому перевооружению целесообразно планировать на период проведения капитальных и средних ремонтов, при наличии технической документации на эти работы и возможности обеспечения материалами, запасными частями и комплектующими.

Для обеспечения своевременной подготовки к ремонту предлагается следующий порядок и сроки разработки, согласования планов ремонта:

- перспективный план ремонта с укрупненным объемом работ разрабатывается энергокомпанией на основании проектов перспективных планов ремонта энергообъекта, представляемых за 15 месяцев (к 1 октября) до планируемого периода, и утверждается за 10 месяцев (к 1 марта) до начала планируемого периода;

- годовые и месячные планы ремонта оборудования разрабатываются энергокомпанией на основании проектов годовых планов ремонта энергообъекта в порядке и в сроки установленные «Регламентом формирования в ОАО «СО ЕЭС» годовых и месячных графиков ремонтов оборудования».

Годовые планы ремонта общестанционного и вспомогательного оборудования увязываются с годовым планом ремонта основного оборудования и утверждаются техническим руководителем энергообъекта не позднее 1 ноября.

В случае, когда ремонт этого оборудования связан с ограничением мощности, а также при ремонте оборудования, находящегося в оперативном ведении СО-ОДУ (ОАО «СО ЕЭС»), годовые планы ремонта такого оборудования утверждаются энергокомпанией после согласования его с СО-ОДУ (ОАО «СО ЕЭС») в порядке и сроки установленные для основного оборудования в соответствии с «Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».

Изменения планов (графиков) ремонта оборудования могут производиться по инициативе энергокомпании и ОАО «СО ЕЭС» только в исключительных случаях, когда отказ от изменения планов (графиков) может привести к недопустимому снижению надежности работы энергосистемы и качества электроэнергии, ограничению потребителей или при угрозе возникновения крупных повреждений оборудования. При этом ОАО «СО ЕЭС» имеет право переносить сроки плановых ремонтов не более чем на 6 месяцев.

Все изменения плана ремонта оборудования доводятся до сведения ремонтных предприятий, привлекаемых к ремонту.

Выбор подрядных организаций для выполнения ремонтных работ, предусмотренных годовыми планами ремонта, рекомендуется осуществлять с применением конкурентных процедур в соответствии с действующим в энергокомпании Положением о порядке проведения регламентированных закупок товаров, работ, услуг.

В соответствии с главой 25 части II Налогового Кодекса Российской Федерации затраты на проведение всех видов ремонтов основных

производственных фондов включаются в издержки производства продукции (работ, услуг) по соответствующим элементам затрат (материальным затратам, затратам на оплату труда и другим). За счет средств, выделяемых на ремонт, финансируются затраты на поддержание основных производственных фондов в исправном состоянии, в том числе:

- расходы на техническое обслуживание, проведение текущего, среднего и капитального ремонтов, включая затраты на демонтаж и монтаж ремонтируемого оборудования и транспортировку объектов ремонта;

- расходы по подготовке к ремонту и другие мероприятия, связанные с производством ремонта, включая затраты по разработке необходимой для ремонта технической документации, проведению испытаний и наладке оборудования;

- расходы по приобретению необходимых для ремонта запасных частей и материалов, инструмента и приспособлений и других средств и предметов труда, включая затраты по проведению их входного контроля, а также транспортно-заготовительные расходы.

Размер ремонтных затрат энергокомпании определяется как сумма ремонтных затрат энергообъектов, входящих в ее состав.

Для расчета величины затрат на ремонт рекомендуется методология, при которой размер финансовых средств на техническое обслуживание и плановые ремонты (текущий, средний, капитальный) определяется на основании «Нормативов затрат, в процентах от балансовой стоимости конкретных и видов основных средств» СО 34.20.611-2003.

Формирование величины затрат на выполнение сверхтиповых ремонтных работ рекомендуется производить в соответствии с «Методическими рекомендациями по формированию и согласованию величины затрат на выполнение сверхтиповых работ по ремонту энергооборудования, зданий и сооружений электростанций» СО 34.20.610-2003.

К затратам на выполнение сверхтиповых ремонтных работ относятся затраты на работы выполняемые на основании:

- предписаний органов Государственного надзора;

- предписаний Росэнергонадзора;
- противоаварийных и эксплуатационных циркуляров;
- писем заводов-изготовителей;
- работы, выполняемые на основании заключений лаборатории металлов или актов о техническом состоянии оборудования, подтвержденных экспертной специализированной научно-исследовательской или проектно-технологической организацией, в т.ч. работы по поддержанию в работоспособном состоянии и обеспечению продления эксплуатации основных средств электростанций, имеющих значительный физический износ.

По каждому объекту выполнения сверхтиповых ремонтных работ должны быть сформированы необходимые обосновывающие документы, подтверждающие величину затрат, в следующем составе:

- обоснование необходимости производства работ (заключение, предписание, приказы и т.д.);
- проектная и (или) техническая документация, подтверждающая объемы и номенклатуру работ;
- смета или калькуляция на выполнение работ;
- договора и (или) прайс-листы поставщиков и заводов-изготовителей, подтверждающие стоимость используемых материалов, запасных частей комплектующих изделий.

По итогам ремонтной деятельности наряду с анализом рациональности использования финансовых средств на ремонт рекомендуется проводить анализ эффективности ремонтной деятельности и достигнутых (полученных) в результате проведенных ремонтов технико-экономических показателей.

Для получения объективных результатов по эффективности ремонта целесообразно анализировать следующие показатели:

- общие затраты на ремонт;
- удельные затраты на ремонт;
- количество и продолжительность внеплановых остановов, аварий в межремонтный период;

- удельные расходы топлива;
- изменение уровня технико-экономических показателей отремонтированного оборудования;
- изменение объемов вредных выбросов в атмосферу;
- изменение продолжительности межремонтного ресурса.

В мировой практике стратегия технического обслуживания и ремонта изменялась по мере совершенствования методов диагностирования и прогнозирования изменения технического состояния элементов, оборудования и технических систем, а также совершенствование программного обеспечения. Новейшей стратегией технического обслуживания и ремонта электростанций является **система ремонта по техническому состоянию**. Она направлена на обеспечение работоспособности энергообъектов путем проведения технического обслуживания и ремонта, объемы и сроки которого определяется на основании систематического контроля:

- параметров функционирования технических систем электростанций
- фактического технического состоянием энергоагрегатов и их элементов.

Фактические данные о техническом состоянии энергообъекта сопоставляются с вероятностной оценкой возникновения отказов, вызванных изменением технического состояния энергообъектов.

Разработчиком и патентообладателем такой системы является Институт электроэнергетики США EPRI.

Применение такой системы технического обслуживания в практике отечественной электроэнергетики является, несомненно, перспективным, однако для перехода к ней требуется:

- оснащение энергообъектов соответствующими системами технической диагностики
- разработки программного обеспечения и методологии, позволяющей спрогнозировать изменение технического состояния, определить его критическое значение, сформировать соответствующий рекомендации по срокам и объемам

ремонтных работ , которые необходимо выполнить для обеспечения работоспособности (безотказности) энергообъекта.

Требуется также создание и согласование новых нормативных документов, регламентирующих вопросы проведения технического обслуживания и ремонта. При этом следует учитывать, что в электроэнергетике наряду с требованиями надежности необходимо соблюдать также и требования к обеспечению безопасности энергопроизводства.

В российской энергетике в направлении к переходу к ремонту по техническому состоянию сделаны лишь первые шаги:

- создана методика оценки состояния основного оборудования ТЭС (СТО ОАО РАО "ЕЭС России" 17330282.27.01–2006);
- внедрены отдельные локальные диагностические системы, которые разрабатывались применительно к контролю функционирования некоторых типов энергоустановок, и интегрированы в АСУ ТП энергоблоков;
- созданы и применяются в электроэнергетике системы контроля технического состояния энергоагрегатов и их отдельных элементов, например, на основе анализа вибросостояния.

В дальнейшем для перехода к ремонту по техническому состоянию необходима разработка и внедрение комплексных автоматизированных систем диагностики на первом этапе по наиболее значимым элементам энергоустановок с последующим расширением объектов диагностики. Одновременно требуется разработать основополагающие документы ремонтного обслуживания по техническому состоянию.

Критерии значимости элементов составных частей энергоблоков должны будут определяться на основе анализа потенциальных издержек и упущенной выгоды, возникающих при вероятных аварийных ситуациях.

Переход к ремонту по техническому состоянию может существенно снизить сроки проведения ремонтных работ и затраты на них, повысить надёжность работы энергообъектов. Учитывая, что значительная часть оборудования энергообъектов типизирована, при разработки системы ремонта по техническому состоянию

целесообразна консолидация заказа на эту важнейшую для электроэнергетики программу.

11.6 Управление инновациями

11.6.1. Интеллектуальная деятельность, ее учет и оценка

В электроэнергетике значительные средства направлялись и направляются на создание как материально-технической базы электроэнергетики, так и на интеллектуальную деятельность. Внедрение технических и организационно-управленческих инноваций позитивно влияет на технологию производства и экономику энергокомпаний. Определенную роль для улучшения финансового положения энергокомпаний и повышения их капитализации может играть учет ранее созданных **результатов интеллектуальной деятельности (РИД)** как нематериальных активов (НМА), их коммерческое использование.

РИД можно условно разделить на несколько категорий.

Объекты интеллектуальной собственности (ОИС) – результаты интеллектуального труда, создаваемые в процессе научной, проектной и производственной деятельности, включая базы данных и программы для ЭВМ, защищенные охранными документами. Их отличительными признаками является наличие документального подтверждения их существования и права на использование (в виде патентов, свидетельств, лицензий, договоров) и возможность учета в балансе компании напрямую в виде нематериальных активов. Данные РИД могут создавать новую собственность напрямую и использоваться в

гражданско-правовом обороте для создания новых и улучшения существующих продуктов и услуг, снижения издержек и т.д.

РИД, существование которых может быть подтверждено документально, и отражено на балансе предприятия в качестве НМА по действующим в РФ правилам бухгалтерского учета только в случае купли-продажи компании: «деловая репутация» (гудвилл), оцениваемая как разница между стоимостью компании как единого целого и стоимостью ее активов и обязательств. Указанная категория РИД представляет собой интеллектуальный капитал, состоящий из:

- организационного капитала – выражающего ценность организационной структуры и качества управления компанией;
- человеческого капитала, включающего в себя квалификацию, опыт, знания и творческие способности персонала и руководителей;
- социального капитала – качества отношений как внутри компании, так и вовне – системы отношений с поставщиками, потребителями, обществом в целом.

РИД, имеющие потенциальную коммерческую ценность в рыночном обороте в силу неизвестности их другим лицам: ноу-хау, научная, техническая, производственная информация.

Использование имеющихся РИД и совершенствование инновационной деятельности позволяет обеспечить:

- рост капитализации – за счет организации учета результатов интеллектуальной деятельности в качестве нематериальных активов;

- дополнительные доходы – за счет коммерческого использования принадлежащих компаниям результатов интеллектуальной деятельности;
- рост производственно-экономической эффективности – за счет внедрения приобретенных или разработанных производственно-технических и организационно-управленческих инноваций.

Каждое из этих направлений имеет свою схему реализации.

Так, рост капитализации компании достигается путем перевода РИД в НМА. Для этого необходимо проведение соответствующей экспертизы РИД, оформление прав на РИД как на объект интеллектуальной собственности и последующая постановка на учет как НМА (см. рис. 11.6.1)

**Схема организации учёта РИД как нематериальных активов
(для роста капитализации компании)**

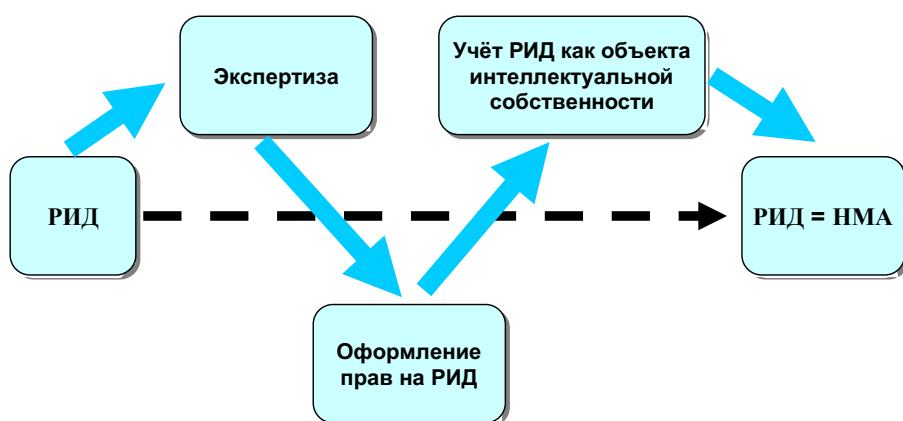


Рис. 11.6.1

Однако при учете РИД как НМА существуют риски:

- возникновения негативных налоговых последствий (если НМА не приносят дохода, амортизация РИД не будет признана расходом для целей исчисления налога на прибыль),
- возникновения разногласий с потенциальными инвесторами в связи с неоднозначностью подходов к оценке стоимости РИД.

Вероятность получения значимых результатов только от учета ранее созданных РИД (введения их в гражданско-правовой оборот как НМА) весьма невелика — по существу они уже учтены в реальной рыночной стоимости энергокомпаний. Получение дополнительных доходов от коммерческого использования имеющихся РИД начинается с анализа имеющихся РИД, маркетинговых исследований для определения потенциального спроса на них, проведение «предпродажной подготовки», вывода РИД на рынок, определение условий и оформление договорных отношений на использование РИД сторонними организациями (см. рис. 11.6.2).

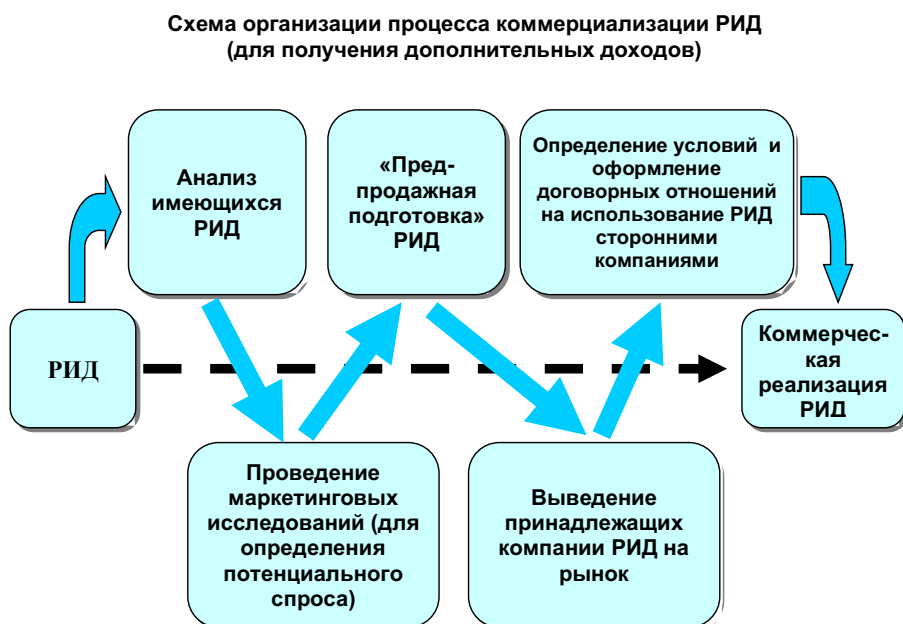


Рис. 11.6.2

В электроэнергетике тиражирование имеющихся инноваций является актуальным в силу наличия большого количества типизированного оборудования, идентичных технологических и управленческих процессов. Однако, в условиях реформирования электроэнергетики, с учетом активно проводимого технического перевооружения энергообъектов, организационно-структурных изменений и смены собственников, созданные ранее РИД могут оказаться невостребованными. Кроме того, по некоторым РИД затраты на их создание, оценку и юридическую защиту могут превысить потенциальную выгоду. Поэтому принятие решений как по постановке РИД на учёт в виде НМА, так и решений о коммерческом использовании ранее созданных РИД в каждом случае должно основываться на

сопоставлении потенциальных выгод и затрат. Этим целям призван служить инновационный аудит.

Основные этапы проведения инновационного аудита:

Этап	Результат
1. Инвентаризация	Реестр РИД
2. Структурирование	Структурированный перечень по видам РИД (ИС, ноу-хау и др.)
3. Проведение оценки стоимости РИД	Оцененный РИД
4. Анализ возможности использования РИД (по видам) и потенциального результата	Оценка доходов от использования РИД
5. Определение механизмов и инструментов использования РИД (патентование, защита ноу-хау и др.)	Оценка расходов на использование РИД
6. Сопоставление потенциальных результатов использования РИД с затратами на получение результата	Принятие решения об использовании РИД

Несомненно, наибольший потенциал повышения эффективности деятельности энергокомпаний заложен в разработке и внедрении инноваций – как производственно-технологических, так и организационно-управленческих (см. рис. 11.6.3).

**Схема организации процесса разработки и внедрения инноваций
(для повышения производственной эффективности)**

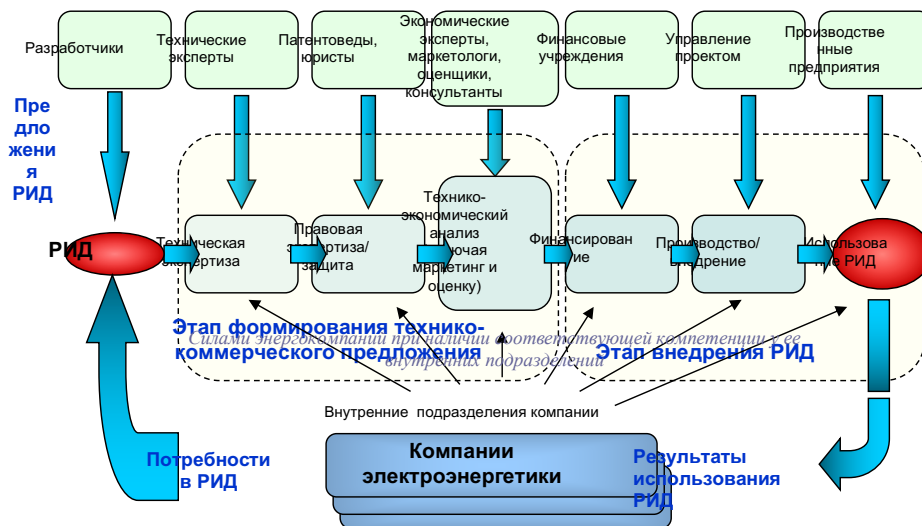


Рис. 11.6.3

На первом этапе предполагается выявление интересов энергокомпаний как пользователей инноваций и изучение предложений разработчиков (правообладателей) инноваций. По востребованным инновациям должна быть проведена техническая и правовая экспертиза, а также технико-экономический анализ, включающий в себя маркетинг и оценку. Вышеперечисленное можно отнести к этапу формирования технико-коммерческого предложения по данной инновации. На этапе внедрения решается вопрос финансирования, которое может осуществляться финансовыми институтами (венчурными фондами, банками, инвестиционными компаниями), а также потенциальными пользователями инноваций (например, энергокомпаниями). В этом случае у энергокомпаний возникает право собственности на инновацию, возможность ее учета как НМА и

последующего коммерческого использования. После решения вопроса финансирования организуется производство и внедрение.

Реализация любой из вышеописанных схем предполагает оценку эффективности инновационных проектов.

Инновационные проекты должны оцениваться на основе общих принципов оценки эффективности инвестиционных проектов (см. гл. 11.4). При этом необходимо учитывать, что инновационные проекты, как правило, являются высокорисковыми, и в этой связи требуют специального анализа рисков. Одним из подходов к оценке рисков инновационных проектов является введение поправок на риск с учетом:

- реального состояния инновационной деятельности в энергокомпаниях;
- реально существующих проблем и сложностей;
- «узких мест» для определения приоритетного направления инноваций;
- возможностей по учёту РИД как НМА;
- возможностей по коммерческому использованию имеющихся в компании РИД.

Как следует из приведенных выше схем, для эффективной инновационной деятельности необходимо участие в ней организаций (специалистов) различного профиля (технических экспертов, оценщиков, патентоведов, специалистов по управлению проектами и т.д.). При этом, все участники инновационной деятельности должны действовать согласованно, не создавая узких мест и препятствий на всём цикле инновационного процесса: от проведения научных

исследований и разработок до создания, освоения производства и вывода на рынок новой наукоемкой продукции.

11.6.2. Организационные структуры в инновационной сфере

Для организации эффективной инновационной деятельности необходимо создание полноценной инфраструктуры, обеспечивающей все этапы инновационного процесса.

Ведение инновационной деятельности и выход на рынок инноваций может осуществляться энергокомпаниями самостоятельно при наличии в их составе структур, имеющих необходимую компетенцию, а также может быть передано на аутсорсинг специализированным инновационным компаниям. За рубежом к организации инновационной деятельности, как правило, привлекают специализированные компании. Их работа строится следующим образом:

- инновационные компании проводят изучение потенциального спроса и направлений инноваций, мониторинг изобретений, открытий, разработок и т.д.;
- поскольку разработчики, как правило, не имеют должного опыта и ресурсов для внедрения своих разработок, инновационные компании получают (покупают) и в дальнейшем закрепляют за собой права (полностью или частично) на использование разработки;
- используя собственные финансовые ресурсы или привлекая инвестиции (в т.ч. венчурные), инновационные компании организуют производство инновационного товара, услуги или создание новой технологии;

- после получения первых, наиболее выгодных результатов, но на стадии, когда еще существует перспектива развития этого бизнеса, инновационные компании продают это производство, как правило, вместе с правами на использование разработки.

Таким образом, выстраивается инновационный процесс, который через рыночные механизмы приводит к внедрению передовых технологий, современного оборудования и материалов, образует новые товары, услуги и рабочие места.

Примером эффективной организации инновационной деятельности в электроэнергетике может служить Электроэнергетический научно-исследовательский институт (Electric Power Research Institute – EPRI), который был создан в 1972 г. в США в виде некоммерческой организации.

Цель создания EPRI состояла в организации научных исследований и реализации программ развития в области производства, передачи и распределения электроэнергии. Деятельность EPRI включает в себя оценку направлений технологического развития как в краткосрочной, так и долгосрочной перспективе и потребностей в научно-исследовательских разработках, создание на основе этих оценок подробных планов исследовательских работ, приоритетное ранжирование проектов и соответствующее распределение фондов, реализацию принятых программ и проектов управление ими (причем эти проекты, как правило, выполняются независимыми подрядчиками), а также интегрирование и распространение накапливаемой технической информации.

В связи с тем, что EPRI является некоммерческой организацией, параллельно была создана специальная дочерняя компания EPRI Solutions, Inc., которая имеет

статус обычного ориентированного на прибыль предприятия для продвижения и коммерциализации инновационных технологий в области электроэнергетики.

В развитии потенциала головной компании, EPRI Solutions предлагает на коммерческой основе эффективные технологии по сопровождению деятельности энергообъектов, которые способны снизить издержки, а также обеспечить развитие и повышение эффективности бизнеса за счёт внедряемых инноваций.

Данная схема применима и для электроэнергетики России, поскольку здесь есть платежеспособный приобретатель в лице энергокомпаний, заинтересованных в улучшении результатов деятельности и получении конкурентных преимуществ на рынке электротеплоэнергии, и потенциальные разработчики или правообладатели инноваций в области электроэнергетики.

Опыт EPRI в определенной мере использован в электроэнергетике России при создании некоммерческого партнерства «Инновации в электроэнергетике» (НП «ИНВЭЛ»). Основная бизнес-идея создания НП «ИНВЭЛ» базировалась на предполагаемой востребованности инноваций несколькими энергокомпаниями, имеющими аналогичное оборудование и/или идентичные производственно-технологические и организационно-управленческие процессы. Одной из главных задач НП «ИНВЭЛ» является объединение участников для долевого финансирования конкретных инновационных проектов, в том числе и крупномасштабных. При этом достигаются следующие цели:

- привлечение заказчиков к совместному формированию заказов на инновации;

- снижение затрат и уменьшение рисков каждого из заказчиков за счет организации пулов участников по финансированию конкретного проекта;

На основе анализа рынка, НП ИНВЭЛ:

- обобщает потребности энергокомпаний в инновациях,
- формирует консолидированный заказ,
- выбирает на конкурентной основе разработчиков,
- обеспечивает организацию процесса (привлечение экспертов, соразработчиков и т.п.)
- обеспечивает финансирование (в т.ч. и с привлечением сторонних инвесторов),
- осуществляют управление правами собственности на разработки.

Одним из инструментов реализации инновационных проектов является венчурное инвестирование, эффективность которого подтверждена мировой практикой.

Венчурный* бизнес, зародившийся в середине 50-х годов (США, Силиконовая долина), зарекомендовал себя как один наиболее действенных инструментов поддержки и развития реального сектора экономики.

Венчурное инвестирование представляет собой важный источник внебюджетного финансирования научных исследований, прикладных разработок и инновационной деятельности. Средства венчурных инвесторов вкладываются в

* Название «венчурный» происходит от английского «venture» – «рискованное предприятие или начинание».

основном в уставный капитал предприятий, ориентированных, как правило, на развитие новых технологий или создание инновационных продуктов.

Венчурные инвесторы, как правило, не заинтересованы в распределении прибыли в виде дивидендов, а предпочитают всю полученную, прибыль реинвестировать в инновационный бизнес.

Следует отметить, что финансирование инновационных проектов наряду с венчурными фондами и другими инвесторами может также осуществляться и самими энергокомпаниями, заинтересованными в инновациях. В этом случае энергокомпания становится владельцем (совладельцем) прав на инновацию и получает возможность учитывать ее как нематериальный актив, а в перспективе осуществлять ее коммерческое использование. В электроэнергетическом комплексе это весьма актуально, так как существует возможность достаточно точного прогноза спроса на инновации, масштаб их тиражирования.

Формирование инновационной инфраструктуры и обслуживание процесса (от идеи до практического внедрения и получения бизнес-результата) обуславливает необходимость объединения участников инновационного процесса в рамках единого информационно-коммуникационного пространства.

11.6.3. Формирование рынка инноваций и интеллектуальных ресурсов на основе IT-технологий.

В условиях рыночной экономики инициатором и главным интересантом совершенствования инновационной деятельности становится бизнес-сообщество.

Лишь в этом случае появляется возможность обеспечить максимально эффективное использование ресурсов на разработку и внедрение инноваций и получить наибольшую отдачу от их внедрения. Для этого требуется организация эффективного взаимодействия всех участников инновационной деятельности. Задачу организации взаимодействия всех участников инновационного процесса призван решить высокоорганизованный, максимально информативный и прозрачный **Рынок Инноваций и интеллектуальной собственности (ИС)**.

Рынок инноваций и ИС предполагает:

- создание единого информационно-коммуникационного, а в перспективе и торгового пространства, рамках которого, с одной стороны представляется спрос на инновации, с другой стороны – предложения разработчиков и правообладателей инноваций;

- организацию широкого спектра сервисов, обеспечивающих инновационную деятельность и повышающих её эффективность.

Таким образом, потенциальными участниками рынка инноваций являются:

- потребители инноваций – компании электроэнергетики; организации, работающие в смежных отраслях; инновационные компании;

- поставщики (правообладатели) инноваций – научно-исследовательские организации энергетики; нии смежных отраслей; компании электроэнергетики и других отраслей (коммерциализация рид); малые предприятия; индивидуальные разработчики;

- поставщики услуг в сфере – научно-технической экспертизы, маркетинга,

технико-экономического обоснования, оценки, оформления и защиты прав интеллектуальной собственности, управления проектами, организации финансирования.

Современный рынок должен основываться на современных IT-технологиях. В электроэнергетике для того может быть использована информационно-аналитическая система «B2B-Интехно» (см. 11.3.2), позволяющая объединить участников инновационного процесса и обеспечить их рядом сервисов, направленных на повышение эффективности их работы. Площадка «B2B-интехно» представляет собой интернет-портал, содержащий в структурированной форме сведения о существующих и перспективных инновациях, разработчиках и других участниках инновационной деятельности, о торговых процедурах, и предоставляющий им широкие возможности для организации коммуникаций между участниками. Система интегрирована с уже действующими B2B-Системами, обслуживающими различные сектора экономики, что позволяет связать разработчиков и правообладателей инноваций с их потенциальными потребителями отраслей.

Система работает на базе электронной версии общероссийского классификатора товаров и услуг и не имеет ограниченной по номенклатуре. В рамках системы поддерживается ряд взаимосвязанных и взаимодополняющих функций (см. рис.11.6.4):

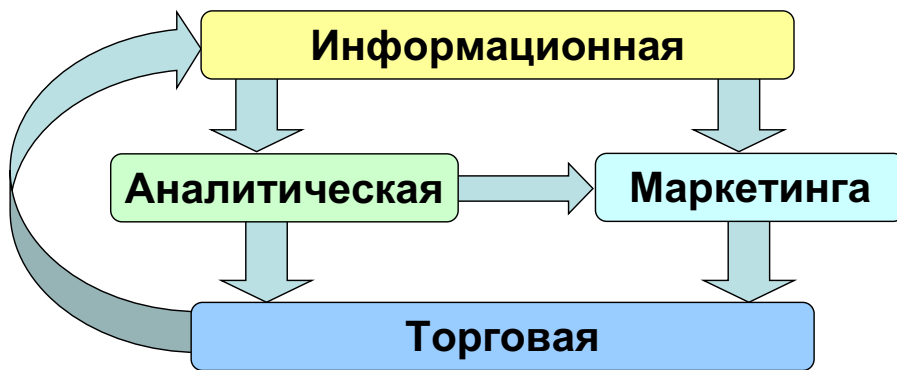


Рис. 11.6.4. Функции Системы «B2B-Интехно»

информационная – в рамках Системы поддерживается информация об организациях-участниках Рынка инноваций; о предлагаемых и требуемых инновациях; о новых разработках и передовых технологиях; о действующих нормативно-технических документах; о проводимых торгах;

аналитическая – на основе архивируемой в Системе информации возможно проведение анализа рынка инноваций и предлагаемых сервисов;

маркетинга – через систему автоматизированного поиска Участники «Рынка» могут получить информацию об инновациях и услугах по обеспечению инновационного процесса, а также осуществлять поиск интересных по предлагаемым инновациям и услугам;

торговая – участники Системы, получив информацию о потенциальных партнерах и проведя ее анализ, имеют возможность организовать электронную торговлю ОИС и услугами по организации инновационного процесса.

Основой функционирования «B2B-интехно» является база данных, содержащая информацию об инновациях в структурированном и формализованном

виде. Она, в частности, содержит Паспорта Инноваций, что делает возможным автоматизированный поиск по таким критериям, как степень развития инноваций (стадия жизненного цикла), область применения инноваций (вплоть до конкретной категории классификатора продукции и услуг), характер положительного эффекта от применения инноваций, потребности в сервисах и т.д. База данных создается на основе информации, которую размещают в системе разработчики или их представители и т.д. В последующем эта информация используется как потребителями, так и организациями, предоставляющими сервисные и иные, в т.ч. финансовые услуги.

Паспорт инноваций содержит следующие основные компоненты:

- данные об Инновации – краткое описание Инновации, тип Инновации (характер положительного эффекта, например: безопасность, качество, надежность, производительность, сроки эксплуатации (долговечность), экология);
- текущая стадия развития Инновации (например, нулевой цикл - «стадия идеи»; наличие экспертной оценки; наличие правовой экспертизы и защиты на уровне лицензионного соглашения, ноу-хау, полученного патента; наличие финансирования; наличие внедрения на уровне промышленного образца, опытного производства, серийного производства);
- Услуги, востребованные организацией, разместившей паспорт (для продвижения данной Инновации), например, техническая экспертиза, экономическая экспертиза, подготовка проекта/бизнес-плана, правовая экспертиза/защита, инвестор (венчурная компания, партнер), кредит (финансирование на возмездной основе), партнерство в сфере

производства/внедрения.

В рамках Рынка инноваций его участники имеют возможность проводить поиск потенциальных контрагентов, вступать в контакт, обмениваться предложениями, проводить торги, заключать сделки. При этом важно отметить, что торговля инновациями с технической точки зрения не имеет принципиальных отличий от торговли любыми другими товарами или услугами, что дает возможность при проведении торгов использовать как торговый функционал «B2B-Интехно», так и любой другой интегрированной B2B-Системы (рис. 11.6.5).

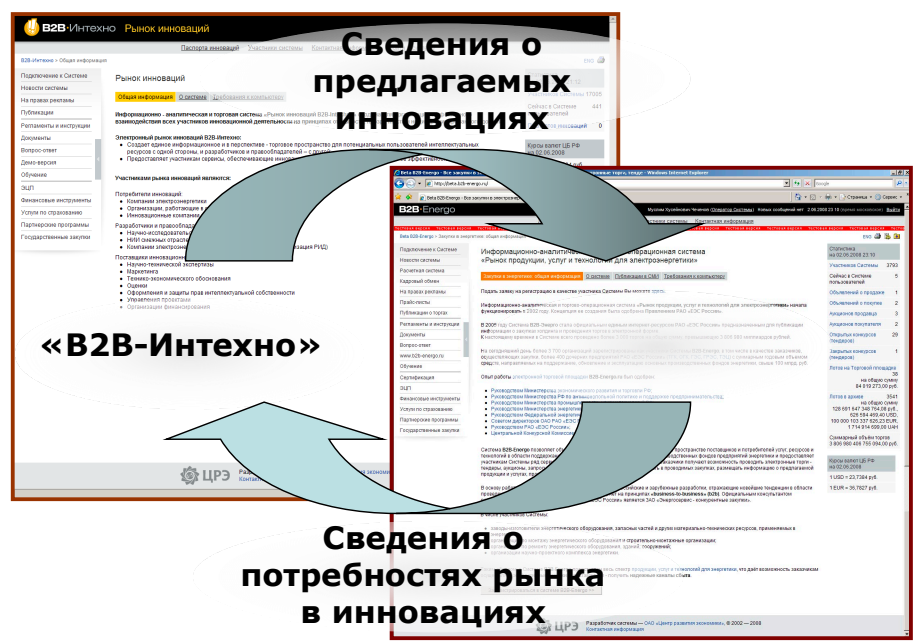


Рис. 11.6.5. Схема организации взаимодействия между «B2B-Интехно» и другими B2B-Системами

Формирование Рынка инноваций на основе современных информационных технологий – важнейшее условие обеспечения инновационного процесса.

Для повышения эффективности инновационной деятельности в электроэнергетике необходимо создание соответствующих структур внутри энергокомпаний или привлечение консультантов (инновационных компаний) для ведения инновационной деятельности. Важным также является организация системы мотивации сотрудников компании за положительные результаты инновационной деятельности и подготовка специалистов в данной области.

Развитие инновационной деятельности обеспечивает энергокомпаниям:

- повышения уровня организации энергопроизводства;
- снижение издержек;
- рост капитализации компании;
- рост конкурентоспособности;
- улучшение защиты окружающей среды;
- повышение уровня надёжности и безопасности.

11.7. Техническое регулирование в электроэнергетике и управление качеством

11.7.1. Закон «О техническом регулировании» и его применение в электроэнергетике.

Принятие закона "О техническом регулировании" кардинально изменило всю систему принятия и применения технических требований к продукции и

связанными с ними процессами производства. Закон предусматривает государственное регулирование только в сфере безопасности. Качество, свойства, характеристики, конструкция становятся категориями рыночными.

Обязательные минимальные требования по безопасности устанавливаются только **техническими регламентами**, которые принимаются законодательными актами, в целях:

- защиты жизни и здоровья граждан;
- защиты имущества физических и юридических лиц;
- охраны окружающей среды;
- предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей.

Принятие технических регламентов в других целях не допускается.

Механизм разработки технических регламентов демократичный и гласный. В соответствии с Законом, разработчиком проекта технического регламента может быть любое лицо. Законом также предусмотрены публикация уведомления о разработке проекта технического регламента и самого проекта, его публичное обсуждение и учет при разработке окончательного варианта представленных замечаний.

Экспертиза проектов технических регламентов осуществляется компетентными экспертными комиссиями, в состав которых должны входить представители федеральных органов исполнительной власти, научных организаций, саморегулируемых организаций, общественных объединений предпринимателей и потребителей. Технические регламенты вводятся в действие Законом, принимаемым Федеральным Собранием РФ.

Для обеспечения практического применения норм и требований технических регламентов, повышения уровня безопасности относительно требований технических регламентов, а также для реализации научно-технической политики, рационального использования ресурсов, технологической и информационной совместимости, сопоставления результатов исследований (испытаний) измерений осуществляется стандартизация.

Стандарт – это документ, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг (ст. 2 Закона «О техническом регулировании» № 184-ФЗ от 27.12.2002 года). Законом предусматривается разработка и принятие национальных стандартов, сводов правил и стандартов организаций. При этом процедура принятия национальных стандартов предполагает их публичное обсуждение.

Национальные стандарты поддерживают технические регламенты, они также являются доказательной базой для определения соответствия требованиям технических регламентов. При отсутствии национальных стандартов в целях поддержания технических регламентов применяются своды правил. Наряду с этим национальные стандарты:

- устанавливают отношения между участниками технического регулирования различных отраслей экономики;
- включают в себя как нормы и требования, содержащиеся в технических регламентах, так и нормы и требования стандартов организаций, которые носят межотраслевой характер и целесообразны к применению в различных отраслях экономики (Рис 11.7.1).

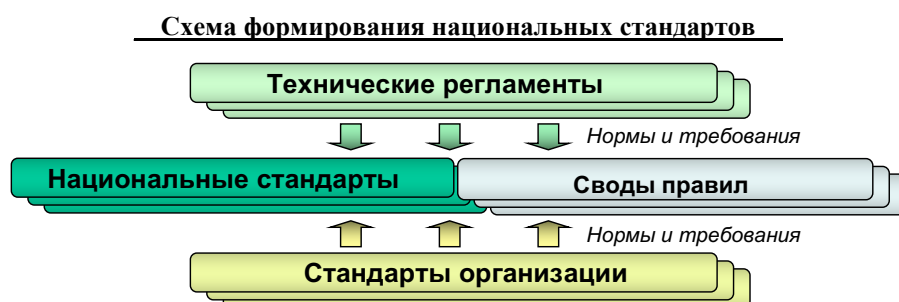


Рис.11.7.1

Стандарты организаций разрабатываются для совершенствования производства и обеспечения качества продукции, выполнения работ и оказания услуг. Они принимаются на добровольной основе и становятся обязательными к применению в конкретной организации лишь после их принятия как Стандарта данной организации. Ранее действовавшие как обязательные государственные стандарты (ГОСТы) остаются обязательными к исполнению *только* в части содержащихся в них требований по безопасности и до момента принятия соответствующих технических регламентов.

Неотъемлемой частью системы технического регулирования является **подтверждение соответствия**, т.е. документальное удостоверение соответствия продукции или процессов требованиям технических регламентов, положениям стандартов или условиям договоров (глава 4 Закона «О техническом регулировании» № 184-ФЗ от 27.12.2002 года).

Система технического регулирования в электроэнергетике, базирующаяся на вступившем в силу в июле 2003 года Законе «О техническом регулировании» (№ 184-ФЗ от 27.12.2002 года), направлена на:

- обеспечение безопасности и системной надежности;
- практическую реализацию технической политики;
- повышение эффективности энергопроизводства.

Основой новой системы технического регулирования является ее нормативная база. Существующая база нормативно-технической документации (НТД) вобрала в себя многолетний опыт функционирования электроэнергетического комплекса. Однако, как показал анализ, она стала в определенной мере тормозом на пути эффективного развития отрасли по следующим причинам:

- существенная доля норм и требований, содержащихся в существующих документах, морально устарела и нуждается в актуализации;
- содержащиеся в документах нормы и требования нередко являются излишними или недостаточными для определенного типа энергообъектов;

- значительное количество документов содержит в себе как требования, относящиеся к безопасности, так и иные нормы и требования, что не соответствует Закону «О техническом регулировании»;

- большая часть документов существует на бумажных носителях и не структурирована, что делает работу с ними крайне затруднительной.

Вышеизложенное предопределило необходимость создания новой нормативной базы технического регулирования в электроэнергетике, основные принципы которой следующие:

- обеспечение преемственности существующей и вновь создаваемой нормативной базы;

- переход от функционального к «адресному» принципу построения нормативной базы, т.е. создание документов, которые содержат нормы и требования, касающиеся только данного вида энергообъектов;

- гармонизация и взаимоувязка документов в рамках создаваемой системы технического регулирования в целях получения оптимальных результатов для электроэнергетики в целом и для каждого ее объекта в частности;

- оценка экономических последствий выполнения (невыполнения) содержащихся в документах технического регулирования норм и требований.

Создание новой нормативной базы технического регулирования в электроэнергетике и взаимоувязка входящих в неё нормативных документов, осуществляется на основе системного подхода, что позволяет:

- избежать дублирования, разночтений и противоречий в создаваемых документах;

- оптимизировать затраты за счет актуализации норм и требований, а также за счет правильного распределения требований между объектами технического регулирования и между стадиями жизненного цикла.

К настоящему времени принята следующая **структура нормативно-правовой базы технического регулирования в электроэнергетике:**

Технические регламенты	Утверждаются как законодательные акты РФ
Национальные стандарты	Утверждаются Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии
Своды правил	Утверждаются Федеральными органами исполнительной власти
Стандарты организации	Утверждаются Решением Руководства Организации (юридические лица)
Инструкции, правила и др., создаваемые для каждого конкретного объекта энергетики или конкретного технологического процесса	Утверждаются приказом Руководителя энергообъекта

Как было сказано выше, технические регламенты устанавливают минимально необходимые, но исчерпывающие требования, обеспечивающие все виды безопасности, в том числе:

- Безопасность излучений;
- Биологическую безопасность;
- Взрывобезопасность;
- Механическую безопасность;
- Пожарную безопасность;
- Промышленную безопасность;
- Термическую безопасность;

- Химическую безопасность;
- Электрическую безопасность;
- Ядерную и радиационную безопасность;
- Электромагнитную совместимость.

Федеральным Законом от 01.05.2007 №65-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный Закон «О техническом регулировании»» определен **перечень первоочередных технических регламентов**, которые должны быть разработаны до 01.01.2010 года и приняты в форме Федерального Закона, в том числе непосредственно относящиеся к электроэнергетике:

- О безопасности электрических станций и сетей (аналог Европейской директивы);
- О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением;
- О безопасности низковольтного оборудования;
- О безопасности зданий и сооружений.

Перечень технических регламентов не является исчерпывающим, в связи с этим в настоящее время дополнительно инициируется разработка трех технических регламентов:

- «О безопасности электроустановок»;
- «О безопасности технологических систем и оборудования электрических станций, котельных и тепловых сетей»;
- «О безопасности гидротехнических сооружений электростанций».

Одновременно с утверждением технических регламентов утверждается и **перечень национальных стандартов**, поддерживающих данный технический регламент. Программу разработки национальных стандартов формирует и утверждает Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии («Ростехрегулирование»), а сводов правил - органы исполнительной власти (ст. 16 Закона «О техническом регулировании» № 184-ФЗ от 27.12.2002 года). В настоящее время разрабатываются пакет первоочередных национальных стандартов, поддерживающих вышеназванные технические регламенты.

Перечень стандартов организации, входящих в нормативную базу технического регулирования в электроэнергетике, включает в себя более 200 документов по 11 основным видам энергообъектов:

- тепловые электростанции;
- дизельные и газопоршневые электростанции;
- электрические станции на нетрадиционных источниках энергии;
- гидроэлектростанции;
- системы теплоснабжения;
- единая энергосистема России;
- электрические сети;
- подстанции и распределительные устройства;
- линии электропередачи;
- системы диспетчерского управления;
- системы внешнего энергоснабжения.

В базовом варианте по каждому виду энергообъекта создаются комплекты стандартов, состоящие из 5 основополагающих документов (рис. 11.7.2):

Стандарты организаций – объектов Т.Р. в электроэнергетике



Рис 11.7.2

Так, например, выглядит в «модельном» варианте система стандартов для гидроэлектростанций:

- «Гидроэлектрические станции. Техническое регулирование. Условия создания. Нормы и требования»;
- «Гидроэлектрические станции. Техническое регулирование. Условия поставки. Нормы и требования»;
- «Гидроэлектрические станции. Техническое регулирование. Условия предоставления продукции. Нормы и требования»;
- «Гидроэлектрические станции. Техническое регулирование. Охрана труда и техника безопасности. Нормы и требования»;
- «Гидроэлектрические станции. Техническое регулирование. Организация производственных процессов. Нормы и требования».

При создании системы стандартов организаций, в целях разработки более адресных документов, сложные энергетические объекты (например, тепловые электростанции, гидроэлектростанции и др.) дополнительно разделены на отдельные технические системы, для которых так же создавались пакеты стандартов организации в соответствии с вышеизложенным подходом. С учётом этого для гидроэнергетики, например, комплект стандартов организации включает в себя 23 документа.

Как было сказано выше, вновь созданные документы должны иметь экономическое обоснование, предполагающее совокупную оценку затрат на выполнение норм и требований технического регламента или стандарта и оценки потенциального ущерба, который может возникнуть при невыполнении указанных требований. Содержащиеся в стандартах нормы и требования должны быть гармонизированы с соответствующими нормами и требованиями международных стандартов.

После экспертизы, согласования и утверждения, стандарты организаций размещаются в Фонде вновь созданных нормативных документов.

11.7.2. Практика стандартизации в электроэнергетике.

Основой для создания новой нормативной базы стали действующие в электроэнергетике нормативно-технические документы. Однако, как уже было сказано выше, в них содержались, как требования по безопасности, так и требования к качеству, свойствам, характеристикам, конструкции. Кроме того ряд содержащихся в них требований был избыточен или недостаточен, либо потерял актуальность. В связи с этим, для создания новой нормативной базы была применена следующая технология:

- перевод существующих документов в цифровую форму и создание базы данных существующих нормативных документов;
- «распаковку» НТД на отдельные требования и создание базы данных норм и требований;
- актуализацию норм и требований, содержащихся в существующих НТД;
- создание, на основе актуальных норм и требований, стандартов организаций, соответствующих Федеральному закону «О техническом регулировании», содержащих нормы и требования, которые учитывают современные потребности и возможности предприятий отрасли и основные положения технической политики в электроэнергетике, отвечающих вышеописанной архитектуре системе

Для эффективной работы по созданию новой нормативной базы технического регулирования разработан порядок, предусматривающий:

- формирование лотов по разработке групп стандартов, относящихся к различным типам энергообъектов (ТЭС, ГЭС, и т.д.);
- формирование технических заданий на лоты;
- выбор на каждый лот ответственного исполнителя, который выбирает соисполнителей на разработку отдельных входящих в группу стандартов, формирует ТЗ на каждый входящий в группу стандарт, проводит гармонизацию стандартов внутри группы;

- окончательное формирование и структурирование системы, а также гармонизация между отдельными группами стандартов осуществляется организацией, ответственной за методологию;
- гармонизация с международными стандартами.

Схема организация приемки работ предусматривает многоуровневый контроль за содержанием, форматом разрабатываемых документов (рис.11.7.3).



Рис. 11.7.3

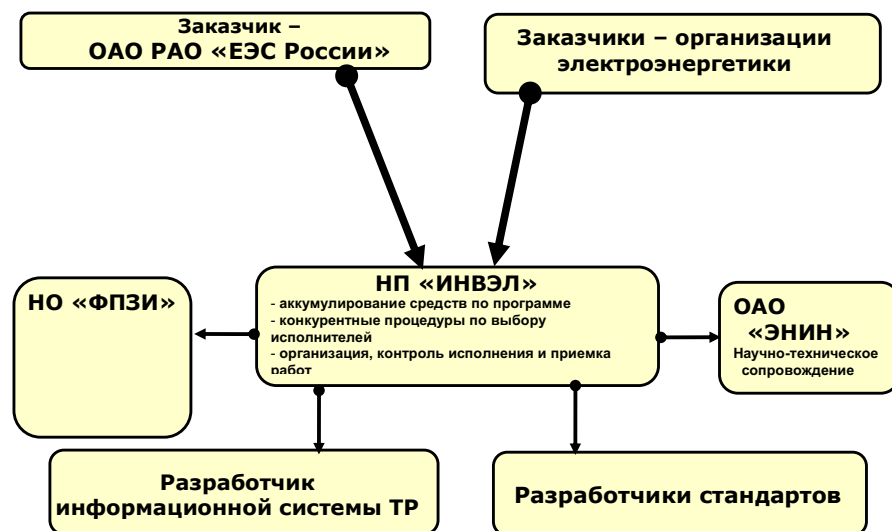
Разработчики отдельных стандартов передают разработанный документ в организацию, отвечающую за разработку группы стандартов (для определенного вида энергообъектов). После внутренней экспертизы организация, отвечающая за разработку группы стандартов (лота), представляет документы для научно-технической экспертизы в ОАО "Энергетический институт им.Г.М.Кржижановского" ("ЭНИН") и методологической экспертизы в

Некоммерческую организацию «Фонд поддержки законодательных инициатив» («ФПЗИ»).

Далее согласованный документ рассматривается специально созданной из специалистов отрасли, представителей промышленности, ученых РАН, специалистов смежных отраслей Рабочей группой и после ее одобрения – Центральной комиссией по техническому регулированию ОАО РАО «ЕЭС России»¹⁶ (далее - ЦКТР). При положительном решении ЦКТР издается Приказ о введении в действие данного стандарта организаций и проводятся соответствующие процедуры по присоединению к стандарту заинтересованных энергокомпаний.

Финансирование работ по созданию нормативной базы технического регулирования осуществляется совместно энергокомпаниями (ОГК, ТГК, МРСК, РСК и д.р.) с концентрацией средств в Некоммерческом Партнерстве «Инновации в энергетике» (НП «ИНВЭЛ»), которое определено финансовым оператором данной программы (рис. 11.7.4).

Организация финансирования работ



¹⁶ ЦКТР ОАО РАО «ЕЭС России» завершило свою работу в июне 2008 года. Аналогичная комиссия создается в МинЭнерго РФ.

Рис. 11.7.4

Для формирования, последующего использования и актуализации нормативной базы технического регулирования создана информационно – аналитическая система технического регулирования (рис. 11.7.5.)

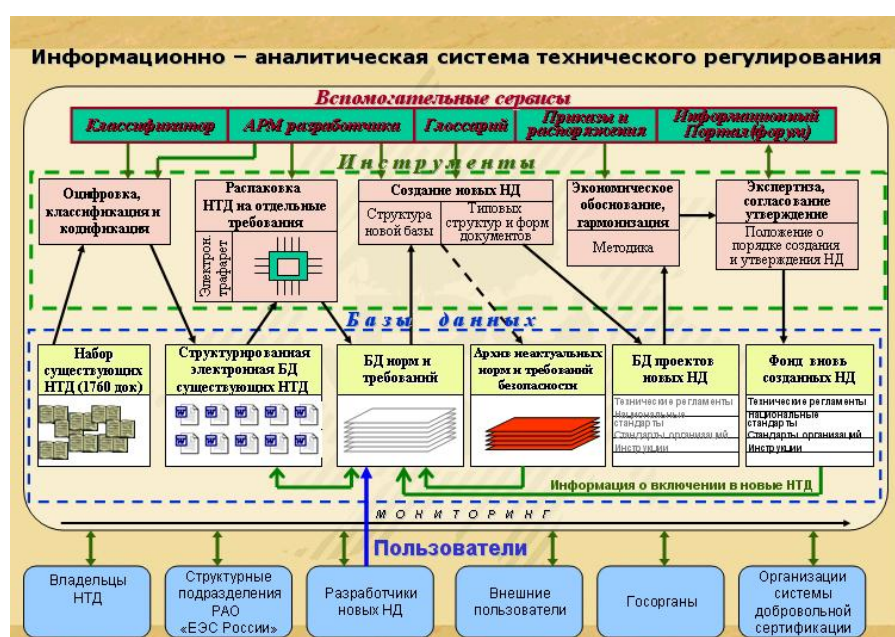


Рис.11.7.5

Информационно-аналитическая система обеспечивает формирование баз данных как ранее существующих нормативных документов, так и вновь созданных документов. Кроме того, данная система формирует базу данных отдельных норм и требований, созданную на основе результатов «распаковки» существующих документов и позволяет использовать ее при создании новых документов. Система позволяет вести поиск документов или их фрагментов во всех указанных базах данных по различным признакам.

Система также даёт возможность отследить включение актуальных норм и требований в создаваемые документы и определять источник таких норм и требований. Вышеперечисленные функциональные возможности системы позволяют:

- обеспечить преемственность при создании новой нормативной базы в электроэнергетике;
- формировать документы любого уровня (от технического регламента до стандарта организации или инструкций);
- оперативно осуществлять обновление содержащихся в базах данных документов;
- обеспечивать доступ ко всей истории создания и трансформации нормативно-технической документации в электроэнергетике.

Пользователями системы могут быть организации электроэнергетического комплекса, разработчики нормативных документов, органы власти, органы государственного контроля и надзора, а также сторонние пользователи (организации смежных отраслей, поставщики, подрядчики, потребители электро- и теплоэнергии). В системе возможно предоставление различного уровня доступа к ее информационным базам для различных категорий пользователей.

По состоянию на июнь 2008 года, в рамках предложенной системы разработано свыше 170 стандартов организаций, с общим объёмом документов – более 14300 страниц. В обсуждение и экспертизе вышеназванных документов приняло участие 158 организаций, от которых поступило более 8100 замечаний и предложений.

Так, например, при разработке Стандарта «Гидротехнические сооружения. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» были использованы 37 существующих НТД. В Стандарт включено 250 актуализированных норм и требований. Отзывы, замечания и предложения поступили от: ОАО «ГидроОГК», ОАО «Саратовская ГЭС», ОАО «Жигулевская ГЭС», ОАО «Камская ГЭС», ОАО «Нижегородская ГЭС», ОАО «Каскад Верхневолжских ГЭС», ОАО «Иркутскэнерго», ОАО «Красноярская ГЭС», ОАО

«Силовые машины», НО «ФПЗИ», ОАО «ЭНИН». Всего поступило 164 замечания и предложения, из них принято 141. После введения в действие стандарта отменены 14 нормативно-технических документов существующей нормативной базы.

Помимо стандартов, создаваемых в рамках системы, разработан ряд стандартов, направленных на обеспечение системной надежности и качества электроэнергии.

Предложенный подход к формированию нормативной базы обеспечивает достижение целей, намеченных при создании системы технического регулирования в электроэнергетике.

Наряду с созданием нормативной базы технического регулирования для обеспечения надежности, безопасности и эффективности электроэнергетики необходима также организация системы подтверждения соответствия продукции и связанных с ней процессов требованиям технических регламентов, стандартов и условиям договоров. Закон предусматривает **две формы подтверждения соответствия:**

- **обязательную**, которая в виде декларирования или обязательной сертификации проводится для установления соответствия продукции или процессов требованиям безопасности, содержащимся в технических регламентах. В этих же целях может осуществляться и государственный контроль. Форма подтверждения соответствия определяется в техническом регламенте;

- **добровольную**, которая в форме добровольной сертификации проводится для установления соответствия продукции и процессов национальным стандартам, стандартам организаций, условиям договоров (применяется для подтверждения соответствия свойств, характеристик, качества, конструкции нормам и требованиям стандартов и условиям договоров).

Обязательная сертификация электроэнергетического оборудования и материалов осуществляется аккредитованными органами ФА «Ростехрегулирование» (ст.26 Закона «О техническом регулировании» № 184-ФЗ

от 27.12.2002 года). Задачи по определению соответствия качества, свойств, характеристик, конструкции поставляемой для электроэнергетики продукции, а также процессов её производства, наиболее эффективно решаются с использованием систем добровольной сертификации. Примером такой системы может служить Система сертификации добровольной сертификации «ЭнСЕРТИКО» (см. www.ensertico.com). Компетенция вышеназванной системы подтверждена включением её в государственный реестр ФА «Ростехрегулирование», а также аккредитацией сотрудничающих с ней экспертных организации и испытательных лабораторий в ФА «Ростехрегулирование».

Проведение добровольной сертификации третьей стороной (независимой от поставщиков или приобретателей), имеющей подтвержденную компетенцию – гарантия поставок продукции/услуг требуемого уровня, определенного соответствующими стандартами или договорами.

Дальнейшее развитие систем технического регулирования в электроэнергетике предполагает:

- участие в разработке и обсуждении технических регламентов;
- продолжение разработки национальных стандартов;
- участие в разработке сводов правил;
- завершение работы по созданию системы стандартов организации;
- поддержание, актуализацию и гармонизацию системы стандартов организаций;
- эксплуатацию информационно-аналитической системы нормативного обеспечения технического регулирования.

В решении вышеназванных задач заинтересованы все организации электроэнергетического комплекса. Поэтому целесообразна дальнейшая координация этой работы, а также консолидация интеллектуальных и финансовых ресурсов. При этом необходимы обновленные подходы, инструменты и механизмы, учитывающие произошедшие в электроэнергетике изменения.

11.7.3. Системы менеджмента качества согласно ИСО 9000.

Система менеджмента качества (СМК) - это инструмент обеспечения качества продукции и услуг, производимых компаниями, путем совершенствования управления процессами и процедурами. СМК следует

рассматриваться как элемент общей системы стандартизации, т.е. во взаимодействии с системой технического регулирования. СМК призвана установить порядок действий менеджеров, обеспечивающий выполнение технических регламентов, национальных стандартов и стандартов организаций.

Внедрение СМК предполагает:

- построение эффективной системы менеджмента энергокомпаний путем перехода от функционального менеджмента к менеджменту, ориентированному на процессы и их качество(на конечный результат);
- повышение эффективности энергообеспечения за счет снижения не только технологических, но и управленческих издержек путем: исключения дублируемости документов, процессов, информационных потоков; установления баланса полномочий и ответственности руководителей (владельцев) процессов за их качество и эффективность использования ресурсов;
- повышение качества внутреннего оперативного управления и качества принятия управленческих решений за счет: описания и стандартизации рабочих процедур; детального документирования сфер ответственности и обязанностей сотрудников; улучшения взаимодействия между руководящим составом и исполнителями; осуществления внутреннего аудита; применения постоянного мониторинга процессов; повышения прозрачности системы управления и повышения за счет этого мотивации персонала.

Требования к системам управления предприятиями основываются на стандартах ИСО 9000. Это позволяет предприятиям формировать свою стандартизированную систему менеджмента качества, но с учетом присущих только данному предприятию особенностей.

Ядром стандартов ИСО в области менеджмента качества являются:

- Стандарт ISO 9000:2005 «Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь», который описывает основные положения систем менеджмента качества и устанавливает для них терминологию;
- Стандарт ISO 9001:2000 «Система менеджмента качества. Требования», который определяет требования к системам менеджмента

качества, если организация намерена продемонстрировать способность производить продукцию или услугу, отвечающую требованиям потребителей и установленным к ней обязательным требованиям;

- Стандарт ISO 9004:2000 «Системы менеджмента качества. Рекомендации по улучшению деятельности», который содержит рекомендации, рассматривающие результативность и эффективность системы менеджмента качества;
- Стандарт ISO 19001:2002 «Руководящие указания по проверке систем менеджмента качества и (или) охраны окружающей среды», который содержит методические указания по аудиту систем менеджмента качества и охраны окружающей среды.

Данные стандарты разработаны на основе международных стандартов серии ISO 9000. Для эффективного практического применения указанных выше стандартов необходимо соблюдать основные принципы менеджмента качества.

Первый и основной - **ориентация на потребителя**. Энергокомпании связаны со своими потребителями, и поэтому им необходимо понимать их текущие и будущие потребности, спрос. Потребителям необходима продукция определенного качества, что и отражается в технических условиях на продукцию и других требованиях потребителя.

Под качеством электроэнергии следует понимать совокупность ее характеристик, определяющих воздействие электроэнергии на электрооборудование, электрические аппараты и приборы. Федеральным законом №ФЗ-35 от 26.03.2003 «Об электроэнергетике» предусмотрена также такая категория, как «Гарантии надежного электроснабжения потребителей электрической энергией», согласно которой объекты энергетики, обеспечивающие поставки электрической энергии потребителям, отвечают перед потребителями электрической энергии за надежность обеспечения их электрической энергией и ее качество в соответствии с техническими регламентами и или иными действующими нормативными документами. Поэтому главное направление СМК

для организаций электроэнергетического комплекса является обеспечение качества и надежности энергоснабжения потребителей.

К основным относятся также следующие принципы СМК:

- **лидерство руководителей** - руководители устанавливают единство целей и направлений деятельности энергокомпании. Им следует создавать и поддерживать внутреннюю среду, в которой работники могли бы быть полностью вовлеченными в деятельность по достижению целей организации. Роль лидера состоит в том, чтобы довести до подчиненных важность поставленных целей и добиться их выполнения;

- **вовлечение людей** - работники всех уровней являются сутью организации, полное вовлечение работников компаний позволяет максимально использовать их способности в бизнес-процессах;

- **процессный подход** - это управление организацией, как системой процессов. Преимущество процессного подхода состоит в возможности улучшения результатов за счёт координации и взаимодействия различных процессов;

- **системный подход к менеджменту** - управление взаимосвязанными процессами как системой повышает результативность и эффективность управления организацией, способствует достижению ее целей. Повышение технико-экономической эффективности, надежности и безопасности обеспечивается объединением различных мероприятий в единую систему их исполнения, в которой согласованно рассматривается техника, персонал и документация, регулирующая их деятельность.

Чтобы избежать снижения качества и использовать нереализованные возможности, менеджмент энергокомпании должен также обеспечить реализацию принципа «**постоянного улучшения качества**». В соответствии с требованиями стандартов ИСО серии 9000 «постоянное улучшение качества – это мероприятия, предпринимаемые повсюду в организации с целью повышения эффективности и результативности деятельности для получения выгоды, как для организации, так и для ее потребителей и других заинтересованных сторон».

Очевидно, эффективные решения основываются на анализе данных и информации. В СМК это получило название «**основанный на фактах подход**».

Руководители энергокомпаний и их структурных подразделений должны создать и инициировать действие контрольных механизмов, которые бы минимизировали риск на ранней стадии. «Красные лампочки» должны загораться, как только нарушается требование по качеству, а не когда уже возникла угроза реального отклонения в работе энергетического оборудования или в технологическом процессе.

Стандарты ИСО серии 9000 определяют подход к организации управления компанией, закрепленный в виде рамочных требований к системе менеджмента качества, позволяют упорядочить деятельность путем стандартизации взаимоотношений между отдельными исполнителями и подразделениями. Создание систем менеджмента качества, ориентированных на внедрение современных технологий и методов управления, положительно влияет на устойчивость и эффективность функционирования энергопредприятий.

11.8. Управление воздействием энергопредприятий на окружающую среду

11.8.1. Электроэнергетика и окружающая среда

Усиление экологических приоритетов в мировой и российской политике, формирование либерализованного рынка электроэнергии, привлечение инвестиционных ресурсов в энергетическую отрасль предопределили увеличение роли экологической составляющей в энергетическом секторе экономики.

В течение последних десяти лет на международных форумах и конференциях, встречах «Группы восьми» вопросам гармонизации развития электроэнергетики и окружающей среды, включая совершенствование технологий, изменение структуры потребляемых топлив, снижение нагрузки на климатическую экосистему уделялось первоочередное внимание. Международное энергетическое агентство (МЭА) по просьбе лидеров стран «Группы восьми» в 2006 году разработало альтернативные сценарии и стратегии до 2050 года экологически чистой, эффективной и конкурентоспособной энергетики будущего, которые

необходимо учитывать и при определении перспектив развития российской электроэнергетической отрасли. *)

Воздействие электроэнергетики России на окружающую среду (см. 1.5.1) характеризуется следующими показателями:

- валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (сернистого ангидрида, окислов азота, твердых зольных частиц) составляют около 3 млн. т в год, а парниковых газов — около 500 млн. т;
- объем загрязненных сточных вод, сбрасываемых в водные объекты, — свыше 600 млн. м³;
- площадь земель, занятая под золоотвалы, составляет более 22 тыс. га;
- удельные значения выбросов при сжигании твердого топлива составляют: SO₂ — 15 кг/ т. у.т., NO_x — 3,4 кг/ т. у.т.; твердых частиц — 12 кг/ т. у.т.; CO₂ при сжигании природного газа составляют — 1,62 т/т. у.т., мазута — 2,28 т/т. у.т., твердого топлива — 2,76 т/т. у.т.;
- удельный объем загрязненных сточных вод, сбрасываемых в водные объекты, составляет около 1 м³/МВт.ч.

На долю тепловой электроэнергетики России приходится (по отношению к общим показателям по Российской Федерации):

- около 16% от общего объема загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от стационарных источников;
- около 25% от общего объема выбросов парниковых газов в атмосферу;
- более 3% от объема сброса загрязненных сточных вод;
- около 2% накопленных твердых отходов (золы и шлаки ТЭС).

Поэтому повышение экологической эффективности деятельности предприятий электроэнергетики является одним из наиболее важных условий обеспечения устойчивого развития как отрасли, так и страны в целом.

За период 2005-2007 гг. производство электроэнергии на тепловых электростанциях выросло на 6,8% и в 2007 году ТЭС РАО «ЕЭС России» выработали 577,8 млрд. кВт.ч, что на 37,0 млрд. кВт.ч больше, чем в 2005 году. В

*) Официальный сайт МЭА: www.iea.org

этот же период (2005-2007 гг.) имело место увеличение абсолютных объемов выбросов загрязняющих веществ ТЭС РАО «ЕЭС России» на 107,3 тыс.т. В 2007 году ТЭС РАО «ЕЭС России» выбросили 2767,1 тыс.т загрязняющих веществ, что на 4,0% больше, чем в 2005 году. Однако негативное влияние на окружающую среду могло быть и большим без внедрения на ТЭС РАО «ЕЭС России» природоохранных мероприятий.

Снижение воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду достигается:

- созданием современной нормативно-правовой базы по экологии электроэнергетики;
- внедрением наилучших существующих технологий (НСТ) при производстве, транспорте и распределении тепловой и электрической энергии;
- применением на предприятиях электроэнергетики системы экологического менеджмента (СЭМ).

Нормативно-правовая база в области экологии совершенствуется и развивается как в Российской Федерации, так и на международном уровне. На всех стадиях жизненного цикла электростанции, включая проектирование, эксплуатацию и реконструкцию, обязательным условием является обеспечение национальных природоохранных стандартов и соблюдение международных конвенций в области охраны окружающей среды. В настоящее время природоохранную деятельность в Российской Федерации на объектах электроэнергетики регламентируют порядка 220 нормативно-правовых и нормативно-методических документов. Перечень этих документов включает в себя:

- федеральные законы («Об охране окружающей среды», «Об охране атмосферного воздуха», "Водный кодекс" и др.);
- документы, утвержденные постановлениями и распоряжениями Правительства РФ ("Порядок определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия", "О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух

загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления", "Положение о нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него" и др.);

- отраслевые и межотраслевые нормативно-методические и нормативно-технические документы, включая руководящие документы, инструкции, методики и пр. ("Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных", "Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций", "Правила организации контроля выбросов в атмосферу на тепловых электростанциях и в котельных", "Определение токсичности воды и водных вытяжек из почв, осадков сточных вод, отходов по смертности и изменению плодovitости дафний", "Определение токсичности воды и водных вытяжек из почв, осадков сточных вод, отходов по изменению уровня флуоресценции хлорофилла и численности клеток водорослей" и др.).

Базирующаяся на действующей российской нормативно-правовой базе система природоохранной деятельности может быть кратко охарактеризована следующим образом:

- устанавливаются предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в конкретном регионе, измеряемые на уровне органов дыхания человека, и предельно допустимые выбросы (ПДВ) загрязняющих веществ, определяемые региональными природоохранными органами в разрезе по предприятиям, расположенным в регионе (формирование томов ПДВ);

- нормы ПДВ обеспечивают независимую дифференциацию предприятий региона по степени их экологического воздействия на окружающую природную среду. Нормы ПДК позволяют предотвратить размещение новых производств даже с более низким воздействием на окружающую среду (по сравнению с действующими производствами) в "экологически напряженных регионах";

- в ряде случаев предприятия работают не в режиме ПДВ, а в режиме ВСВ - временно согласованных выбросов, размер которых превышает ПДВ и устанавливается природоохранными органами на период до пяти лет;

- в Российской Федерации в настоящее время действует порядок суммации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (установленный еще в СССР), который не имеет аналогов в международной практике. В соответствии с этим порядком устанавливаются нормативы не только выбросов конкретных загрязняющих веществ, но и их суммарный норматив, определяемый по специальной формуле с применением коэффициентов суммации. Поэтому установленные для электростанций жесткие нормативы выбросов на практике зачастую не выполняются.

Основными направлениями совершенствования нормативно-правовой базы с целью управления воздействием электроэнергетики на окружающую среду являются:

- оптимизация и приведение в соответствие с международно-правовыми нормами экологических стандартов качества окружающей среды;
- установление и внедрение на электростанциях технических нормативов по выбросам и сбросам, основанных на использовании НСТ;
- определение путей поэтапного доведения экологических показателей ТЭС до уровня, обеспечивающего выполнение обязательств по Конвенциям и Протоколам ООН (в т.ч. Конвенции ООН «О трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния» и связанных с ней Протоколов, Рамочной Конвенции ООН по изменению климата и Киотского протокола);
- разработка процедуры Стратегической экологической оценки политик, планов и программ развития электроэнергетики.

Принимая во внимание долгосрочный характер решений в области энергетики и экологии, актуальным является учет планируемых изменений в национальном природоохранном законодательстве (включая необходимость скорейшего принятия федерального закона "О плате за негативное воздействие на

окружающую среду"), гармонизации его с международным законодательством и анализ прогнозируемых показателей экологической эффективности энергетической системы Европейского Союза и других зарубежных стран.

Действующая зарубежная нормативно-правовая база по природоохранной деятельности кратко характеризуется следующим образом: предприятие не находится в прямой зависимости от ПДК в конкретной местности, а обязано соответствовать техническим нормативам выбросов (дифференцированно установленных для различных видов оборудования) и применять наилучшие существующие технологии. При этом в развитых зарубежных странах размер экологических платежей выше, чем в Российской Федерации.

Примерами важнейших международных конвенций, соглашений и директив в области природоохранной деятельности являются следующие:

- «Рамочная конвенция ООН об изменении климата» и Киотский протокол к ней;
- Конвенция ООН «О трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния»;
- Директивы (92/43/ЕЕС по сохранению природной среды, а также дикой флоры и фауны; 85/337/ЕЕС по оценке воздействия определенных государственных и частных проектов на окружающую среду; 96/61/ЕС по комплексному контролю и предотвращению загрязнений; 2001/77/ЕС по мерам, способствующим производству электроэнергии от возобновляемых источников энергии на внутреннем рынке электроэнергии и др.).

В последние годы в странах ЕС и США постоянно вводятся нормативы на выбросы в атмосферу новых загрязняющих веществ. Так, в США уже более 10 лет помимо ограничения общей концентрации частиц действует стандарт PM₁₀ и четвертый год — стандарт PM_{2.5}, определяющие максимальные допустимые концентрации выбросов тепловыми электростанциями твердых частиц диаметром менее 10 и 2,5 мкм соответственно.

Сценарии ускоренного технологического развития (АСТ, Accelerated Technology), разработанные Международным энергетическим агентством (МЭА), показывают, что применение наилучших существующих (или разрабатываемых) технологий позволяет обеспечить гораздо более оптимистичное будущее для мировой энергетики. Эти сценарии демонстрируют, что к 2050 г. меры по повышению эффективности использования энергии позволят снизить потребление энергии на треть по сравнению с «базовым сценарием».*)

В России категории **«наилучшая существующая технология» - НСТ** и **«технологический норматив»** пока формально не введены. Эти понятия определены проектом Федерального Закона РФ «О плате за негативное воздействие на окружающую среду», который находится в стадии разработки и рассмотрения уже несколько лет (с декабря 2002 года).

Плательщик наделяется правом выбирать систему нормирования негативного воздействия на окружающую среду в целях исчисления и взимания платы. Хозяйствующие субъекты, которые применяют в своей деятельности наилучшие существующие технологии и при этом не выходят за пределы нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, платят без повышающего коэффициента; за величину превышения ориентированного на НСТ норматива воздействия плата взимается с пятикратным повышающим коэффициентом.

Законопроектом предусматривается трехлетний период для перехода от существующей - основанной на санитарно-гигиенических принципах - системы нормирования (в целях взимания платы) к технологической системе нормирования (в целях взимания платы).

Критерии отнесения технологий к НСТ пока не определены.

Под НСТ понимается «технология производства продукции (работ, услуг), основанная на последних достижениях науки и техники, имеющая сертификат НСТ аккредитованной в органах технического регулирования организации, внесенная в государственный реестр НСТ, при реализации которой достигается наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду в расчете на

* Официальный сайт МЭА: www.iea.org

единицу произведенной продукции (работы, услуги), имеющая установленный срок практического применения с учетом экономических и социальных факторов».

В Евросоюзе большое внимание уделяется стимулированию перехода экономики к наилучшим технологиям по производству и использованию энергии. Для создания равновесия между требованием минимизировать загрязнение и реальными техническими возможностями, Директивой Совета Европейского Союза 96/61/ЕС предусмотрено применение механизма расчёта показателей воздействия на основе "наилучших доступных технологий" (НДТ). В условиях, когда на предприятия оказывается постоянное административное и общественное давление с требованием снижения уровня загрязнений, данный механизм позволяет выявить и отобрать реально существующие экономически эффективные технологии для каждой из отраслей, оказывающей специфическое вредное воздействие на окружающую среду, и на основании собранных данных определять достижимые требования. НДТ используются для определения указываемых в разрешении предельных величин выбросов, эквивалентных параметров и технических мер, без предписания использовать какую-либо технологию или специальные методы, но с учетом технических характеристик объекта, его географического расположения и местных условий окружающей среды.

Финансовый механизм реализации экологической политики энергетики России включает в себя создание инвестиционной системы реализации экологических проектов и программ. Важной частью этого механизма мог бы стать возврат части средств (до 70%) от платы генерирующих компаний за загрязнение окружающей среды на реализацию природоохранных мероприятий на электростанциях.

Возможные источники финансирования природоохранной деятельности: собственные средства энергопредприятий (в первую очередь включение экологической составляющей в тарифы на тепловую и электрическую энергию); федеральный, региональный и местный бюджеты, а также долгосрочные кредиты, в том числе иностранные. К числу потенциальных зарубежных инвесторов, которые на определенных условиях могут предоставить льготные кредиты и

гранты, инвестируемые в природоохранные проекты, относятся Глобальный экологический фонд, Всемирный банк, Европейский банк реконструкции и развития, Финансовая корпорация стран Северной Европы в области охраны окружающей среды.

Новыми источниками финансирования природоохранной деятельности в электроэнергетике могут стать (см. 11.8.3):

- в настоящее время - «углеродные» кредиты;
- в перспективе - использование средств по схеме «зеленых» инвестиций, продажа прав на выбросы оксидов серы и азота, положительно себя зарекомендовавшая за рубежом в качестве рыночного механизма управления состоянием окружающей среды.

11.8.2. Экологическая работа в энергокомпаниях

Система экологического менеджмента (СЭМ) в энергопредприятии на основе международного стандарта серии ISO14000 служит учету приоритетов охраны окружающей среды при планировании и осуществлении деятельности энергокомпаний.

Внедрение СЭМ позволяет энергокомпаниям достичь следующих эффектов:

- развитие системы стратегического и тактического управления (повышение устойчивости компании, эффективности управления);
- повышение прозрачности управления окружающей средой;
- улучшение взаимодействия с крупными международными компаниями;
- уменьшение вероятности возникновения нештатных и аварийных ситуаций;
- предупреждение негативного воздействия энергокомпаний на окружающую среду и снижение экологических платежей.

Согласно стандартам серии ISO 14000 существует пять основных элементов системы экологического менеджмента (СЭМ): экологическая политика, планирование, внедрение и функционирование СЭМ, проверка текущей деятельности (оценка, мониторинг и измерение экологических показателей деятельности), анализ СЭМ со стороны руководства и последовательное улучшение.

В основе модели СЭМ лежит цикл Деминга Plan-Do-Check-Act (PDCA) или "План-Действие-Проверка-Корректировка". На рис. 11.8.1 совмещены цикл Деминга и модель СЭМ и основные элементы СЭМ полностью соответствуют циклу Деминга.

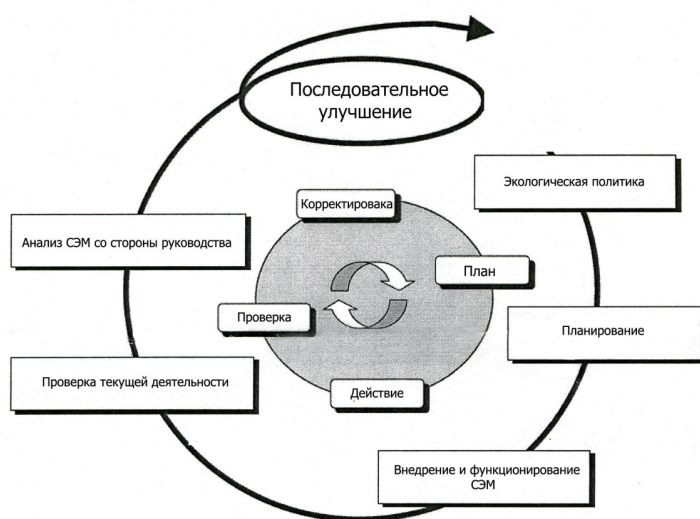


Рис. 11.8.1 Схема, иллюстрирующая совмещение цикла Деминга и модели СЭМ.

Система экологического менеджмента, представленная на рис. 11.8.2, интегрируется в производственную деятельность энергокомпании. Вопросы экологии требуют учета при взаимодействии с поставщиками, потребителями, заинтересованными сторонами, органами государственной власти.

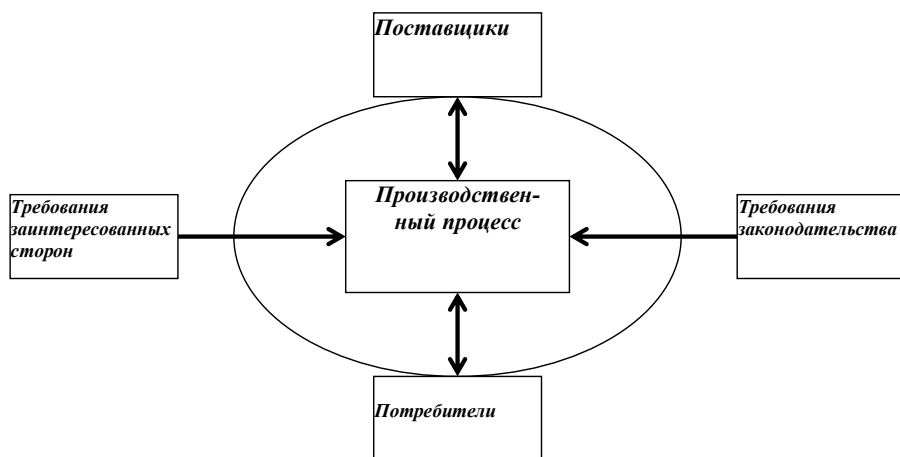


Рис. 11.8.2 Схема, иллюстрирующая СЭМ энергокомпании.

Система экологического менеджмента энергокомпании включает 5 взаимосвязанных элементов:

- экологическая политика;
- планирование природоохранной деятельности в соответствии с принятой экологической политикой;
- реализация системы экологического менеджмента;
- измерение и оценивание;
- анализ и улучшение.

Концепция реализации **экологической политики РАО "ЕЭС России"** до 2015 года и Основные направления реализации экологической политики на 2007-2009 годы определили основные аспекты практической деятельности энергокомпаний по реализации Экологической политики, принятой РАО "ЕЭС России" в декабре 2005 года^{*}). Цель Экологической политики в электроэнергетике - повышение уровня экологической безопасности, рост капитализации энергокомпаний за счет обеспечения надежного и экологически безопасного

^{*} «Экологическая политика ОАО РАО «ЕЭС России» и Концепция ее реализации". Москва. 2006 г. Утверждены решением Правления РАО "ЕЭС России от 05.12.2005 № 1355 пр/2.

производства, транспорта и распределения энергии, комплексного подхода к использованию природных энергетических ресурсов.

Для системного обеспечения реализации Экологической политики на уровне РАО "ЕЭС России" выполнялся ряд централизованных работ – проведение экологического обучения руководства и персонала энергокомпаний, организация экологического аудита, осуществление методической координации внедрения в компаниях систем экологического менеджмента, разработка стандартов и методических документов по экологической безопасности. Была разработана система рейтингования энергокомпаний по их экологической эффективности. Все эти работы входили в состав ежегодных экологических программ РАО "ЕЭС России", которые разрабатывались и выполнялись с учетом положений Экологической политики и Концепции ее реализации до 2015 г.

Работа по реализации Экологической политики на уровне энергокомпаний осуществлялась следующим образом: РАО "ЕЭС России" устанавливало долгосрочные (до 2015 года) целевые показатели по сокращению каждого вида выбросов загрязняющих веществ, увязанные с перспективными энергобалансами, и доводило их до энергокомпаний. Каждая энергокомпания утверждала собственную среднесрочную (на 3 года) экологическую программу, содержащую конкретные природоохранные мероприятия, встроенную в бюджет компании и обеспечивающую достижение целевых экологических показателей. Регулярный мониторинг программ энергокомпаний позволял контролировать реальный прогресс в достижении отраслью установленных целевых экологических показателей.

Предприятиями электроэнергетики, в рамках реализации экологической политики РАО "ЕЭС России", были разработаны, утверждены и реализуются 114 собственных экологических программ на 2007-2009 годы. Эти программы учитывают основные параметры экологической концепции до 2015 года и индикаторы, установленные основными направлениями на 2007-2009 гг., в том числе:

- предельные нормативы удельных выбросов в атмосферу NO_x, SO₂,

твердых зольных частиц на 1 куб.м. отходящих газов для вводимого оборудования;

- снижение удельных объемов использования свежей воды, сбросов загрязненных сточных вод в водные объекты общего пользования на 1 МВт/ч;

- увеличение доли использования золошлаковых отходов ТЭС;
- проведение экологического аудита;
- внедрение системы экологического менеджмента;
- сертификация на соответствие международному стандарту ИСО 14001;
- повышение экологического рейтинга и имиджа энергокомпаний.

Экологические программы энергокомпаний направлены на реализацию в ближайшей перспективе (1-3 года) конкретных эффективных экологических проектов.

В настоящее время в энергокомпаниях отрасли уже имеется практический **опыт реализации экологических проектов:**

- по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

- применение на ТЭЦ Мосэнерго (ОАО "ТГК-3") газомазутных горелок ГПС-8, ГПС-12 с уменьшением концентрации NOx в уходящих газах на 70-80 мг/куб.м., внедрение технологии эмульгирования жидких топлив (метод кавитационной обработки с преобразованием жидкого топлива в водомазутную топливную эмульсию) со снижением выбросов NOx на 10-30%, сажистых веществ - на 30-50%;
- внедрение на Северодвинской ТЭЦ-1 (ОАО "ТГК-2"), Интинской ТЭЦ и Воркутинской ТЭЦ-2 (ОАО "ТГК-9") ВИР-технологии (аэродинамическое перераспределение топливных и воздушных потоков топлива в условиях многократного циркулирования частиц в камерной топке) со снижением выбросов в атмосферу оксидов азота на 45%, зольных твердых частиц - на 20%;

- замена на Омской ТЭЦ-5 (ОАО "ТГК-11") электрофилтра ЭГБМ на электрофилтр ЭСГ со снижением выбросов зольных частиц в атмосферу на 3,3 тыс.т в год;

- по защите водных объектов:

- реконструкция на Жигулевской ГЭС (ОАО "Русгидро") гидротурбинного оборудования (проведение замены маслonaполненных рабочих колес турбин поваротнолопастного типа с использованием в качестве подшипников вкладышей из самосмазывающихся материалов (бронзофторопластовые и углестеклопластиковые композиции)) с уменьшением сброса масла на 11 тонн в год;
- установка на сбросном канале Среднеуральской ГРЭС (ОАО "ОГК-5") плавающих биофильтров-понтонaв с улучшением качества воды в Исетском водохранилище за счет снижения концентрации в воде азота и фосфора (утилизация макрофильтрами (эйхорния)) с последующей доочисткой воды на рыбофилтре, заселенном толстолобиком, питающимся фитопланктоном;

- по защите земель:

- пылеподавление биологическим методом на золоотвале Омской ТЭЦ-5 (ОАО "ТГК-11") за счет выращивания сомкнутого травяного покрова (на золоотвале площадью 60 га), препятствующего ветровой и водной эрозии, с эффективностью (по пылеподавлению) на уровне 85%;
- горнотехническая рекультивация нарушенных земель (Назаровская ГРЭС ОАО "ТГК-13") за счет отгрузки, транспортировки и использования 200 тыс.т золошлаковых отходов для проведения рекультивационных работ на участке Ачинский Назаровского угольного разреза (с возможностью создания зеленой зоны в непосредственной близости от г.

Назарово);

- по проведению экологических работ в электросетевом хозяйстве:

- внедрение ОАО "ФСК ЕЭС" комбинированных электромагнитных экранов (КЭМЭ) со снижением напряженности магнитного поля до значений, соответствующим ПДУ, СанПин и ГН;
- обеспечение защиты жизни дальневосточных аистов, внесенных в Красную книгу, и ВЛ-500 кВ от аварийных отключений (в результате попадания птиц на высоковольтную линию) на основе применения металлических дуг и установки специальных площадок на опорах для гнездования аистов на ВЛ-500 кВ.

Дальнейшее выполнение принятых экологических программ энергокомпаний на 2007-2009 гг. должно увеличить число реализованных эффективных экологических проектов в электроэнергетике. При этом, в условиях новой системы управления электроэнергетикой, следует продолжить работу по реализации Экологической политики на уровне отрасли и энергокомпаний. Необходимо обозначить приоритет Экологической политики и ведущую роль Минэнерго России по вопросам:

- разработки Концепции экологической политики в электроэнергетической отрасли (в постреформенный период);
- организационного обеспечения разработки новых экологических программ энергокомпаний на период 2010-2012 гг.

11.8.3. Формы и методы участия энергопредприятий в механизмах Киотского протокола.

С конца 1980-х годов во всем мире нарастает беспокойство происходящими климатическими изменениями. Последние научные данные неопровержимо доказывают, что доминирующей причиной климатических изменений является антропогенное усиление парникового эффекта. Главный вывод

последних лет: изменение климата — очень серьёзная глобальная проблема, требующая от каждой страны активной внутренней политики и скоординированных международных усилий.

В случае отказа от реализации активной политики по борьбе с глобальным потеплением высок риск сильных и резких изменений климата. К 2050 году глобальное потепление может возрасти до 2-5°C, что является пределом устойчивости климатической системы нашей планеты. Фундаментальным элементом климатической политики в настоящее время является достижение договорённости по определению допустимого уровня концентрации парниковых газов в атмосфере.

С этой целью в 1997 году в г. Киото был принят Киотский протокол (КП) к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН), а в 2005 году, после его ратификации Российской Федерацией, он вступил в силу. В настоящее время Сторонами Протокола являются 178 государств.

Киотский протокол накладывает конкретные количественные обязательства на развитые страны и страны с переходной экономикой, в т.ч. и Россию (Стороны Приложения I к РКИК) по сокращению или ограничению национальных объемов антропогенных выбросов парниковых газов в первый период его действия (2008-2012гг.) по сравнению с уровнем базового 1990 года:

ЕС - 92 % (с внутренним перераспределением);

США - 93%;

Япония, Польша, Венгрия, Канада - 94%;

Россия, Украина - 100%;

Норвегия - 101%;

Австралия - 108%;

Исландия - 110%.

Согласно Приложению А к Киотскому Протоколу к парниковым газам (ПГ) относятся: двуокись углерода (CO₂); закись азота (N₂O); метан (CH₄); гексафторид серы (SF₆); перфторуглероды (PFCs или ПФУ); гидрофторуглероды (HFCs или ГФУ).

Оценка выбросов каждого типа ПГ для энергетики приведена ниже.

Двуокись углерода (CO₂) – основная составляющая продуктов сгорания органического топлива; в незначительных количествах образуется при тлении угля на угольных складах, а также при работе автотранспорта (около 98-99 % выбросов всех ПГ).

Закись азота (N₂O) в незначительных количествах образуется при сжигании органического топлива (около 1 %).

Метан (CH₄), а точнее природный газ, основной составляющей которого являются метан и другие углеводороды, на электростанциях выбрасывается вследствие его утечек из станционного газового хозяйства, при растопке котлов, а также в качестве основной составляющей углеводородов, выделяется при сливе жидкого топлива из ж/д цистерн и вследствие испарения из баков мазутохранилищ (менее 1 %).

Гексафторид серы (SF₆) или элегаз выбрасывается вследствие его утечек от элегазового электротехнического оборудования (менее 0,01 %).

Перфторуглероды (ПФУ) и гидрофторуглероды (ГФУ) нехарактерны для предприятий электроэнергетики.

Киотский протокол к рамочной Конвенции ООН об изменении климата является первым международным документом обязательного действия, накладывающим ограничения на экологическую деятельность предприятий. Он вводит в обращение рыночные инструменты, обеспечивающие выполнение установленных обязательств наиболее эффективным способом. В настоящее время на повестке дня международного сообщества стоит вопрос об обязательствах стран на посткиотский период (на период после 2012 года).

Поскольку основным источником антропогенных выбросов парниковых газов в атмосферу является сжигание ископаемого топлива, для выполнения своих обязательств по КП странам необходимо предпринимать меры по сокращению или ограничению его потребления, повышению эффективности использования энергии, разработке и более широкому использованию возобновляемых источников энергии и инновационных низкоуглеродных технологий. В настоящее время происходит

формирование глобальных экологических рынков с обращением на них финансово-экологических инструментов («разрешения на выбросы», «единицы условного количества»).

Для полноправного участия в механизмах Киотского протокола сторона должна соответствовать международным требованиям или так называемым критериям приемлемости, выполнение которых необходимо защитить перед международным сообществом в лице Секретариата РКИК. В зависимости от соответствия стороны всем этим критериям, определяют, по какому варианту будет проходить процедура реализации ПСО в стране.

КП для снижения выбросов наиболее экономически целесообразным способом в дополнение к национальным мерам установил **3 механизма взаимодействия между странами**, а именно:

- проекты совместного осуществления;
- торговля выбросами;
- механизм чистого развития (касается технологической и финансовой помощи развивающимся странам).

Проекты совместного осуществления (ПСО) могут быть реализованы в следующем порядке: страна, которая испытывает трудности с выполнением своих количественных обязательств по КП (или отдельная компания этой страны), готова вкладывать инвестиции в реализацию проектов, сокращающих выбросы ПГ в другой стране (компании), где стоимость сокращения выброса одной тонны CO₂ значительно ниже. Полученные в результате реализации таких проектов «единицы сокращения выбросов» могут быть переданы инвестирующей стороне в зачет ее обязательств. Осуществление ПСО возможно между двумя юридическими лицами при условии, что проект одобрен правительствами этих стран.

Торговля правами на выбросы означает, что одни страны, имеющие (в соответствии с Приложением В к КП) обязательства по ограничению выбросов, могут покупать у других стран (указанных в Приложении В) неиспользованные квоты на выбросы.

Принципиальное различие между этими двумя механизмами заключается в том, что один из них связан с реализацией конкретных проектов, сокращающих выбросы ПГ, в то время как второй допускает прямую продажу избытка квот, выделенных стране, вне зависимости от причин возникновения этого избытка.

Применение странами каждого из механизмов возможно при условии выполнения определенных условий и прохождения установленных процедур. В зависимости от количества и качества выполнения процедур страна, согласно КП, будет иметь доступ к тем или иным механизмам, предусмотренным КП.

Особое значение для нашей страны и российской электроэнергетики имеет механизм проектов совместного осуществления. **Проект совместного осуществления (ПСО)** – проект, приводящий к сокращению выбросов парниковых газов, и оформленный в соответствии с требованиями ст. 6 Киотского протокола. Согласно статье 6 Киотского протокола, основное требование к ПСО состоит в том, что проект должен приводить к дополнительному сокращению выбросов по отношению к любым сокращениям, которые имели бы место без реализации данного проекта. **Дополнительность** – это требование, относящееся к использованию механизмов гибкости Киотского протокола. Эти механизмы должны быть дополнительными к внутренним мерам, направленным на выполнение обязательств по сокращению/ограничению выбросов. Внутренние меры являются основным элементом работы каждой Стороны КП, направленной на выполнение обязательств по сокращению/ограничению выбросов.

В методических документах по ПСО, принятых Исполнительным советом механизма чистого развития, для обоснования дополнительнойности проекта предлагается доказать хотя бы одно из следующих утверждений:

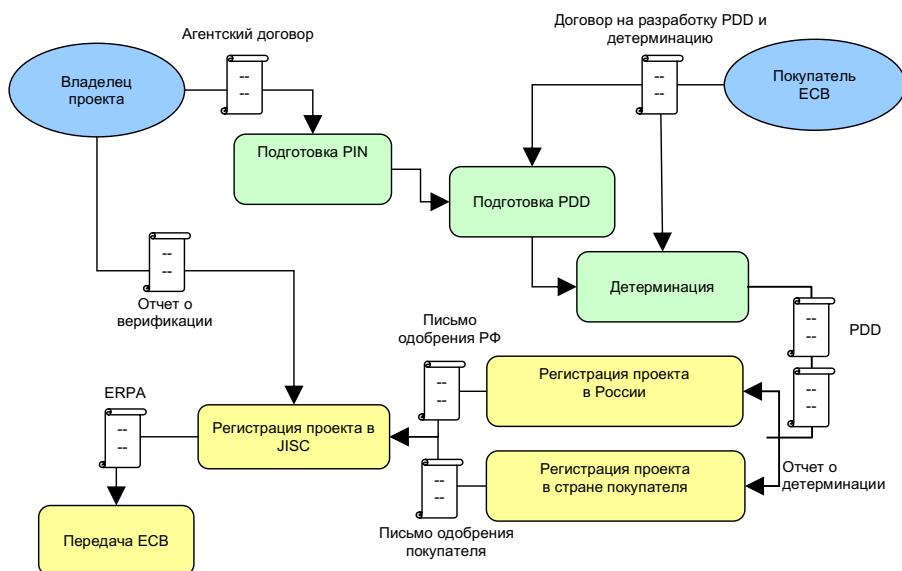
- проект в обычных условиях экономически нежизнеспособен и без привлечения инвестиций в обмен на сокращение выбросов не может быть реализован.
- существуют более привлекательные с экономической точки зрения

альтернативы данному проекту, которые можно реализовать при существующих экономических, политических и прочих условиях. Самый простой пример альтернативы – это продолжение существующей практики (замена оборудования на аналогичное).

- для реализации проекта в обычных условиях имеются серьезные препятствия (барьеры), которые отсутствуют в альтернативных вариантах проекта. Барьером могут считаться, например, повышенные риски вложений в новые технологии снижения выбросов ПГ, которые планируется применять в ПСО. Данные барьеры преодолеваются за счет привлечения углеродных инвестиций.

Из выше сказанного следует, что проект, строительно-монтажные работы по которому начались до подключения его к киотским механизмам (например, за счет собственных или заемных средств и без привлечения углеродного финансирования), приравнивается к внутренним мерам, направленным на выполнение обязательств по сокращению/ограничению выбросов и не может считаться дополнительным. Следовательно, такой проект не удовлетворяет требованиям КП.

Рис. 11.8.1. Схема реализации ПСО в России.



Проектный цикл подготовки ПСО включает следующие этапы (см. рис. 11.8.1):

1) Подготовка предварительной информации о проекте (PIN) – документ, содержащий информацию об участниках проекта; описание деятельности по проекту; описание того, каким образом произойдет снижение выбросов парниковых газов (ПГ) при реализации проекта; предварительный расчет единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) ПГ и предварительную схему финансирования проекта. PIN разрабатывается с целью представления проекта потенциальному покупателю ЕСВ, для принятия решения об инвестировании проекта, финансировании разработки PDD и детерминации;

2) Разработка проектного документа (PDD) – документ, содержащий доказательство условия дополнительности проекта; расчет, обоснование и доказательство получаемых ЕСВ ПГ; план мониторинга и верификации получаемых ЕСВ; воздействие на окружающую среду и мнения заинтересованных сторон. Проектный документ (PDD) является основным документом, на основании которого принимается решение уполномоченными организациями о придании проекту статуса ПСО;

3) Регистрация проекта в национальном уполномоченном органе и уполномоченном органе Стороны Киотского протокола (КП), которая приобретает ЕСВ. Цель данного этапа заключается в выполнении положений статьи 6 КП, одним из условий которой является утверждение проекта участвующими Сторонами, как ПСО;

4) Подготовка Отчета о детерминации – документ, содержащий оценку проекта независимым экспертом (валидатором), аккредитованным при Секретариате РКИК ООН, на соответствие руководящим принципам для осуществления статьи 6 Киотского протокола (КП). Валидатор проводит экспертизу проектного документа (PDD), подтверждает или не подтверждает заявленный объем ЕСВ и выдает заключение, отвечает ли проект требованиям Киотского протокола;

5) Регистрация проекта в Комитете по надзору за соблюдением статьи 6 КП. На основании представленных в Комитет по надзору проектного документа (PDD), отчета по детерминации и свидетельств об утверждении проекта участвующими Сторонами производится регистрация проекта и придание ему статуса ПСО.

Электроэнергетика является основным источником выбросов парниковых газов от антропогенной деятельности. Сокращение выбросов парниковых газов (ПГ) при реализации проектов строительства и реконструкции ТЭС достигается по двум основным направлениям:

- использование в проекте менее углеродно-интенсивного топлива;
- снижение удельного расхода топлива на единицу отпущенной энергии.

Углеродная интенсивность топлива – это количество CO_2 , образующегося при сжигании тонны конкретного вида топлива, и характеризуется коэффициентом эмиссии, который составляет:

- для угля – 2,76 тонн CO_2 /тут, (наибольшие выбросы CO_2);
- для мазута – 2,28 тонн CO_2 /тут;

- для газа – 1,62 тоннСО₂/тут.

Как видно из представленных данных уголь характеризуется наибольшей углеродной интенсивностью.

Для оценки сокращения выбросов по проекту применяется т.н. фактор эмиссии - это количество СО₂ образующегося при производстве 1 кВтч или 1 Гкал (гСО₂/кВтч или кгСО₂/Гкал).

Для достижения сокращения выбросов парниковых газов при реализации проектов строительства и реконструкции ТЭС должно быть соблюдено следующее правило: новая или реконструируемая мощность должна обеспечить замещение (вывод) эквивалентной мощности, а фактор эмиссии у новой и(или) реконструируемой мощности должен быть ниже фактора эмиссии замещаемой мощности.

При новом строительстве объектом замещения является электроэнергия, поставляемая в ЕЭС от ТЭС, сжигающих различные виды топлива. Для ЕЭС России доминирующим видом топлива является газ, и фактор эмиссии имеет значение около 500 гСО₂/кВтч.

К проектам по снижению выбросов парниковых газов в энергетике относятся следующие типы проектов:

- повышение эффективности производства тепла и электроэнергии с внедрением современного оборудования (ПГУ, ГТУ и т.п.);
- возобновляемые источники энергии (ГЭС, ВЭС, ГеоЭС, ПЭС, СЭС, установки сжигающие биотопливо). В гидроэнергетике в качестве ПСО принимаются проекты строительства русловых ГЭС; строительства ГЭС с отношением установленной мощности к площади водохранилища превышающим 4 Вт/м² ; реконструкции или техперевооружения ГЭС с увеличением отпуска электроэнергии без увеличения площади существующего водохранилища;
- перевод станций на более чистое топливо (т.е. с угля на газ или с мазута на газ);

- использование попутного, факельного газа для выработки энергии;
- совершенствование систем теплоснабжения и комбинированной выработки тепла и электроэнергии (пенополиуретановая изоляция, замещение котельных и т.п.);
- локальное совершенствование технологий и мероприятия по энергосбережению (частотно-регулируемые приводы, гидромурфты, турбины малой мощности взамен редукционно-охладительных установок, турбодетандеры и др.).

Регистрация проектов совместного осуществления в Российской Федерации осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 28 мая 2007 года №332 «О порядке утверждения и проверки хода реализации проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата».

Международная регистрация проектов ПСО может проводиться до 2012 года. В июне 2007 года на встрече G8 в Германии мировые лидеры приняли политическое решение о начале совместных действий по снижению выбросов парниковых газов. Международная конференция на о.Бали в декабре 2007 года, участниками которой стали более 200 стран, приняла так называемый переговорный мандат, определяющий формат и сроки принятия решений по будущим (после 2012 г.) обязательствам конкретных стран, с целью принятия через 2-3 года нового Протокола к РКИК ООН о сокращении выбросов. В развитие переговорного процесса в 2009 году в Копенгагене (Дания) состоятся переговоры стран-участниц Киотского протокола по достижению соглашения о сокращении выбросов парниковых газов на посткиотский период, т.е. начиная с 2013 года.

Следует отметить, что в целом технический потенциал сокращения выбросов парниковых газов в российской электроэнергетике составляет свыше 100 млн. т CO₂. Использование этого потенциала в полном объеме может позволить привлечь в электроэнергетическую отрасль России около 700 млн. евро углеродных инвестиций.

ОАО РАО «ЕЭС России», учитывая позитивные перспективы применения

положений Киотского протокола в электроэнергетике России, в 2000 году приняло решение о создании Некоммерческой инвестиционной экологической организации «Энергетический углеродный фонд» (ЭУФ). Фонд начал проводить работы по углеродной тематике еще до ратификации Российской Федерацией Киотского протокола. Стратегическая цель ЭУФ – максимальная капитализация экологического ресурса путём:

- продажи единиц сокращённых выбросов и направления вырученных средств в проекты повышения энергоэффективности и улучшения экологических показателей;
- создания внутрикорпоративных механизмов, обеспечивающих достижение экологических показателей с минимальными издержками;
- привлечения ресурсов к реализации экологических проектов;
- управления сопутствующими ресурсами и их распределения между участниками проекта.

Энергетическим углеродным фондом проведен расчет выбросов парниковых газов в электроэнергетике на период до 2020 года для базового и максимального вариантов развития энергетики, предусмотренных Генеральной схемой размещения объектов энергетики до 2020 года для предприятий холдинга ОАО «РАО ЕЭС России», Росэнергоатома, ОАО «Татэнерго», ОАО «Иркутскэнерго», ОАО «Башкирэнерго», блок-станций и независимых производителей.

По результатам расчета для базового варианта к концу первого бюджетного периода (за 2012 год) выбросы парниковых газов по отрасли составят 655,9 млн.т CO₂, (82,7% от уровня 1990 года); к концу второго бюджетного периода (за 2017 год) – 738,6 млн.тCO₂, (93,1% от уровня 1990 года); уровень 1990 года будет достигнут после 2020 года. Для максимального варианта к концу первого бюджетного периода (за 2012 год) выбросы парниковых газов по отрасли составят 708,3 млн.тCO₂, (89,3% от уровня 1990 года); к концу второго бюджетного периода (за 2017 год) – 918,8 млн.тCO₂, (115,8% от уровня 1990 года); уровень 1990 года будет достигнут в начале 2015 года.

Представленный расчет показывает, что в первом бюджетном периоде 2008-2012гг. реализация квот на выбросы парниковых газов позволит привлечь углеродное финансирование в инвестиционные проекты и не приведет к ограничениям промышленного роста в стране.

Первым проектом в России по применению механизмов Киотского протокола для модернизации российской энергетики стало заключение соглашения с Датским агентством по охране окружающей среды (DEPA) о продаже единиц сокращений парниковых газов, полученных при модернизации ТЭЦ в Хабаровском крае и Оренбургской области. Проектом была предусмотрена реконструкция Амурской ТЭЦ-1 в Хабаровском крае с переводом двух котлов на сжигание газового топлива, а также модернизация Медногорской ТЭЦ в Оренбургской области, где установят новую паровую турбину и две газотурбинные установки с паровыми котлами-утилизаторами. Объемы инвестиций оцениваются соответственно в 9 млн. и 11 млн. евро. В результате реализации проекта выбросы на Амурской ТЭЦ-1 сократятся на 1 млн. тонн углекислого газа, а на Медногорской ТЭЦ - на 210 тысяч тонн.

Всего же энергокомпаниями РАО «ЕЭС России» совместно с ЭУФ разработано 30 проектов совместного осуществления в электроэнергетике, которые позволяют заключить инвестиционных контрактов общим объемом сокращения выбросов более 10 млн. тонн $\text{CO}_{2\text{экв}}$. Энергетический углеродный фонд заключил агентские договоры и предварительные инвестиционные контракты с генерирующими компаниями общим объемом сокращения выбросов более 20 млн. тонн $\text{CO}_{2\text{экв}}$.

Механизм чистого развития (МЧР) учрежден в рамках статьи 12 Киотского протокола и основывается на том, что Стороны, включенные в Приложение I к РКИК (развитые страны и страны с переходной экономикой), могут использовать для выполнения своих обязательств по Протоколу «сертифицированные сокращения выбросов» (ССТВ), полученные в результате осуществления проектов, направленных на сокращение антропогенных выбросов или увеличение абсорбции

парниковых газов, на территории стран, не включенных в Приложение I (развивающиеся страны). Помимо достижения Сторонами Приложения I к РКИК своих количественных обязательств по Киотскому протоколу, МЧР должен способствовать развивающимся странам в обеспечении их устойчивого развития.

В отличие от других киотских механизмов ССВ по проектам МЧР могут быть выпущены уже с 2000 года, а не с 2008, и передаваться Сторонам Приложения I к РКИК для обеспечения соблюдения ими своих обязательств по Киотскому протоколу в первый период с 2008 по 2012 гг.

Сертификация сокращений выбросов происходит исходя из критериев добровольности участия стран, «реальных, измеримых и долгосрочных преимуществ» проектов, а также дополнительности полученных сокращений парниковых газов, т.е. сокращение должно быть более значительным, чем то, которое имело бы место в случае отсутствия зарегистрированной деятельности по проекту МЧР.

Страна, на территории которой реализуется проект МЧР, называется Принимающей Стороной, обязательными условиями для участия которой являются ратификация Киотского протокола и назначение национального органа по МЧР.

Ответственным органом, регулирующим деятельность в рамках МЧР, является Исполнительный комитет (ИК МЧР). Принципы его работы прописаны в Марракешских Соглашениях. Окончательно они были одобрены на Первом Совещании Сторон Киотского протокола в Монреале в 2005 году. Несмотря на это, МЧР и его Исполнительный комитет начали свою работу по завершении Седьмой сессии Конференции Сторон РКИК в Марракеше в 2001 году.

К основным задачам ИК МЧР относятся одобрение и регистрация предлагаемых проектов в качестве проектов МЧР; также ИК МЧР утверждает новые методологии по проектам, создает и поддерживает реестр МЧР, обеспечивает доступ общественности к техническим отчетам и выполняет другие функции.

11.9. Оперативное управление

11.9.1. Функции, структура и особенности оперативного управления

Существует необходимость ввести определение оперативного управления, отвечающее его сущности и отражающее цель оперативной управленческой деятельности; выработку управляющих воздействий и их осуществление; контроль за результатом их осуществления. Наиболее распространенная формулировка: оперативное управление — это деятельность управляющей подсистемы, заключающаяся в выработке управляющего воздействия и его осуществлении и направленная на эффективное достижение цели деятельности системы управления и организации в целом при должным образом организованном контроле, основанная также на процессах реализации функций управления, которые характеризуется рядом особенностей:

- осуществляются непрерывно во времени и пространстве и ориентированы на достижение определенных (установленных) целей;
- охватывают все необходимое и соответствующее пространство и имеют место не только в момент совершения управленческого акта, но и в последующие периоды времени;
- характеризуются целенаправленностью — при отсутствии целей управление становится бессмысленным;
- могут быть предназначены и ориентированы на тактические и стратегические цели и планы, что и определяет задачи управления: оперативные или тактические, оперативно-технологические (оперативные, оперативно-производственные, в том числе оперативно-диспетчерские) и стратегические.

Прежде чем установить, как вписывается основанное преимущественно на административно-командных принципах оперативное управление в общую систему, отметим, что корпоративное управление — это внутреннее средство обеспечения деятельности корпорации и контроля над ней, включающее комплекс отношений между правлением компании, ее советом директоров, акционерами и другими заинтересованными лицами. Корпоративное управление определяет

стратегические цели компании, средства их достижения и способы контроля над ее деятельностью.

Опыт развития корпоративного управления показывает: формирование корпоративных этических норм помогает компании избежать операционных рисков, поддерживает долгосрочный экономический рост и способствует осуществлению успешной предпринимательской деятельности. Следование нормам корпоративной этики формирует политику корпоративного поведения компании, базирующуюся на учете интересов акционеров, менеджмента и сотрудников компании; способствует укреплению позиций на рынке; увеличивает рыночную стоимость и прибыльность компании; повышает удовлетворение ожиданий стейкхолдеров.

Регламентация используемых способов, форм и принципов оперативного управления, изложенная в стандарте энергокомпании, утвержденном советом директоров, есть не что иное, как возложение конкретной ответственности и делегирование полномочий соответствующим уровням менеджмента для обеспечения текущего (тактического) результата деятельности энергокомпании и ее энергопредприятий (филиалов, структурных подразделений, дочерних акционерных обществ). В то же время эффективное корпоративное управление основано на разделении стратегического и оперативного руководства. Передача функций оперативного управления бизнесом (производством) от собственника бизнеса (акционера) к менеджменту дает возможность собственнику сфокусироваться на более масштабных стратегических задачах развития своего бизнеса и ограничиться контролем за его эффективностью, т.е. за эффективностью управления, осуществляемого менеджментом компании.

Методологии и процессы оперативного управления направлены на обеспечение функциональной и технической устойчивости управляемой системы, как общего свойства систем и процессов управления сохранять и восстанавливать свои качества в условиях внутренних и внешних изменений и возмущений с определенной или необходимой оперативностью.

Под функциональной устойчивостью понимается способность противостоять нетехническим воздействиям, под технической устойчивостью — воздействиям технического характера с помощью технических средств, а под оперативностью — свойство процесса управления обеспечивать завершение цикла управления в требуемые сроки, что, в свою очередь, обеспечивается:

- ясностью целевых ориентиров и реальностью задач;
- полным и своевременным информированием субъекта управления о состоянии системы, среды и ходе самих процессов;
- достаточной гибкостью процессов, позволяющей своевременно адаптироваться к изменениям ситуации;
- регламентированием процессов, в частности, разработкой процедур, обеспечивающих согласованность между фазами процессов;
- параллельным выполнением отдельных частей процессов;
- четким контролем за процессами со стороны субъекта управления;
- наличием ресурсов, достаточных для обеспечения необходимой скорости и соответствующего временного режима реализации процессов.

В зависимости от степени участия человека в реализации управленческих воздействий система классификации оперативного управления включает в себя управление:

- техническими системами;
- эргатическими (человеко-машинными) системами;
- организационными системами;
- финансами.

Оперативное управление основывается на бизнес-процессах планирования, учета и контроля за деятельностью энергокомпании, таких как управление финансовыми средствами; учет основных средств; контроль за состоянием и технико-экономической эффективностью производственных фондов; управление записями; решение вопросов тарификации и ценообразования; расчет и уплата налогов; вопросы заработной платы; формирование и контроль исполнения

бюджетов; ведение юридической документации; управление взаимоотношениями с клиентами и поставщиками; управление персоналом.

Для повышения качества оперативного управления должны разрабатываться корпоративные стандарты (стандарты организации), но только для сложившихся видов деятельности и процессов.

11.9.2. Задачи оперативного управления

Обеспечение функциональной и технической устойчивости — это и есть задачи оперативного управления. В оперативном управлении в целях мобилизации возможностей (ресурсов) производственной системы в расчете на ожидаемый ход событий применяют управление путем ранжирования стратегических задач, которое предусматривает:

- установление постоянного наблюдения за всеми тенденциями во внешней обстановке с ее оперативным анализом и оценкой, с регулярными докладами руководству по установленной форме или оперативно по мере обнаружения новых рисков или открытия новых возможностей;
- ранжирование руководством вытекающих из данных мониторинга результатов, выводов и задач на четыре категории: а) самые срочные и важные (требующие немедленного решения); б) важные задачи средней срочности, которые могут быть решены в пределах следующего планового периода; в) важные, но не срочные задачи, требующие постоянного контроля; г) задачи, вызывающие ложную тревогу и не заслуживающие дальнейшего рассмотрения;
- передачу руководством срочных задач для изучения и принятия решения существующим подразделениям предприятия либо в случае необходимости специально создаваемым рабочим группам или штабам с последующим контролем со стороны руководства исходя из возможных стратегических и тактических последствий.

Очевидные и конкретные проблемы, выявленные в результате оперативного контроля и мониторинга, называются сильными сигналами. Другие проблемы, известные по ранним и неточным признакам, принято называть слабыми

сигналами. При высоком уровне нестабильности появляется необходимость готовить решения, когда из внешней среды поступают слабые сигналы.

Оперативное управление играет важную роль в условиях проявления стратегических неожиданностей, характеризующихся следующей ситуацией:

- а) проблема возникает внезапно и вопреки ожиданиям;
- б) проблема ставит новые задачи, не соответствующие прошлому опыту предприятия;
- в) неумение принять контрмеры приводит либо к крупному финансовому ущербу, либо к ухудшению возможностей для получения прибыли; либо к снижению удовлетворенности стейкхолдеров;
- г) контрмеры должны быть приняты срочно, но обычный, существующий на предприятии порядок действий этого не позволяет

Если ожидается, что уровень стратегических неожиданностей начинает приобретать угрожающий характер, следует заняться подготовкой системы чрезвычайных мер, начиная с уточнения и перераспределения обязанностей высшего руководства и создания сети оперативных групп.

Система оперативного управления производством должна обеспечивать выработку управляющих воздействий в ответ на отклонения параметров в каждой отдельной планово-учетной единице производства. Решения, вырабатываемые системой оперативного управления, в отличие от системы планирования соответствуют не множеству возможных возмущений с определенной вероятной мерой, а каждой возникающей реализации возмущения (тем не менее параметры системы оперативного управления производством должны наилучшим образом соответствовать именно вероятностным свойствам возмущений).

В зависимости от характера целей и задач различают (используют) следующие виды управления:

- ситуационное управление (или управление по отклонениям), когда цели определены и сформированы конкретные задачи в относительно стабильном виде и требуется управление функциональными системами в соответствии с заданными и установленными параметрами, критериями и показателями. В этом случае

управление осуществляется по отклонениям, т.е. система управления реагирует на отклонения;

- программное управление (или управление по целям), когда цель формируется в программе действий. В данном виде управления речь может идти об осуществлении программно-целевого или проблемно-ориентированного управления;

- управление по результатам, когда управление является процессом, состоящим из следующих этапов: определения или установления результатов, ситуационного управления ради достижения этих результатов и контроля (наблюдения) за результатами. Методы управления, при которых результаты «не подчеркнуты» или не осуществляется контроль за результатами не оставляют надежды на улучшение финансово-хозяйственной ситуации в организации или компании.

Во всех случаях оперативное управление — это деятельность по выработке мотивированного управленческого решения, его планированию, организации, реализации и контролю за его реализацией, обеспеченная необходимой и достаточной информацией и направленная на достижение целей путем эффективного использования в процессе управления внутренних переменных организационной системы: целей, задач, структуры, технологии и ресурсов, а также факторов внешней среды организации (компании) и стейкхолдеров. При этом на основе управленческого решения формируются управляющие воздействия на объект управления, обеспечивающие цели управления, эффективность достижения которых зависит от качества координации совокупности взаимосвязанных внутренних переменных. Базовый алгоритм подготовки и принятия управленческих решений включает в себя следующие этапы (последовательные шаги):

- фиксация проблемы: признаки возникновения, первая реакция руководителя;

- анализ ситуации: сбор и обработка информации, поиск причин и следствий;

- определение проблемы: в чем она заключается на самом деле;
- преобразование проблемы в задачу: переход от «что произошло?» к «что делать?»;
- наработка вариантов решения;
- определение критериев для оценки вариантов решения;
- оценка вариантов решения по критериям и выбор оптимального;
- принятие решений в условиях дефицита времени или информации;
- принятие индивидуальных (лично руководителем) или групповых решений (например, на совете директоров, заседании правления) и их оформление директивой (приказом, распоряжением, решением правления или совета директоров);
- возложение контроля за исполнением и контроль.

Руководство компании и менеджеры по видам деятельности организуют бизнес-процессы, обеспечивают текущее управление, разрабатывают и осуществляют стратегию компании. При этом они должны иметь ясные представления о задачах, функциях и методологии оперативного управления, включая антикризисное управление и управление рисками, и механизмах формирования связей между техническими, экономическими и финансовыми аспектами текущей деятельности компании.

11.9.3. Оперативное управление рисками (риск-менеджмент) и антикризисное управление

Важно понимать возможность появления рисков в оперативном управлении. При анализе рисков необходимо получать ответы на два вопроса: насколько существен данный риск; каким образом можно его нейтрализовать. Менеджмент всегда должен стремиться учитывать возможные риски и предусматривать определенные меры для снижения его уровня и компенсации потерь. В этом заключается сущность управления рисками (риск-менеджмента). Управление рисками — сегодня один из динамично развивающихся видов профессиональной

деятельности в области менеджмента и включает в себя следующие основные направления деятельности:

- распознавание, анализ и оценку степени риска;
- разработку и осуществление мер по предупреждению, минимизации и страхованию риска;
- антикризисное и кризисное управление (ликвидация последствий возникших убытков и выработка механизмов выживания организации).

Способы управления рисками можно разделить на три основных направления, различающихся как целями, так и инструментами воздействия:

- 1) методы предупреждения риска;
- 2) методы ограничения риска;
- 3) методы возмещения потерь.

Умение управлять рисками осуществляется по мере развития навыков оперативного управления, что позволяет руководителю эффективнее осуществлять ежедневную управленческую деятельность, последовательно решая текущие задачи, что не маловажно при оперативном управлении техническими рисками, под которыми понимается угроза отказов оборудования, снижение технической надежности электро- и теплоснабжения и перерывы в подаче энергии потребителям.

Так как эффективность, надежность и безопасность во многом зависят от условий эксплуатации и состояния энергетического оборудования, то необходимо построение системы раннего обнаружения отклонений в его работе для последующего принятия превентивных и профилактических мер в целях снижения рисков. Такая система необходима для определения специфических для каждого входящего в энергокомпанию предприятия ключевых факторов и индикаторов. На первой стадии целесообразно ограничиваться определением проблемных ситуаций и целевых показателей, а также поиском важнейших факторов, оказывающих на них влияние. Цель данного этапа — расчет доминирующих зависимостей, в наиболее значительной степени определяющих развитие событий в рамках общей проблемной ситуации. Например, при снижении надежности энергетического

оборудования это означает проведение факторного анализа ситуации с экспертной оценкой его состояния, условий эксплуатации и качества технического обслуживания, по результатам которого разрабатываются, а затем реализуются соответствующие мероприятия. Если обнаруживается большое отклонение, вступает в действие внутренний аудит (финансовый и (или) технический), который определяет действенность системы внутреннего контроля.

Наблюдение за действенностью контрольной системы крайне необходимо. Подразделения внутреннего технического аудита не осуществляют постоянного контроля, да и не в состоянии делать это в силу ограниченной численности. Выявить причины отклонений и содействовать их устранению — важная задача подразделений внутреннего технического аудита. Исходной точкой для проверки контрольного механизма должен быть анализ соблюдения установленных правил и нормативных требований. Ошибки, обнаруженные аудитором, позволяют сделать вывод о недостатках механизма внутреннего контроля. Поэтому важным результатом деятельности подразделения внутреннего аудита является выяснение, достаточно ли на энергопредприятиях и энергообъектах имеющихся видов внутреннего контроля для преодоления и (или) недопущения конкретного риска и обеспечения эффективности и применяются ли они на самом деле. Риск — мера опасности, характеризующая вероятность возникновения возможных негативных (отрицательных) событий и тяжесть их последствий — рассматривается как сочетание вероятности нанесения ущерба и тяжести этого ущерба.

Задача подразделения внутреннего технического аудита — независимый анализ, проводимый в энергокомпании для оказания помощи менеджменту структурных подразделений в более эффективном выполнении его обязанностей путем предоставления ему результатов анализа, оценок, рекомендаций и информации по анализируемым видам деятельности. Успешное решение задач технического аудита возможно лишь при условии, что подразделения внутреннего технического аудита являются независимыми и объективными, т.е. внутренние технические аудиторы должны быть независимы от предприятий, которые они проверяют, и подчиняться высшему менеджменту энергокомпании. Внутренний

аудит следует рассматривать как процесс, осуществляемый для получения разумных гарантий достижения следующих целей:

- эффективности и результативности производственной и финансово-хозяйственной деятельности;
- соблюдения действующих законов и норм при осуществлении деятельности;
- надежности и объективности принятых форм отчетов по направлениям деятельности.

Внутренний аудит, например в области производственной деятельности, проводится по следующим основным направлениям:

- по техническому обслуживанию оборудования (осмотр, контроль режима, регулировка и др.) в соответствии с действующими в отрасли нормативно-техническими документами;
- проведению капитальных, средних, текущих и профилактических ремонтов в запланированное время в объеме, установленном техническими требованиями или заводскими инструкциями;
- анализу параметров технического состояния оборудования в период его эксплуатации для обеспечения надежности и экономичности;
- проведению регламентных испытаний и диагностики энергооборудования;
- организации разработки и осуществления мероприятий по профилактике пожаров, аварий и других технологических нарушений в работе энергооборудования и по совершенствованию эксплуатации;
- подготовке персонала (обучение, поддержание и повышение квалификации, переподготовка и т.п.);
- обобщению практики применения нормативных требований, направленных на безопасное ведение работ и надежную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений энергопредприятий;
- организации разработки и сопровождению нормативно-технических документов по вопросам промышленной и пожарной безопасности и охраны труда.

Внутренний аудит и внутренний контроль выполняют задачу надзора в энергокомпаниях. Внутренний контроль означает осуществление контрольной деятельности в пределах предприятия или организации. В отличие от внутреннего аудита внутренний контроль — это деятельность, которая осуществляется специалистами, непосредственно или косвенно зависящими от руководства проверяемой организации.

Внутренний контроль в производственной деятельности энергетического предприятия и энергетического объекта — основная часть системы управления промышленной безопасностью — сопровождается проведением комплекса мероприятий, направленных на повышение безопасности функционирования опасных производственных объектов, а также на предупреждение аварий и инцидентов на этих объектах, обеспечение готовности к локализации аварий и инцидентов, ликвидации их последствий. Действенность внутреннего контроля оценивается по конечному результату и заключается:

- в определении совпадений и отклонений (выявление недостатков, качественная их оценка или квалификация, количественная оценка недостатков);
- в устранении отклонений (корректирующий эффект, минимизация недостатков);
- в выработке решения (заключения) о достоверности данных о потенциальных возможностях, результатах работы оборудования и персонала (эффект достоверности);
- в достижении эффекта обучения (извлечение урока, возможность положительных изменений состояния дел в будущем на основе факторного анализа причин недостатков).

Важная часть системы внутреннего контроля в области производственной деятельности — контроль за состоянием и условиями эксплуатации энергетического оборудования и соблюдением установленных требований, который включает в себя:

- сбор и анализ информации о состоянии и технико-экономических показателях оборудования, сооружений, а также о качестве технологических процессов и режимов;

- оценку деятельности персонала и качества выполнения им должностных обязанностей в рамках осуществления задач производственной деятельности предприятия;

- определение, что именно в объекте (оборудовании, организации его эксплуатации) или в его окружении (у специалистов и обслуживающего персонала) необходимо и возможно изменить, чтобы исходная проблема вообще исчезла либо могла быть легко решена.

Система внутреннего технического контроля должна охватывать контроль и оценку качества выполняемых сторонними сервисными организациями работ и оказываемых услуг и оценку качества отремонтированного ими оборудования энергокомпании в соответствии с рекомендациями, изложенными в действующих «Правилах организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей».

Упущенные возможности для своевременного устранения или компенсации причин явлений, начинающих формировать слабые сигналы и проявления стратегических неожиданностей, приводят к тому, что образуется цепочка (без дополнительного импульса) взаимосвязанных явлений (эффект падающего домино), и в завершение этого лавинного процесса наступает кризисное состояние компании. Глубина кризисного состояния и продолжительность периода его формирования зависят от следующих факторов:

- соотношения количества и силы исходных экономических явлений;
- числа и степени влияния агентов внешней и внутренней среды;
- интенсивности процесса возникновения промежуточных экономических явлений;
- соотношения и силы промежуточных явлений.

Цель антикризисного управления фирмой — разработка и первоочередная реализация мер, направленных на нейтрализацию наиболее опасных путей в

цепочках экономических явлений, приводящих к кризисному состоянию. Управление должно содержать стратегический и тактический аспекты. Существо стратегического управления состоит в принятии мер, позволяющих предотвратить наступление кризиса. Тактическое (оперативное) управление имеет целью разработку и реализацию мер по выводу фирмы из кризисного состояния.

Меры, применяемые при антикризисном управлении, делятся на две группы: общие, подходящие для всех компаний и видов деятельности; специфические, касающиеся только данного бизнеса.

При вводе в действие оперативных мер антикризисного управления должны происходить резкое сокращение объема «демократических» процедур в управлении — коллегиальных решений, совещаний, согласований и переход на быстрые «единственные» механизмы принятия решений, подкрепленные работой особых, мобильных «антикризисных» групп (штабов), вырабатывающих путем мозгового штурма идеи и предложения.

11.9.4. Общие требования к инженерному менеджменту в области оперативного управления производственной деятельностью

Осуществляя управленческую деятельность инженерный менеджмент энергокомпании должен четко понимать следующие:

- управление — это совокупность воздействий на другие (в частности, связанные с решениями) лица, выполняемых определенными лицами и органами, опирающимися на соответствующие средства, а также их формирование и обеспечение для достижения целей и соблюдения условий при принятии на себя ответственности;
- институциональный аспект управления (кто кем управляет) — это аспект, характеризующий исполнителей задач управления, в частности менеджеров и органы управления, а также сотрудников, связанных с решениями;
- функциональный аспект (как осуществляется управление и как оно влияет на управляемых) — это аспект, характеризующий, во-первых, деятельность и

формирование менеджеров и органов управления (здесь можно рассматривать как возможные функции управления, так и специальные характеристики деятельности менеджеров), во-вторых, воздействие менеджера на управляемых сотрудников (эффективность управления);

- инструментальный аспект (инструменты управления) — это аспект, относящийся к инструментам, которыми пользуются менеджеры для выполнения своих задач (инструменты управления).

При исполнении управленческих решений должна преследоваться цель минимизации проблем, например, субъективных и объективных препятствий. Наивысшей задачей является реализация принятых решений. Для этого в первую очередь нужно преодолеть как субъективные, так и объективные препятствия. При этом используются следующие средства исполнения управленческого решения:

- инструкция — относящееся к конкретным случаям детальное указание об образе действий с обязательной силой;

- организация — общее (генеральное) долговременное регулирование с обязательной силой, оформляемое посредством стандартов предприятия или организационно-распорядительных документов и корпоративных решений, с помощью которой регулируется ход деятельности (организация процесса);

- постановка цели — задачи, подлежащие решению, причем исполнители имеют свободу выбора мер ее достижения;

- переговоры — достижение между менеджерами и исполнителями в процессе согласования договоренностей о целях и образе действий;

- мотивация — генеральное управление поведением исполнителей посредством влияния на уровень мотивов. Управление через мотивацию имеет большое значение в западных предприятиях, не в последнюю очередь потому, что от этого выигрывают как предприятие, так и сотрудники.

При планировании управленческих решений необходимо учитывать возможные риски, под которыми понимается опасность ошибочного решения, т.е. неверный вклад в достижение цели, обусловленный этим решением.

Для преодоления рисков при принятии управленческих решений применяются оправдание риска и передача риска, которые представляют собой:

- ограничение риска (размера возможного ущерба);
- компенсацию риска (выравнивание ущерба);
- предвидение риска (самокомпенсация ущерба);
- перекладывание риска (ущерба) на третьих лиц;
- постороннее обеспечение (договоры страхования по возмещению убытков).

Инженерный менеджмент должен учитывать обязательные нормативные требования управления, которые включают в себя:

А. *Философию управленческой деятельности* (верховные принципы деятельности). Сюда относятся главные требования:

- по определению глобальных целей — определяются высшие ориентиры успеха предприятия (цели, ведущие к успеху) и условия достижения цели, которые необходимо учитывать (ограничения и ограничители);
- по формулированию принципиальных требований к организации управления, в том числе:
 - к способу управления (авторитарный или демократический стиль управления);
 - к применению инноваций (например, текущее гибкое или застывающее планирование);
 - информационным принципам и др.

Б. *Политику управления*, состоящую:

- из структурной политики (определение и изменение основных, стабильных для продолжительного периода признаков управления);
- политики процесса (определение целей, средств и путей функционирования отдельных сфер деятельности предприятий).

В. *Этику деятельности* (мораль деловых взаимоотношений), охватывающую собой нормы, которые в целях самоупрочнения должны быть обязательно введены в силу закона (норматива), чтобы ограничивать влияние принципа получения

прибыли, порождающего конфликты при управлении конкретными сферами и областями деятельности (предприятия, организации, группы, отдельного лица—менеджера).

Г. *Принципы организации работы менеджеров* как основной закон (норматив), четко и ясно формулирующий общие директивные положения о желаемом поведении всех его членов.

Управленческие решения в узком смысле могут быть выделены только как выбор альтернативы, ориентированный на цель, но в широком смысле это означает подготовку окончательного решения. Уже в рамках планирования должен быть принят ряд предварительных решений. В конце процесса планирования (по его завершении) следует принятие решения, которое завершает процесс формирования пакетом мероприятий (планов) или единичным мероприятием.

На практике проблема управленческого решения определяется исполнительскими сроками, квалификацией лиц, принимающих решение, ненадежностью методов решения проблем, засильем рутины и разногласием между лицами, принимающими окончательное решение.

Виды решений можно классифицировать по многочисленным признакам:

- по объекту — решения, ориентированные на цель (постановочные) или на средства; структурные (основополагающие) или процессуальные (ситуационные);
- по надежности исходной информации — решения на основе надежной информации, основанные на риске по надежности;
- по сроку действия решения — долгосрочные, среднесрочные и краткосрочные;
- по связи с планирующей иерархией — стратегические, тактические и оперативные;
- по частоте (повторяемости) — одноразовые (случайные) решения и повторяющиеся, рутинные;
- по достаточности — общие для всего предприятия (принятые менеджерами) и узкоспециализированные;

- по роду процесса принятия — объединенные решения и решения, принимаемые последовательно и др.

Для менеджера основополагающим фактором служит то, какие решения являются «чистыми» и «типичными» управленческими решениями.

Управление деятельностью инженерного менеджмента может, как известно, проводиться на основе авторитарного и коллегиального методов. Понятно, что во всех случаях окончательное решение для инженерного менеджмента остается за техническим руководителем — главным инженером (техническим директором) и на него же возлагается вся мера ответственности за последствия принимаемых решений. Но авторитарный метод управления не обеспечивает полноты и достаточности информации по рассматриваемой проблеме, не защищает от принятия решений, мало способствующих улучшению ситуации. Авторитарный метод не защищает от негативного влияния принимаемых неоптимальных решений в условиях недостатка позитивной информации и невозможности комплексного осмысления решаемой проблемы.

Одним из важных направлений совершенствования управления деятельностью инженерного менеджмента является отход от авторитарных методов управления и более широкое использование системы консолидированного управления проблемой. Положительных результатов достигают только те коллективы энергокомпаний, энергопредприятий и энергетических объектов, которые максимально используют возможности схемы консолидированного управления, позволяющей создать условия для комплексного подхода к решаемой проблеме и задаче и, безусловно, дает положительный результат.

Кроме того, такой подход дает положительный результат от «эффекта причастности» всех соответствующих подразделений к решаемой задаче. Консолидированная схема принятия решения с достаточно широкими внутренними и внешними консультациями позволяет на более высоком уровне провести глобальный анализ и определить основные направления для комплексного и совместного принятия мер и приложения усилий. Полученные при таком подходе решения будут включать в себя стандартные и специальные мероприятия,

наласточные работы, конструктивные доработки, технологические решения и научные проекты.

Внешние консультации могут проводиться с широким кругом специалистов отрасли — сторонниками того или иного метода и с их оппонентами. Внутренние консультации основываются на собственном техническом интеллекте коллектива. Консолидированная схема принятия решений ни в коем случае не допускает средневзвешенного мнения (решения), поэтому, стремясь повысить роль и значение внутренних консультаций, необходимо помнить: только высококвалифицированный, отлично обученный и подготовленный инженерно-технический персонал есть основа обеспечения надежности и безопасности энергетического объекта. При использовании многоуровневой модели системы консолидированного управления проблемой перед высшими менеджерами энергокомпании в целях повышения общей эффективности деятельности инженерного менеджмента должна стоять задача контроля и оценки специфических управленческих особенностей менеджера каждого уровня — управленческих стилей, т.е. применяемых ими способов и форм управления.

Командный менеджмент, т.е. менеджмент, осуществляемый посредством создания и функционирования управленческих команд, как одна из форм коллективного управления основан на принципе делегирования полномочий. Организации наделяют менеджеров различных уровней ответственностью за более широкий круг задач по сравнению с тем, с которым они могли бы справиться лично. Для того чтобы менеджеры могли нести эту ответственность, создаются те или иные формы коллективного управления, основанные на перераспределении ответственности. В успешных управленческих группах выработка и принятие решения осуществляются непосредственно группой, а роль администратора сводится к созданию для этого всех необходимых условий. Он определяет границы пространства решения и дает в затруднительных случаях советы.

Для команды важно наличие у включенных в нее менеджеров взаимодополняющих навыков трех категорий:

- навыков технической или функциональной экспертизы;

- навыков по решению проблем и принятию решений;
- межличностных навыков (принятие риска, полезная критика, активное слушание и т.д.).

Командный менеджмент предполагает мероприятия по формированию и укреплению производственных команд, управлению их функционированием и эффективностью их труда. Эффективную команду можно охарактеризовать общепринятыми критериями эффективности любой организации, однако есть общие черты, присущие только команде. Прежде всего, это нацеленность всей команды на конечный результат, инициатива и творческий подход к решению задач. Высокая производительность и ориентированность на лучший вариант решения, активное и заинтересованное обсуждение возникающих проблем дополняют ее характеристику.

11.9.5. Контроль и анализ в оперативном управлении

Обеспечение эффективного функционирования компаний требует экономически грамотного оперативного управления, которое во многом определяется умением анализировать. С помощью анализа изучаются тенденции развития, глубоко и системно исследуются факторы изменения результатов деятельности, обосновываются бизнес-планы и управленческие решения, осуществляется контроль за их исполнением, выявляются резервы повышения эффективности производства, оцениваются и прогнозируются результаты деятельности, вырабатывается стратегия развития компании.

Эффективность оперативного управления, как и всей системы управления, зависит от того, насколько структура системы и подсистем управления, организация, методы и механизмы управленческой деятельности соответствуют законам и закономерностям, объективно действующим в сфере управления. Методология оценки эффективности оперативного управления включает в себя: цели, принципы, критерии и методы оценки.

На практике с оперативным управлением сливается оперативный контроль, ориентированный на текущую производственную и финансово-хозяйственную

деятельность, который проводится одновременно с выполнением основных работ и процессов. Его объекты:

- качество технологического процесса;
- соблюдение нормативов расхода ресурсов;
- загрузка оборудования и эффективность использования основных производственных фондов;
- организация труда и соблюдение его графиков;
- наличие незавершенного производства и складских запасов;
- уровень текущих затрат денежных средств и текущих финансовых результатов.

Результаты оперативного контроля подлежат всестороннему оперативному анализу.

Концепция оперативного управления предусматривает, что аналитические оценки влияния внешних и внутренних факторов на формирование выручки, прибыли, рентабельности компании в целом должны выполняться в рамках анализа всей его производственно-хозяйственной и финансовой деятельности. На такую целевую направленность может претендовать определенным образом структурированная система параметрического анализа, концепция (предмет и объекты, принципы, методология, структура, функции, состав и содержание задач, условий, методов и процедур их реализации), разрабатываемая в аспекте антикризисного управления производственно-хозяйственной и финансовой деятельностью предприятия.

Параметрический анализ — один из ведущих разделов комплексного экономического анализа, система специальных знаний. Выделение его в самостоятельный раздел обусловлено специфичностью функций этого вида анализа, связанных со следующими задачами:

- исследование экономических процессов, складывающихся под воздействием объективных экономических законов и факторов субъективного порядка в их взаимосвязи;

- выявлением положительных и отрицательных факторов, количественным измерением их действия на экономику хозяйствующих субъектов;
- раскрытием тенденций и пропорций хозяйственного развития, вскрытием неиспользуемых предприятием—объектом анализа внутрихозяйственных резервов;
- научным обоснованием и объективной оценкой выполнения маркетинговых стратегий и программ, инвестиционных проектов, бизнес-планов;
- принятием оптимальных решений в управлении производственно-хозяйственной и финансовой деятельностью предприятия.

Предмет параметрического анализа — хозяйственные процессы предприятий и конечные финансовые результаты их деятельности, складывающиеся под воздействием экзо- и эндогенных (объективных и субъективных) факторов и получающих отражение через систему экономической информации. Значением, содержанием, предметом параметрического анализа определяются и стоящие перед ним комплексы задач. Важнейшие из них (как наиболее актуальные в аспекте антикризисного управления предприятием):

- экспресс-диагностика финансовой состоятельности по основным параметрам деятельности;
- детализированный анализ финансовой состоятельности и финансовой устойчивости;
- выбор и обоснование стратегий развития;
- параметризация реорганизационных политик антикризисного управления;
- прогнозирование финансовых результатов и направлений их использования;
- формирование эффективной текущей политики управления производственно-хозяйственной и финансовой деятельностью;
- оптимизация управленческих решений.

Наиболее передовая и все больше входящая в практику методология контроля и оценки эффективности управления — контроллинг органично

встраивается в управляющую подсистему оперативного управления и повышает ее эффективность.

Контроллинг — концепция системного управления организацией, в основе которой лежит стремление обеспечить долгосрочное эффективное существование бизнеса в стратегическом плане а также концепция подсистемы управления производственной деятельностью. Он позволяет определить, какой специалист отвечает за тот или иной результат, кто планирует и проводит мероприятия по достижению целей. В то же время контроллинг — это предмет деятельности соответствующего руководителя независимо от занимаемой им должности или иерархической ступени в управлении. Поэтому организация управления путем постановки целей и оценки результатов ее достижения способствует изучению личностного аспекта как важной составляющей всего процесса управления, ориентированного на улучшение результата. Это дает возможность оценки соответствия конкретного руководителя порученным задачам и возложенным обязанностям.

В обобщенном виде контроллинг — система информационно-аналитической и методической поддержки руководства при реализации процессов планирования, контроля, анализа и принятия управленческих решений по всем функциональным сферам деятельности предприятий. В идеале контроллинг находит точки соприкосновения между функциональными составляющими менеджмента, создавая единую систему управления, а с учетом изменения внутренней и внешней среды адаптирует эту систему к новым требованиям.

Одна из важных причин внедрения концепции контроллинга — необходимость в системной интеграции различных аспектов управления. Он обеспечивает методическую и инструментальную базу для поддержания основных функций менеджмента: планирования, контроля, учета и анализа, а также оценки ситуации для принятия оперативно-тактических и стратегических управленческих решений.

Технический контроллинг как концепция одной из функций управления в производственной области энергокомпании направлен на заблаговременное

выявление и предупреждение проблем функционирования технических комплексов и технологических процессов как человеко-машинных систем с целью обеспечить и повысить их надежность, безопасность и эффективность.

Технический контроллинг как функция управления осуществляется производственным менеджментом, как функция поддержки управления — подразделениями технического контроллинга (техническими контроллерами). В производственном менеджменте большую роль играют методы принятия решений и качество принимаемых решений, поэтому рефлексии в техническом контроллинге отводится существенное место. Указанная функция реализуется преимущественно производственным менеджментом, но качество ее выполнения существенно повышается при информационно-аналитической и экспертной поддержке управления, осуществляемой подразделениями технического контроллинга энергокомпаний.

Цель системы технического контроллинга в энергетике — своевременное выявление рисков нарушения бесперебойного энергоснабжения потребителей и обеспечение разработки проектов управленческих решений, направленных на повышение надежности, безопасности и эффективности объектов технического контроллинга — энергокомпаний и их филиалов.

Основные задачи технического контроллинга энергокомпаний:

- координация получения и подготовки информации о состоянии и результатах производственной деятельности энергокомпаний с потребностями в ней производственного и финансово-экономического менеджмента энергокомпаний и ее филиалов;
- обеспечение производственного менеджмента и высшего руководства энергокомпаний информацией для принятия решений, т.е. выполнение одной из функций управленческого инструмента, который поддерживает внутрифирменный процесс управления и принятия решений с помощью целенаправленного подбора и обработки информации;
- осуществление системного анализа эффективности механизмов внутреннего производственного контроля и оценка соответствия систем

внутреннего производственного контроля рискам в области надежности, безопасности и эффективности работы энергетического оборудования;

- разработка рекомендаций и предложений, направленных на повышение технической надежности, безопасности и эффективности, а также на предотвращение рисков, возникающих в процессе производственной деятельности энергокомпании и ее филиалов;

- разработка и внедрение систем (комплексных мероприятий) управления надежностью и безопасностью работы оборудования и персонала энергокомпании и ее филиалов;

- рефлексия технических решений, принимаемых производственным менеджментом в инновационной и инвестиционной области, которые касаются задач эффективности, надежности и безопасности энергопроизводства;

- обеспечение правильности и полноты применения нормативных правовых и организационно-распорядительных документов, регламентирующих производственную деятельность энергокомпании и ее филиалов;

- осуществление бенчмаркинга в целях изучения лучшего опыта и совершенствования управления инновационными процессами, направленными на повышение эффективности, надежности и безопасности производственной деятельности.

Достижение целей технического контроллинга и решение входящих в его область задач основывается на выполнении следующих функций технического контроллинга:

- мониторинг технического состояния энергетических объектов и технологических процессов через регулярный контроль (измерение и оценка) фактических значений показателей;

- экспертно-аналитическая функция — анализ и выявление причин отклонений фактических значений показателей от целевых или заданных их значений, включая задачи расследования причин технологических нарушений и травматизма;

- сервисная функция — обеспечение аналитической информацией для подготовки и принятия управленческих решений;
- управляющая функция через оценивание, выбор и подготовку проектов управленческих решений;
- консалтинговая функция через внутренние консультации и участие в подготовке внутренних документов (стандартов, регламентов, положений, инструкций, программ, мероприятий и т.п.) по вопросам улучшения состояния и повышения эффективности и качества человеко-машинных систем и процессов;
- контрольная функция через контроль и анализ:
 - технико-экономических показателей работы энергопредприятий;
 - исполнения требований технических регламентов, стандартов, технических проектов, заводских и местных стандартов и инструкций;
 - показателей готовности производственного персонала к качественному и надежному выполнению производственных обязанностей;
 - хода и результатов исполнения управленческих решений;
 - хода, своевременности и результатов устранения замечаний и предписаний надзорных органов и рекомендаций и предложений внешних и вышестоящих аудиторов;
 - эффективности систем внутреннего контроля и самоконтроля.

11.9.6. Оперативное управление технологическими процессами предприятий электроэнергетики

Осуществляемые энергетическими предприятиями процессы производства, передачи и распределения энергии протекают практически одновременно и непрерывно, что требует специального оперативного обслуживания энергоустановок и их систем. Оперативный персонал осуществляет управление, уход и наблюдение за работой оборудования, систем и вспомогательных механизмов на конкретной территории и в конкретном, предусмотренном функциональным распределением объеме.

Технологические процессы на энергопредприятиях отличаются высокой сложностью, поэтому требуется высококвалифицированный, а значит, весьма высокооплачиваемый персонал. Большое количество разных контрактов и жесткие требования к качеству электроэнергии объективно делают энергетический бизнес более рископринимающим, чем какой-либо другой. Для кардинальной нейтрализации риска на энергопредприятии от энергокомпании требуется обеспечить качественное и эффективное оперативное управление.

Реализация оперативного управления на предприятиях осуществляется с применением различных методов, совокупности приемов и способов воздействия на управляемый объект для достижения поставленных целей. К основным относятся организационно-административные, экономические и социально-психологические методы. Эргатическое управление человеко-машинными системами во многом определяется человеческим фактором, поэтому одной из основных задач оперативного управления является создание социально-психологической среды, максимально способствующей достижению общих целей организации. Решение этой задачи составляет одну из главных проблем рационального и эффективного оперативного управления.

Энергетические предприятия допускают как изолированную, так и совместную параллельную работу в составе сетей и энергосистем. Иерархическая система оперативного управления работой энергопредприятий в составе энергосистем основана на централизованном управлении режимами энергосистем и входящих в них энергетических объектов. Оперативно-диспетчерское управление режимами энергосистем, электростанций, сетей и потребителей, привлеченных к участию в регулировании нагрузки, осуществляется на соответствующих уровнях с соблюдением подчинения низшего уровня высшему с учетом распределения и закрепления оборудования за каждым уровнем по управлению и ведению. Оперативное управление осуществляется как оперативным персоналом, так и устройствами автоматики и автоматического регулирования.

Задачи оперативно-диспетчерского управления:

- планирование и ведение режимов работы электростанций, сетей, изолированных энергосистем ОЭС и ЕЭС, обеспечивающих энергоснабжение потребителей;

- планирование и подготовка ремонтных работ;
- обеспечение надежности функционирования изолированных ОЭС и ЕЭС;
- выполнение требований к качеству электрической энергии и тепла;
- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, передаче и распределении электрической энергии и тепла.

На каждом энергетическом объекте (электростанции, электрическая сеть, тепловая сеть и подстанции с постоянным обслуживающим персоналом) должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление, задачами которого являются:

- ведение требуемого режима работы;
- производство переключений, пусков и остановов;
- локализация аварий и восстановление режима работы;
- подготовка к производству ремонтных работ.

В оперативном управлении диспетчера должны находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми оперативно-диспетчерский персонал данного уровня выполняет непосредственно или, если эти операции требуют координации действий, с помощью подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах.

Оперативно-диспетчерское управление должно осуществляться с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, укомплектованных оперативными схемами и оперативно-диспетчерской документацией по списку, утвержденному техническим руководителем.

Руководящий дежурный персонал в энергосистеме — диспетчер системного оператора: в объединенной энергосистеме — диспетчер ОДУ; в изолированной энергосистеме — диспетчер РДУ, которому подчинены старшие оперативные дежурные электростанций, старшие оперативные дежурные центров управления сетями (ЦУС) структурных подразделений организации, эксплуатирующей Единую национальную электрическую сеть высокого напряжения (сети напряжением 220 кВ и выше) — ОАО ФСК ЕЭС, старшие оперативные дежурные ЦУС распределительных электросетевых компаний, старшие оперативные дежурные подстанций в соответствии с распределением по способу управления [оперативное ведение и (или) оперативное управление].

В системе оперативного технологического управления для каждой должности, предусмотренной штатным расписанием, предусмотрена должностная инструкция, в которой определены обязанности, содержатся правила, регулирующие действия соответствующего оперативного работника, и определен объем знаний для специалиста на каждой конкретной должности, определяющий перечень требований к его деятельности и связанных с ней нормативных документов, методических материалов, инструкций, регламентов обслуживания оборудования, правил техники безопасности, пожарной безопасности и охраны труда. Оперативный персонал работает по циклическому графику, в котором чередование ночной-дневной-вечерней смен осуществляется каждой сменой после выходных, что является отражением жесткого графика.

В электрических сетях оперативное обслуживание электроустановок осуществляется в строгом соответствии с нормами и правилами, принятыми в электроэнергетике и определяющими условия подготовки и допуска персонала, безопасные условия работы и правильность выполнения технологических процессов. Оперативное обслуживание осуществляется посменно. Число работников и форма обслуживания оперативного персонала определяются производственной необходимостью и характером переключений.

Персонал, занимающийся оперативным обслуживанием оборудования электрических сетей, условно подразделяется на две категории: оперативный и

оперативно-ремонтный (выездные бригады). К оперативному персоналу относится персонал, имеющий право оперативных переключений; к оперативно-ремонтному — персонал, специально обученный и подготовленный для оперативного обслуживания в утвержденном объеме закрепленных за ним электроустановок. Оперативное обслуживание электроустановок проводится постоянным или выездным оперативным персоналом. В отдельных случаях с учетом дальности расположения подстанций разрешается их оперативное обслуживание «дежурным на дому», т.е. персоналом, проживающим недалеко от подстанций, за которым закреплены приказом зона действия и объем работ по обслуживанию.

Необходимым и важным условием эффективной работы электросетевого предприятия является жесткая структура оперативно-диспетчерского управления и контроля, предусматривающая распределение функций между отдельными уровнями, а также подчиненность нижних уровней управления вышестоящим. Основные задачи оперативного персонала электросетевых предприятий:

- ведение заданных режимов работы оборудования и электрических сетей в целом;
- планирование и подготовка ремонтных работ (подготовка рабочего места, допуск и т.д.);
- обеспечение устойчивости электрических сетей;
- обеспечение экономичности работы оборудования и электрических сетей в целом;
- производство переключений;
- локализация технологических нарушений и восстановление нормальных режимов работы оборудования и электрических сетей.

11.9.7. Оперативное управление финансами

Оперативное управление финансами направлено на практическое выполнение тех решений, которые приняты на тактическом уровне. Первоочередная цель оперативного управления финансами — поддержание необходимого для осуществления расчетов уровня абсолютной ликвидности.

Стабильная и ритмичная работа основного и вспомогательного производств, других служб предприятия во многом зависит от возможностей своевременно оплачивать все виды потребляемых ими ресурсов. Должен быть сведен к минимуму риск возникновения ситуации, в которой финансовые менеджеры окажутся неготовыми к внезапно возникающим «провалам», когда обязательства предприятия не могут быть своевременно погашены из-за недостатка платежных средств. Поэтому построение системы оперативного управления финансами является задачей первостепенной важности как для проблемного предприятия, столкнувшегося с недостатком денежных поступлений, так и для успешно развивающегося бизнеса, которому требуется надежная защита от хозяйственных рисков и получение максимального эффекта от использования денежных средств.

Наряду с первоочередной целью оперативного управления финансами можно выделить ряд других целей. Они являются целями более высокого порядка, т.е. обеспечение абсолютной ликвидности является необходимым, но недостаточным условием для их достижения. В общем виде иерархия целей оперативного управления финансами выглядит следующим образом:

- максимизация экономического эффекта, получаемого от использования денежных средств;
- поддержание своей репутации партнера, выполняющего обязательства;
- обеспечение устойчивой абсолютной ликвидности.

Для достижения этих целей должен быть решен целый комплекс взаимосвязанных задач. К наиболее важным задачам практического характера можно отнести:

- обеспечение взаимосвязи производственных и финансовых планов предприятия;
- поддержание наиболее ликвидной части оборотных средств на уровне, достаточном для проведения ежедневных расчетов;
- сведение к минимуму рисков задержки важнейших платежей при изменении условий финансирования;

- создание механизма контроля за действиями менеджеров, уполномоченных принимать решения по расходованию средств;
- своевременное обеспечение руководства информацией о состоянии расчетов предприятия;
- недопущение образования избыточных остатков денежных средств на счетах и в кассе предприятия.

В отличие от стратегического управления инструменты оперативного управления финансами должны обеспечивать непрерывность процесса управления. Чтобы система оперативного управления финансами была эффективной, она должна включать в себя следующие основные подсистемы и элементы:

- оперативное планирование поступлений и платежей в соответствии с заявками ответственных распорядителей, платежным календарем и планами платежей;
- систему ответственных распорядителей, в отношении которых устанавливаются лимиты расходования платежных средств;
- систему приоритетов платежей, используемую для балансирования платежного календаря и ранжирования платежей в плане платежей;
- механизм согласования и утверждения платежей и корректировки платежного календаря;
- процедуры контроля за состоянием лимитов ответственных распорядителей;
- систему оперативного учета возникновения и погашения обязательств, движения и остатков платежных средств;
- совокупность регламентных документов по оперативному управлению финансами.

Система оперативного управления финансами охватывает решения, принимаемые внутри месячного интервала функционирования организации. Поэтому необходимо учесть, что при недостаточном уровне развития более высоких уровней финансового планирования, на входе системы оперативного

управления финансами не будет достаточной информации. Менеджмент предприятия, как правило, начинает модификацию управленческих механизмов в области финансов именно с оперативных функций.

При построении системы оперативного управления финансами возникает необходимость, с одной стороны, создать временные механизмы планирования, позволяющие получить исходные данные о движении обязательств и платежных средств в разрезе ответственных распорядителей на месячном интервале. В противном случае будет невозможно установить лимит платежей ответственного распорядителя. С другой стороны, необходимо предусмотреть в перспективе совершенствование системы управления финансами на тактическом уровне и исключить возможность возникновения противоречий, обусловленных структурой этой создаваемой системы.

Система приоритетности платежей позволяет сбалансировать платежный календарь в том случае, если сумма заявок ответственных распорядителей на платеж в определенный день перекрывает доступный объем ресурсов. С другой стороны, в плане платежей (реестре) платежи также группируются в порядке убывания приоритета, что позволяет избежать потери ликвидности при отклонениях размера входящего денежного потока от прогнозного уровня. Система приоритетов может быть ограничена одним уровнем — предприятием либо включать дополнительные уровни, например, учитывающие степень важности платежа для данного ответственного распорядителя.

Другой важный инструмент системы управления финансами — нормирование остатков денежных средств. Норматив необходим для определения дефицита или избытка платежных средств и позволяет принимать решения по распоряжению ими в краткосрочной перспективе с целью получить максимальный эффект.

При формировании платежного календаря возможна ситуация, когда балансирование поступлений и платежей внутрисистемными методами невозможно. В этих случаях приходится выбирать из двух альтернатив — привлечение заемных средств или корректировка производственных планов. Если

сумма платежа, заявленного ответственным распорядителем, соответствует остатку лимита (проверку проводят финансовые службы), она включается в платежный календарь.

Существенным прорывом в качестве оперативного управления явился переход энергокомпаний к бизнес-планированию, бюджетированию и казначейскому исполнению бюджетов. Существенную роль играет более жесткий контроль за исполнением бюджетов компаний в сравнении с плановыми показателями. Содержание такой формы контроля сводится к тому, что для каждого структурного подразделения, филиала или дочернего акционерного общества планируются расходы на предстоящий плановый период по принципу «не более, чем» и доходы по принципу «не менее, чем».

Процесс бюджетирования фокусирует работу всей системы управления энергокомпанией, требует прогрессивной нормативной базы и постоянного мониторинга многих аспектов, как внутренней, так и внешней среды, хорошо отлаженной автоматизированной информационной системы, способной оперативно вносить изменения в сопряженные бюджеты.

В оперативном управлении финансами важное место должно занимать оперативное управление материально-производственными запасами в целях минимизации затрат на их содержание. Методами управления запасами являются: классическая модель; модель «точно в срок». Классическая модель позволяет определить: а) общие затраты на содержание запасов; б) оптимальный уровень запасов (минимально необходимый по затратам); в) необходимое количество аварийных запасов материалов, запасных частей, оборудования и резервного топлива на случай непредвиденных ситуаций.

11.9.8. Оптимизация режимов работы электроэнергетического оборудования

Основная задача оптимизации — повышение эффективности использования энергоустановок. Эффективность можно рассматривать как меру реализации определенных целей и как соотношение между результатами и затратами,

необходимыми для их получения. В качестве показателей эффективности используются показатели, выделенные в три основных блока: результативность, экономичность, рентабельность. При этом экономичность (или экономическая эффективность) рассматривается в двух аспектах: как производительность ресурсов и как удельные издержки производства (себестоимость продукции).

Оптимизационная задача — это задача приведения бизнес-системы или ее составных частей в наилучшее (оптимальное) состояние. Формализованная оптимизационная задача содержит: критерий оптимальности (функционально или стохастически зависящий от управляемых параметров); заданные управляемые параметры (вектор управлений); множество допустимых способов управления, определяемое совокупностью условий (ограничений, связей), воздействующих на управляемые параметры. В зависимости от содержания оптимизационной задачи возможны различные ее постановки (в том числе математические).

Существуют разные методы решения задачи оптимального распределения нагрузки между тепловыми электростанциями. Наиболее известным является метод равенства относительных приростов, разработанный на основе теории неопределенных множителей Лагранжа. Этот метод исходит из положения, что оптимизации в краткосрочном периоде подлежат только переменные издержки, основную часть из которых составляют издержки на топливо. Поскольку на разных электростанциях стоимость топлива различная, то с экономической точки зрения оптимизация распределения нагрузки будет иметь место при равенстве относительных приростов издержек на топливо.

В условиях плановой экономики эта методология применялась в энергосистемах не только с тепловыми электростанциями, но и с гидроэнергетическими, поскольку определялся наивыгоднейший режим, который обеспечивал (с учетом ограничений по водному режиму) наибольшую экономию издержек на топливо на тепловых электростанциях при увеличении расхода воды на ГЭС. При этом оптимизационные задачи решались с учетом потерь активной мощности в электрических сетях.

В условиях рыночной экономики задачи оптимизации режимов работы энергетического оборудования становятся намного сложнее из-за необходимости учитывать множество факторов, в том числе и определяемых особенностями модели рынка электроэнергии и мощности и его стадиями: регулируемый режим, частично конкурентный в переходный период, конкурентный режим при целевой модели.

Вместе с тем методология оптимизации находит место и в электроэнергетике, осуществляющей деятельность на конкурентной основе в соответствии с действующими рыночными механизмами и стимулами. Переход электроэнергетики от монополии к конкуренции означает также необходимость нового подхода к оптимизационным задачам в управлении режимами работы энергетического оборудования. Оптимизационные задачи должны решаться с учетом присутствующих на рынке электроэнергии рисков:

- риска рыночной цены (ценовой риск);
- риска объемов продаж (количественный риск);
- риска цены на топливо (конъюнктурный риск);
- риска готовности мощностей (технологический риск).

Для генерирующих компаний и их электростанций существенной является разновидность количественного риска — риск недозагрузки или неоптимальной загрузки имеющихся мощностей из-за недостаточного объема продаж вследствие конкуренции со стороны других производителей. Этот риск относится к области общего предпринимательского риска производителя и управляется через оптимальный подбор генерирующих установок разных мощностей и их характеристик, включая виды используемого топлива; ценовую политику; снижение издержек, расширение участия в других сегментах рынка, например, рынке мощности, отклонений (балансирующий сегмент рынка), готовности резервов, регулировании частоты и напряжения и др.).

Конкурентные цены и их оптимизация с учетом всех сегментов рынка позволяют производителям энергии получать доход, покрывающий их переменные и постоянные издержки, включая нормальную прибыль. Нормальная прибыль в

среднесрочных и долгосрочных периодах свидетельствуют об оптимальном уровне эффективности использования производственных мощностей энергокомпаний.

Применяемые на практике кривые предельных издержек, по сути, являются кривыми относительных приростов. Для электростанций именно относительный прирост расхода топлива в основном отражает дополнительные издержки производства.

Если производитель, участвуя в конкурентном рынке, покрывает только свои переменные издержки, он может на рынке, не имеющем избытка мощностей, получить доход, необходимый для покрытия постоянных издержек и достаточный, чтобы оставаться конкурентоспособным на рынке за счет дополнительного источника дохода — высоких цен на электроэнергию в пиковые часы нагрузки энергосистемы, которые могут превышать предельные издержки самых «дорогих» производителей. Такой подход стимулирует энергокомпанию на повышение эффективности использования установленных мощностей электростанций и на выполнение реконструктивных мероприятий, повышающих установленную мощность действующих энергоустановок.

Теплоэнергетика относится к весьма топливоемким отраслям экономики (основная составляющая издержек производства на ТЭС связана с топливом — 50—70 % себестоимости, причем в издержки входит и создание страховых резервных запасов топлива — мазута и угля). Поэтому задача улучшения эффективности топливоиспользования является наиважнейшей задачей оптимизации. Рентабельность (финансовая эффективность, характеризующая отдачу активов или капитала компании в виде показателей ROA — коэффициента рентабельности активов, ROTA — коэффициента рентабельности всех активов, ROE — коэффициента рентабельности собственного капитала, ROCE — коэффициента рентабельности обыкновенного акционерного капитала) служит конечным, обобщающим показателем деятельности энергокомпаний. Она формируется исходя из результативности и экономичности, но является не простой суммой этих элементов эффективности, а итогом сложного взаимодействия энергокомпаний с внешней средой.

Необходимость оптимизации режимов работы энергетического оборудования обусловлена и тем, что существует прямая конкуренция между энергокомпаниями-производителями, между энергокомпаниями и собственными генерирующими установками потребителей, между энергокомпаниями и генерирующими установками независимых производителей и др.

В сфере передачи и распределения электрической энергии в связи с отсутствием прямой конкуренции в силу естественного монополизма вступает в силу и действует конкуренция во внешней среде на рынке капитала для получения инвестиционных ресурсов. Поэтому даже электросетевые энергокомпании, оказывающие электросетевые услуги, вынуждены снижать издержки, чтобы быть привлекательными для инвесторов. Поэтому при оптимизации режимов работы электрических сетей первоочередной является задача оптимизации топологии, структуры и режимов работы сетей, чтобы снизить технологические потери в сетях.

Говоря об оптимизации режимов работы энергетического оборудования в условиях конкурентного рынка электроэнергии, мощности и рынка системных услуг, следует понимать, что переход к конкурентным отношениям со свободным ценообразованием может негативно отражаться на надежности и качестве электроснабжения в силу ряда причин. В регулируемой электроэнергетике в управлении надежностью в значительной степени преобладали методы административного принуждения без адекватной экономической обоснованности. Рыночная экономика не должна отказываться от внеэкономических методов регулирования и управления как надежностью, так и технико-экономической эффективностью в силу как реальных практических ожиданий потребителей, так и макроэкономических требований экономики страны.

Оперативное управление на энергопредприятиях осуществляется на основе непрерывного (повседневного) слежения за ходом всех производственных и финансово-экономических процессов и оказывает целенаправленное воздействие на коллективы служб, отделов, цехов, участков, смен и бригад, а также на рабочих, осуществляющих оперативное обслуживание оборудования для обеспечения

безусловного выполнения утвержденных производственных программ. Развитие навыков оперативного управления позволяет менеджменту осуществлять ежедневную управленческую деятельность, обеспечивающую в итоге необходимую эффективность и надежность работы энергетического оборудования.

Глава 12. Основные подсистемы энергопредприятий, обеспечивающие их жизнедеятельность

12.1. Юридическо-правовая защита энергокомпаний

12.1.1. Организация правового обеспечения

Энергетическое предприятие вне зависимости от профиля [производство, передача, сбыт электрической и (или) тепловой энергии и др.], размеров (крупное, среднее, малое), собственности [государственная федеральная и (или) субъекта Федерации, или частная, в том числе иностранная], формы (акционерное или иное общество, унитарное предприятие, включая муниципальное) и географии работы [в рамках субъекта Федерации, страны и/или за рубежом], т.е. от характера, функционирует в сложной системе правовых отношений — государственно-правовых, административных, гражданско-правовых, включая корпоративные, и иных, например трудовых. Поэтому деятельность энергетического предприятия подвергается регулирующему воздействию совокупности правовых норм, содержащихся в многочисленных федеральных законах и законах субъектов Федерации, в подзаконных нормативных актах различных отраслей права и законодательства, а в отдельных случаях — и в международных договорах. Очевидно, оптовая генерирующая компания функционирует в другой системе правовых отношений, нежели энергоснабжающая организация — гарантирующий поставщик, хотя в их правовых отношениях есть много общего.

Реализация миссии энергетического предприятия нуждается в правовом обеспечении (по определению), а эффективность решения данной задачи прямо и (или) опосредованно влияет на показатели — производственные, экономические и финансовые, социальные и трудовые — работы энергетического предприятия. Чем сложнее система правовых отношений, в которой функционирует энергетическое

предприятие, тем важнее задача адекватного правового обеспечения его деятельности.

Правовое обеспечение — функция юристов. Но это на первый взгляд. Прежде всего это функция руководителя энергетического предприятия. Именно он — лицо, определяющее стратегию и тактику, организацию работы, распределение обязанностей других должностных лиц и несущее ответственность перед собственниками, представленными их органами (собранием, советом директоров). Отвечает он и перед государством (налоговые, правоохранительные органы и др.). Именно руководитель энергетического предприятия выбирает модель **правового обеспечения**. Практика показывает, что среди руководителей и высших должностных лиц энергетических предприятий иногда имеются лица с юридическим образованием (чаще — вторым высшим). В любом случае за годы работы любой руководящий работник приобретает больше или меньше правовых знаний, навыков и опыта, что сказывается на правовом обеспечении деятельности энергетического предприятия. Кроме того, отдельные направления работы (подразделения) энергетического предприятия зачастую ведутся и иногда возглавляются лицами с юридическим образованием: корпоративное, кадровое, административное и др., что имеет большое значение для решения задачи правового обеспечения. Разумеется, основную работу по правовому обеспечению деятельности энергетического предприятия ведут лица, имеющие юридическое образование и функционально специализирующиеся на правовых вопросах.

В большинстве случаев значительную часть собственно работы по правовому обеспечению (как самостоятельной функции) выполняют штатные юристы энергетического предприятия, т.е. находящиеся с ним в трудовых отношениях. Модели правового обеспечения могут быть разными: специализированное юридическое подразделение, внешние консультанты, комбинация первой и второй моделей, вообще один юрист или один юрист и внешние консультанты, дочернее общество — юридическая фирма и т.д.

Вопрос, какая модель лучше, еще ждет своих исследователей. На практике чаще встречается следующая модель: специализированное юридическое

подразделение из штатных юристов с привлечением для решения отдельных проблем внешних консультантов. Работа подразделения организуется одним из высших должностных лиц (заместителем руководителя и (или) членом правления, иногда одновременно отвечающим и за корпоративное направление). Консультанты — это физические лица, специалисты-практики, научные работники, адвокаты, а также юридические фирмы.

Применяемая модель правового обеспечения корректируется и иногда радикально меняется в связи с появлением у энергетического предприятия новых задач, его реформированием или реорганизацией, сменой его собственников.

Важное значение имеет форма (способ) **привлечения исполнителей**. Случаи выбора главного юриста на конкурсной основе или найма с помощью независимого кадрового агентства имеют место, но они редки. Как правило, руководитель энергетического предприятия приглашает на эту позицию юриста, знакомого ему лично, или по совету людей, мнению которых руководитель доверяет. Зачастую главный юрист назначается руководителем из числа уже работающих штатных юристов или привлекавшихся внешних консультантов.

Что касается внешних консультантов, то их в последние годы, как правило, избирают на конкурсной (конкурентной) основе, особенно при первом привлечении к правовому обеспечению деятельности энергетического предприятия или к решению отдельной проблемы его функционирования.

Конкурсные процедуры, конкурентная основа отбора поставщиков, посредников и т.д. сами по себе ценны и обладают рядом преимуществ по сравнению с иными (см. п. 11.3). Следует, однако, учитывать, что рынок юридических услуг (при сравнительно многочисленном субъектном составе и усиливающейся конкуренции) все еще весьма узок. А главное, при оказании юридических услуг очень велика роль субъективного фактора — образования, специализации, квалификации, знаний, навыков, опыта, волевых качеств и мотивации, положения и репутации в юридическом сообществе тех людей, которые эти услуги оказывают. Поэтому в данной сфере иногда практикуется отбор через прямую контрактацию тех внешних консультантов, которые известны

энергетическому предприятию, особенно по результатам выполнения прежних поручений. Разумеется, после назначения главного юриста именно он играет основную роль в подборе штатных юристов энергетического предприятия и при необходимости внешних консультантов. Главный юрист при этом должен прислушиваться к рекомендациям руководителя и высших должностных лиц энергетического предприятия, руководителей его направлений (подразделений) и других штатных юристов и внешних консультантов.

Число исполнителей — штатных юристов и (или) внешних консультантов, размеры оплаты их труда, бесспорно, должны быть адекватны миссии и характеру энергетического предприятия, а также многим другим объективным и субъективным факторам, которые определяют его деятельность.

Ни с численностью, ни с вознаграждением нельзя перебарщивать — вредны как чрезмерная экономия, так и излишняя щедрость. Лучший индикатор — динамика текучести исполнителей. Не число штатных юристов и внешних консультантов, а также не размеры их вознаграждения ведут к успеху, а удача в их отборе и правильная (адекватная характеру энергетического предприятия) организация их работы, т.е. качественная сторона дела, четкое определение руководителем их целей и ответственности и, наконец, его поддержка. Не стоит также доверять лицам, про которых говорят и пишут, что «они всегда все могут и всегда все выигрывают». Скорее, это результат саморекламы, миф. Напротив, отдельные неудачи при их критическом осмыслении лишь побуждают юристов-профессионалов к творческому поиску лучшей организации своей работы и достижению тех результатов, которых от них ожидают. По мере накопления опыта правовое обеспечение деятельности энергетического предприятия может и должно становиться относительно менее затратным, а отдача от него — больше.

В типовом случае целесообразно собрать всех штатных юристов энергетического предприятия в рамках одного подразделения. Это позволяет всегда сохранять объективность правового анализа, добиваться соблюдения высоких стандартов качества, подтягивать молодых юристов до уровня старших и опытных, упростить и удешевить профессиональную переподготовку,

сформировать общую информационную базу, облегчающую обмен знаниями, навыками и опытом. На отдельных энергетических предприятиях стратегические вопросы и (или) сделки, иначе — проекты (крупные, «штучные», например, в сфере слияний и поглощений), выполняются «продвинутыми» юристами, в то время как основная масса штатных юристов занимается текущими общеправовыми вопросами, не крупными судебными процессами и т.д.

Реализация идеи «одного окна», т.е. объединение всех штатных юристов в одно подразделение, приводит к укреплению единой команды штатных юристов. Это также облегчает работу других подразделений энергетического предприятия, которые могут заказывать в таком специализированном центре любой набор юридических услуг по проектам, не тратя времени на поиск нужных юристов по конкретному вопросу.

Один юридический центр лучше может обеспечить единообразный подход к решению повторяющихся проблем, возникающих при подготовке и реализации различными подразделениями энергетического предприятия тех или иных проектов. Безусловно, через одно юридическое «окошко» легче избежать дублирования усилий и снизить таким образом административно-хозяйственные и иные расходы. Но и недостатки монополизма, претензии на абсолютную истину одного юридического подразделения также хорошо известны.

В рамках юридического подразделения энергетического предприятия обычно есть определенное разделение между сотрудниками в области сопровождения корпоративных проектов, договорной и претензионно-исковой работы. Например, судебными делами на сумму до определенного предела могут заниматься штатные юристы, а свыше нее — внешние консультанты. Юридическое подразделение при этом ведет мониторинг всех судебных дел, в которых участвует энергетическое предприятие, в том числе в лице своих филиалов или дочерних обществ, и может подключаться к их сопровождению на любом этапе. Определенное разделение возможно и при подготовке и заключении сделок. В этом случае разделение происходит по ряду факторов — юрисдикции контрагента, сумме сделки, права, которому подчинен договор, а также с учетом ряда других обстоятельств. С другой

стороны, некоторую часть работы по правовому обеспечению вообще нельзя передоверять внешним консультантам, например, контроль за реализацией сделок с акциями и долями участия в дочерних и зависимых обществах.

Штатные юристы, конечно, не должны самоустраняться от участия в подготовке и реализации проектов (стратегических вопросов, сделок), определяющих деятельность энергетического предприятия, не должен ограничиваться выдачей доверенностей, визированием договоров, мелкими судебными делами и наймом внешних консультантов. Важно, чтобы штатные юристы сопровождали весь проект от начала до конца, а не просто отвечали на отдельные поручения руководства; знали все его детали, а не визировали уже готовые документы и договоры на завершающем этапе. Это позволяет штатным юристам активно влиять на проект уже на стадии формирования концепции будущей сделки (совокупности договоров), когда цена ошибки особенно высока. Такой подход наряду с пользой для дела делает работу штатных юристов по правовому обеспечению деятельности энергетического предприятия более осмысленной.

Проектный подход требует принятия штатными юристами идеологии, основанной на отказе от пассивного визирования документов и договоров. Штатные юристы при ориентации на проектный подход становятся активными участниками группы сотрудников, вовлеченных в проект. Они разделяют ответственность за его успех, а не просто отвечают за правильно составленный меморандум (заключение) о его рисках. Если штатные юристы не находятся внутри проекта и не знают его в деталях, они не смогут привнести в него свою «добавленную стоимость» и их профессиональная задача останется не выполненной. Однако первоначально действительно сложно искоренять психологию наблюдателя, заставляя штатных юристов думать инициативно и работать «на опережение».

Сотрудники энергетического предприятия, ведущие проект, могут утверждать, что «они все уже решили, а задача штатных юристов все правильно записать и оформить». Обычно же это означает, как показывает практика, что на

самом деле многое еще окончательно не решено, а исчерпывающее представление о структуре будущей сделки вообще отсутствует. Миссия штатных юристов в такой ситуации быстро вникнуть в проект, рассмотреть предлагаемую структуру будущей сделки, дать необходимые комментарии, а если нужно, сказать твердое «нет», предложив другой вариант. Если с течением времени руководство перестанет воспринимать штатных юристов как просто «юридических оформителей», увидит перед собой ценных «советчиков», даст понять, что прислушивается к их мнению штатные юристы смогут предлагать энергетическому предприятию все новые способы структурирования будущих сделок, реализующих проекты. И это будет означать профессиональный успех. Главная его предпосылка — время. Чем раньше штатных юристов привлекают к проекту, тем лучше он готовится и реализуется, не говоря уже о том, что возникает меньше рисков.

Нет сомнений, что к внешним консультантам нужно обращаться тогда, когда сами штатные юристы не могут выполнить задачу, стоящую перед энергетическим предприятием. Невозможность выполнить задачу силами штатных юристов часто связана с требованиями, предъявляемыми рынком, внешними и внутренними контрагентами. При обращении к внешним консультантам очень важна четкая постановка задачи. В противном случае высока вероятность того, что предприятие не получит необходимого результата (с первой попытки) и будет вынуждено нести дополнительные расходы, которых можно было избежать. Выбор между российскими и западными юридическими фирмами на самом деле лишь выбор специализаций и (или) подбор фирмы, соответствующей требованиям, предъявляемым задачей внешними и внутренними контрагентами, тем более, что реально в западных юридических фирмах «западные» на российском направлении лишь имена, а юристы все равно российской школы и с русским языком. У российских юридических фирм есть свои сильные стороны, у западных — свои. Поэтому трудно найти объективные критерии для их сравнения.

Стоит заметить, что функциональная специализация штатных юристов содержит в себе встроенный риск, поскольку энергетическое предприятие при этом попадает в определенную зависимость от знаний, навыков и опыта конкретных

сотрудников. Поэтому помимо стимулов важно предусмотреть страховку на случай потери ведущего специалиста, например, создавать «пары» или «тройки» по каждому направлению работы. Первым в паре или тройке должен находиться ведущий специалист в конкретной области. Ему по всем вопросам помогает второй специалист, который хотя и обладает меньшим опытом, но может со временем стать первым. В тройке первым двум помогает молодой специалист — начинающий юрист. Ведущие и старшие юристы обязаны тратить часть своего времени на обучение, «натаскивание» других участников пары или тройки. Такая организация работы создает определенную стабильность всей системы юридического подразделения и страхует энергетическое предприятие от негативных проявлений человеческого фактора. Ключ к преодолению незаменимости и разобщенности — командный подход.

Во многих энергетических предприятиях внедрение командного подхода в работу штатных юристов осложнено конфиденциальностью выполняемых поручений и (или) разбросанностью юристов по разным территориям (например, ОГК, ТГК, МРСК). Одна группа штатных юристов не обладает полной информацией о том, над чем работают другие. Это препятствует распространению знаний, навыков и опыта и приводит к формированию отдельных, не связанных между собой «островков истины».

Такая ситуация ущербна, поскольку не позволяет создать единое информационное пространство для штатных юристов (базы данных энергетического предприятия) и препятствует повышению стандарта качества правового обеспечения. Между тем в большинстве случаев широкое и полное информирование всех штатных юристов может осуществляться без ущерба для конфиденциальности. Кроме того, при обеспечении функциональной специализации по тем или иным вопросам командный подход предполагает подключение к работе над большинством проектов штатных юристов разных направлений (корпоративных, налоговых, договорных и др.). Каждый может учиться на примере других и получать те самые «неформализованные знания», которые нельзя получить из учебников. Внедрение командного подхода позволяет

создать благоприятные условия для распространения знаний, навыков и опыта в рамках юридического подразделения как по вертикали, так и по горизонтали.

При правильном культивировании командной атмосферы и создании «критической массы» (обширной базы данных) это приводит к образованию в рамках юридического подразделения интеллектуального центра, и база данных из чисто количественной категории переходит в качественную. И тогда даже начинающие юристы будут видеть всю картину целиком, а не только свой узкий участок. Это позволит снизить и затраты на внешних консультантов.

12.1.2. Направления и оценка качества правового обеспечения

Главным является **правовое обеспечение работы руководителей**. Объясняется это среди прочего тем, что данное должностное лицо представляет интересы энергетического предприятия во внутренней его жизни, и особенно вовне, в отношениях с властями и в деловой сфере, действуя при этом без доверенности. Кроме того, производным от правового обеспечения работы руководителя является правовое обеспечение работы тех лиц, которым энергетическое предприятие выдало доверенности, в том числе в порядке передоверия, поскольку их полномочия зависят от полномочий руководителя с учетом ограничений по доверенности.

Задача правовой поддержки руководителей — обеспечение соответствия совершаемых указанными выше должностными лицами действий и сделок существующему законодательству и праву, иногда (полностью или частично) иностранному. На практике должностные лица, работа которых должна быть подкреплена правовым обеспечением, зачастую имеют не только представление о том, как действовать (или почему бездействовать) и о форме (содержании) намеченных сделок, но и предлагают юристам согласовать уже готовые планы мероприятий и проекты документов. И это — нормально. Линия поведения юриста в таких случаях может быть одной из следующих: первая — если предлагаемое руководителям решение вписывается в юридические рамки, то просто его поддержать, памятуя, что лучшее — враг хорошего; вторая — если предлагаемое

руководителем решение не вписывается в юридические рамки, то разъяснить почему и предложить иное решение.

В энергетическом предприятии должен быть установлен **порядок выдачи (и оформления) доверенностей**, их учета, возврата, и изготовления их заверенных копий, в том числе выдаваемых в порядке передоверия. И заниматься этим следует юристам вместе с работниками, отвечающими за делопроизводство. Применительно к доверенностям есть два принципиальных вопроса, на которые изначально, до разработки и одобрения порядка их выдачи, должен быть дан ответ: объем предоставляемых полномочий и срок их действия. Генеральные доверенности (широкий объем полномочий, включая право на передоверие, и максимальный срок их действия 3 года) следует оформлять ограниченному кругу должностных лиц предприятия: желательно, только членам коллегиального исполнительного органа и (или) заместителям руководителя, а также (сроком на 1 год) руководителям представительств и филиалов. Всем остальным должностным лицам, если вообще есть необходимость в оформлении им доверенностей, желательно выдавать доверенности на совершение конкретных сделок со сроком действия не более 1 года. Важно, чтобы объем полномочий и по генеральной доверенности соответствовал распределению прав и обязанностей между должностными лицами, а любая доверенность содержала указание о действиях представителя в соответствии с уставом энергетического предприятия.

Правовое обеспечение деятельности энергетического предприятия в части корпоративных вопросов направлено на поддержание нормального его функционирования как юридического лица. Речь идет об экспертизе проектов; решений собственников (общего собрания участников, общего собрания акционеров), коллегиальных органов (совет директоров, правление и др.), других постоянных и временных структур; проектов документов и договоров, в том числе на предмет наличия в последних признаков крупных сделок; проектов директив представителям энергетического предприятия в органах дочерних и зависимых обществ и др. К корпоративным вопросам относятся также вопросы взаимоотношений энергетического предприятия с ФСФР, ФАС, Ростехнадзором,

контрольными и правоохранительными органами. Та часть штатных юристов, которые занимаются корпоративными вопросами, зачастую именуется корпоративными юристами, хотя это понятие охватывает всех штатных юристов, в отличие от внешних консультантов. Эти корпоративные юристы чаще всего взаимодействуют с руководителем и высшими должностными лицами, специалистами других подразделений энергетического предприятия, его филиалов, дочерних и зависимых обществ. В результате они лучше известны, отношение к ним определяет отношение к другим штатным юристам, всей юридической службе.

Из числа ведущих корпоративных юристов зачастую отбирается главный юрист энергетического предприятия.

Энергетические предприятия получают часть своей выручки в результате деятельности по регулируемым ценам (тарифам). В этом специфика энергетических предприятий, отличающая их от предприятий многих других отраслей. Соответственно для юристов энергетического предприятия **правовое обеспечение тарифного направления** – специфическое, весьма востребованное и имеющее особое значение (экономическое) для основной деятельности и показателей эффективности всей работы.

Штатные юристы и (или) внешние консультанты (наряду, естественно, с другими специалистами) могут представлять интересы энергетического предприятия в государственных органах, устанавливающих тарифы, как при обосновании необходимой валовой выручки, объема потребления и (или) реализации, так и в процессе урегулирования разногласий. Главное, юридическая служба энергетического предприятия отвечает за оспаривание в судах тарифных решений соответствующих государственных органов и принимаемых ими подзаконных правовых актов. При этом предметом оспаривания могут быть и тарифы, установленные для других энергетических предприятий.

Одно из наиболее важных направлений – **юридическое сопровождение сделок** (в том числе и прежде всего договоров), совершаемых энергетическим предприятием. Сделки могут быть односторонними (но порождать права у третьих лиц), а договоры могут заключаться не только в форме документа, подписываемого

уполномоченными лицами. Вообще заключение и исполнение договоров – важные направления правовой работы, но и сами договоры играют особую роль в деле правового обеспечения деятельности энергетического предприятия.

На предприятии должен быть установлен порядок подготовки проектов договоров, их внутреннего согласования, визирования, учета (регистрации), хранения и, главное, контроля исполнения, в том числе со стороны контрагента (других участников). К штатным юристам энергетического предприятия за неделю или месяц может поступить много договоров, в том числе на незначительные суммы и не несущих юридических рисков. Каждый из этих договоров формально должен пройти юридическую проверку и подлежит визированию, хотя, по существу, это совершенно излишне. Конечно, любое энергетическое предприятие заинтересовано, чтобы в нем работали лучшие юристы, а специалисты высокого уровня вряд ли захотят согласовывать по десятку стандартных договоров в день, особенно если их работа при этом будет сводиться только к исправлению грамматических ошибок. В действительности из-за требования визировать каждый договор в энергетическом предприятии значительная часть работы штатных юристов может оказаться непродуктивной, т.е. почти не приносить экономической пользы, если активно не будут использоваться проформы договоров.

Использование проформ договоров позволяет предприятию на начальной стадии определения отношений (или изменения отношений) с контрагентами всегда выступать с одной и проработанной в юридическом плане позицией, вне зависимости от того, кто вовне представляет это предприятие. Что касается содержания договоров, то следует привлечь внимание к действительно большому количеству их проформ (образцов, проектов и т.д.), публикуемых в периодических специальных изданиях, в виде приложений в монографиях, сборниках и пр., а также содержащихся в различных электронных базах данных. Конечно, проформа — лишь основа договора, окончательное содержание которого всегда плод переговоров.

Следует учитывать, что «свобода усмотрения» сторон договора, применительно к определению его содержания, в принципе гарантированная ГК

РФ, в электроэнергетике существенно ограничена. В данной отрасли, например, пока сохраняется государственное регулирование цен на электрическую и тепловую энергию, и будет сохраняться на их передачу. Да и среди норм гражданского законодательства, рассчитанных на применение в электроэнергетике, удельный вес императивных норм выше, чем во многих других отраслях. Кроме того, ряд договоров являются по своей природе публичными (оказание услуг по передаче электрической энергии и др.), в связи с чем часть их содержания при определенных условиях может определяться не сторонами, а судом. Строго говоря, каждый договор должен иметь своего «ответственного», т.е. должностное лицо, которое несет персональную ответственность за его исполнение, в том числе другими участниками. И при смене участка работы данным должностным лицом в конкретном энергетическом предприятии, тем более при прекращении им трудовых отношений с этим предприятием, договор должен получить иного ответственного, которому следует передать и всю относящуюся к договору документацию, переписку и информацию.

В последние годы наиболее крупные дела, проигранные энергетическими предприятиями в судах, — это дела по требованиям к ним со стороны налоговых органов. Соответственно, **правовая работа по налогообложению** является для юридической службы энергетического предприятия одной из основных. Здесь очень важна профилактика. В конечном счете, чем лучше поставлены бухгалтерский и налоговый учет, чем аккуратнее уплачиваются налоги, тем меньше вероятности предъявления налоговыми органами требований об уплате налогов, штрафов и пеней. Защита интересов энергетического предприятия в этой сфере может осуществляться в досудебном порядке, в том числе в самих (вышестоящих) налоговых органах, и зачастую она приносит положительный результат.

Наконец, основная тяжесть работы на данном направлении приходится на представление интересов энергетического предприятия в судах. Здесь юридическая служба должна теснейшим образом сотрудничать с бухгалтерией и специалистами по налоговому учету и налогообложению. Практика показывает, что

положительного результата можно добиваться, и это имеет место: наблюдается тенденция к снижению размеров доначисленных налоговыми органами налогов и вообще взысканных с энергетических предприятий по итогам судебных разбирательств денежных сумм.

Судебная защита прав и интересов энергетического предприятия – дело его юридической службы. Это действительно так. Однако практика показывает, что наилучших результатов на этом направлении юристы добиваются, если они контактируют со специалистами других подразделений: по тарифам, налогообложению, инженерному делу и т.д. Формальные доброжелательные отношения — норма, но они малоэффективны. Только искренняя, добровольная и полномасштабная, не жалея времени, помощь со стороны специалистов разного профиля штатным юристам энергетического предприятия, включая активное участие в судебных заседаниях, приносит реальную пользу, позволяет добиваться неоспоримых прецедентных побед.

В крупных энергетических предприятиях, особенно с производственными филиалами в разных регионах, защита их прав и интересов в судах может складываться в заметное направление работы. Иногда речь идет о сотнях судебных дел. Соответственно данное направление должно быть хорошо организовано и обеспечено кадрами. Именно эту работу лучше всего вести через юридическую фирму — дочернее общество энергетического предприятия, тесно взаимодействующее с его штатными специалистами (не только юристами) и привлекаемыми по мере необходимости внешними консультантами.

В идеале энергетическое предприятие должно иметь **программное обеспечение и базы данных юридической службы**, разработанные в расчете на его нужды, его документы и договоры. Они должны позволять проверить контрагентов, выбрать необходимую форму договора и быстро внести все необходимые реквизиты в его текст. Используя базу данных проформ договоров и заключенных договоров, автоматизируя и стандартизируя рабочий процесс, можно сэкономить время штатных юристов на рутинную работу по правовому

обеспечению, а высвободившийся ресурс использовать продуктивнее в интересах предприятия.

Программа и база данных также весьма актуальны на направлении судебной защиты прав и интересов энергетического предприятия. При большом количестве судебных дел и территориальной разобщенности юристов, различной подсудности споров общая информационная база и программа облегчают контроль и управление, работают на повышение эффективности судебной защиты (больше побед, меньше поражений), способствуют обмену знаниями, навыками и опытом и обеспечивают единый стандарт юридических услуг.

Судить о **качестве работы по правовому обеспечению** можно по тому, налажены ли в энергетическом предприятии системы контроля и минимизации юридических рисков (например, установлен ли в нем порядок выдачи доверенностей и заключения договоров), четко ли определено, к кому и по каким вопросам обращаться, и защищены ли его имущественные интересы и репутация (через учет, регистрацию, договор и др.). Показатели экономической полезности должны быть измеримы: сокращение расходов на внешних консультантов при поддержании хорошего уровня работы штатных юристов и (или) сокращение численности штатных юристов. Впрочем, и рост расходов на внешних консультантов и штатных юристов не обязательно свидетельствует о снижении эффективности организации работы по правовому обеспечению. К числу количественных показателей, важных для оценки этой работы, относятся: общее число судебных дел с участием энергетического предприятия (чем меньше, тем лучше); число выигранных и проигранных дел; суммы, взысканные с контрагентов и с самого энергетического предприятия.

Другой значимый показатель — способность юристов к быстрому реагированию на проблемы, готовность оперативно «откликнуться», что очень ценят другие работники предприятия. Конечно, это показатель, который в основном оценивается субъективно, но при множестве «судей» результат оценки будет почти объективным.

Как и другие специалисты энергетического предприятия, юристы должны иметь мотивацию к труду. В принципе мотивация и штатных юристов, и внешних консультантов не отличается от мотивации других работников и подрядчиков энергетического предприятия. Есть, тем не менее, один нюанс, заслуживающий упоминания: сфера морального поощрения. Все такого рода поощрения, практикуемые на энергетических предприятиях, рассчитаны на энергетиков (эксплуатирующих генерирующее и сетевое оборудование и пр.) и применяются в основном к ним, а к юристам чаще приходится применять меры материального поощрения, что хорошо, с одной стороны, но с другой стороны, делает систему мотивации несбалансированной.

12.1.3. Опыт РАО «ЕЭС России»

ОАО РАО «ЕЭС России» как юридическое лицо выполняло самые различные функции, в том числе вело производственную деятельность по выработке, передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению. Кроме того, ему принадлежали пакеты акций многих других энергетических предприятий. В процессе реформирования электроэнергетики и реструктуризации Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» как его головная (материнская) компания играла ведущую роль в их подготовке и осуществлении. За годы своей работы ОАО РАО «ЕЭС России» неоднократно меняло организацию своего правового обеспечения. Апробацию практикой прошли всевозможные модели. Они были всякий раз адекватны характеру деятельности компании, стоящим перед ней задачам.

Штатные юристы и внешние консультанты, в том числе некоторое время дочерняя юридическая фирма, помогали руководству и другим сотрудникам оздоравливать РАО ЕЭС и его дочерние энергетические и иные предприятия, реструктурировать группу и реформировать отрасль, включая участие в разработке новой нормативной правовой базы. Были внедрены компьютеризованные системы управления договорной работой и судебной защитой прав и интересов РАО ЕЭС. Зачастую соответствующая система судебной защиты использовалась для сбора, обобщения и анализа практики дочерних энергетических предприятий, с тем чтобы

результат этих работ использовать в конкретных судебных делах в интересах всего холдинга.

Работа на опережение, профилактика и реструктуризация РАО ЕЭС привели к тому, что, продвигаясь по пути реформирования электроэнергетики Российской Федерации, общество последовательно снижало свое участие в имущественных конфликтах, а сами они становились все менее значимыми. Это относится и к спорам с налоговыми органами.

Большое развитие за менее чем 10 лет получил Третейский суд при РАО «ЕЭС России», который с лета 2003 г. управлялся независимой некоммерческой организацией — фондом «Право и экономика ТЭК» и в последние годы стал самокупаемым. Этот суд рассматривал как споры РАО ЕЭС с его дочерними обществами и споры между его дочерними обществами, так и споры с участием третьих (неаффилированных) лиц. Количество ежегодно рассматриваемых дел и денежное измерение самих споров вывели Третейский суд при РАО «ЕЭС России» в один из крупнейших в Российской Федерации. В последние 10 лет деятельности РАО ЕЭС возросли расходы как на юридическую его службу, так и в целом на правовое обеспечение его деятельности. Объясняется это многими факторами, в том числе новизной и сложностью возникавших задач. Но расходы на эти цели были оправданны.

В процессе работы по правовому обеспечению деятельности РАО ЕЭС сложился хороший коллектив юристов, квалификация и опыт которых выросли до уровня тех задач, которые им приходилось решать. Этот коллектив имел высокую устойчивость своего состава вплоть до прекращения деятельности РАО ЕЭС.

12.2. Связи электроэнергетических компании с общественностью и органами государственной власти – PR и GR.

12.2.1. Связи с общественностью

Перевод электроэнергетики из вертикально-интегрированной полуправительственной структуры в рыночную, конкурентную среду диктует

кардинальное изменение энергокомпаниями подхода к организации связей с общественностью и СМИ.

Связи с общественностью (public relations, PR) – это разновидность управленческой деятельности, которая состоит в определении, установлении и поддержании взаимовыгодных взаимоотношений между компанией и теми группами общества, от которых зависит успех или неудача ее деятельности. Для успешного ведения PR-деятельности компания должна обеспечить эффективное взаимодействие со средствами массовой информации – ключевым источником информации для всех общественных групп.

Прежде всего отметим, что все без исключения энергокомпании, созданные в ходе структурной реформы электроэнергетики, нуждаются в выстраивании эффективной системы связей с общественностью. Реформирование электроэнергетики не изменило статуса отрасли как одной из самых социально значимых в стране. Появление частных собственников в генерирующих и сбытовых компаниях привело к тому, что часть социальной нагрузки и ответственность по обеспечению надежного и бесперебойного энергоснабжения ложится именно на них. В этих условиях только эффективный PR делает возможным информирование всех групп заинтересованных.

К тому же, практически, все энергокомпании, созданные в ходе реформы, являются публичными, фондовыми, привлекают кредитные ресурсы, участвуют в государственной программе модернизации отрасли. Соответственно, круг стейкхолдеров, заинтересованных в оперативном и полном получении информации об этих компаниях, достаточно широк.

Другое дело, что PR – это всегда вспомогательная, сервисная функция, которая не должна быть самоцелью. Она направлена на максимально удачное решение основных бизнес-задач компании. Учитывая, что цели и задачи компаний постреформенной структуры электроэнергетики различны, формы PR-активности, методы и масштабы также будут различаться.

Структура, штатная численность и функции зависят от целей, которая компания ставит перед PR-подразделением. При этом само наличие выделенного

PR-подразделения в каждой энергокомпании является обязательным и неоспоримым условием.

В ходе реформы энергетики созданы крупные межрегиональные энергокомпании – сетевые и генерирующие. Эти компании нуждаются в организации PR-деятельности как на федеральном, межрегиональном уровне, так и на уровне конкретных регионов присутствия. В то же время, энергосбытовые компании, перешедшие под контроль частных собственников, стали самостоятельными игроками на региональных рынках. Соответственно, их PR-деятельность, как правило, не выходит за пределы региона присутствия.

Опыт организации PR-служб в энергокомпаниях холдинга РАО "ЕЭС России" показывает, что PR-служба **всегда** должна быть вынесена в отдельное подразделение. Выделение ставки PR-специалиста в подразделениях другого профиля (в управлении делами, дирекции по общим вопросам, административно-хозяйственной службе) не только подчеркивает низкий статус этого вида деятельности и пренебрежение к ней со стороны руководства компании, но и делает практически невозможной организацию эффективной работы с общественностью.

Необходимо и прямое подчинение PR-подразделения первому лицу энергокомпании. Это является обычной практикой передовых российских и иностранных компаний, независимо от отраслевой принадлежности. Эффективные коммуникации, особенно со СМИ, невозможны без оперативного доступа сотрудников PR-подразделения к информации и высшему руководству компании.

Сложная иерархическая подчиненность затрудняет прохождение «сигнала» как из внешней среды к руководству компании, так и - что еще более важно - обратную связь. Особенно наглядно это проявляется в нештатных и тем более кризисных ситуациях, которые в энергетике нередки в силу технологической сложности отрасли. «Заторможенная» реакция на кризис имеет самые негативные последствия для имиджа энергокомпании.

К тому же не стоит забывать, что, как и в других «сервисных» функциях, даже в случае существования PR-департамента с высоким статусом в компании,

ответственность за PR-деятельность все-таки несет руководитель компании. Именно от первого лица зависит масштаб PR в энергокомпании, степень активности связей с общественностью.

Очевидно, как и любая другая, PR-деятельность требует определенных, иногда – значительных затрат. Для достижения поставленных целей в публичном пространстве и решении задач, возложенных на PR-департамент, необходимо выделение адекватного бюджета и контроль над его эффективным исполнением.

Главными целями PR-деятельности энергокомпаний, созданных в ходе реформы энергетики, являются формирование бренда, создание деловой репутации, имиджа социально ответственной, корпоративно-устойчивой и инвестиционно-привлекательной бизнес-структуры. При этом основными принципами достижения этих целей являются их публичность и клиентоориентированность. Важной составляющей имиджа каждой энергокомпании, независимо от ее размера, является позиционирование в качестве активного участника экономической жизни регионов присутствия.

Энергокомпании целевой структуры через свои PR-подразделения должны обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- организация работы пресс-службы (все виды взаимодействия со СМИ, т.е. подготовка и распространение пресс-релизов компании, организация мероприятий с участием прессы или для прессы, интервью руководителей и т.п.);
- репутационный менеджмент (разработка и реализация PR-кампаний по формированию, поддержанию, коррекции имиджа энергокомпании, направленных на потребителей, партнеров и других стейкхолдеров компании);
- мониторинг информационного пространства (анализ публикаций, подготовка продукта в виде обзора прессы для руководителей компании);
- разработка и ведение web-сайта компании.

Помимо этого на PR-департамент могут быть возложены дополнительные функции, связанные как с внешними, так и с внутренними коммуникациями.

К первым относятся:

- организация выпуска презентационных буклетов, брошюр, проспектов, в т.ч. брошюр годового отчета, вплоть до сувенирной продукции;
- спичрайтинг, т.е. подготовка выступлений руководителей, в т.ч. презентационных материалов;
- организация выпусков изданий для потребителей, партнеров компании (т.н. «клиентская газета»);
- организация публичных мероприятий, конференций, поддержка выставочной деятельности компании.

Ко вторым относятся:

- организация выпусков внутрикорпоративных изданий для персонала;
- организация внутрикорпоративных мероприятий (в т.ч. праздников);
- организация фото-видеосъемок ключевых мероприятий, в т.ч. ведение архивов и другие мероприятия.

Не останавливаясь на конкретных методах ведения PR-работы, отметим безусловную необходимость издания корпоративной газеты. Корпоративное СМИ – важнейший элемент системы укрепления внутрикорпоративных связей, что особенно важно для межрегиональных компаний. В то же время, как показывает практика, корпоративные СМИ, рассчитанные на собственный персонал, привлекают внимание других стейкхолдеров (аналитиков, журналистов, чиновников, бизнес-сообщество). В связи с этим газета является незаменимой площадкой, на которой представлена позиция компании по ключевым вопросам.

Безусловно, выполнение всех указанных выше функций невозможно силами одного-двух PR-специалистов. Для успешной организации работы штат PR-подразделения должен составлять не менее 4-5 человек. Расширение функций не обязательно означает кардинальное увеличение штата. Помимо штатных работников к выполнению ряда регулярных работ могут привлекаться подрядчики (мониторинг СМИ, выпуск корпоративных изданий, организация мероприятий). В таком случае у PR-подразделения появляется функция контроля за сроками и качеством работ, выполняемых аутсорсерами.

Деятельность PR-подразделения энергокомпании регламентируется Положением о подразделении. Как показывает практика РАО "ЕЭС России", для повышения эффективности PR-работы, в компании должны быть приняты (и выполняться!) Регламент информационного обмена между подразделениями, Регламент информационного обмена и действий в кризисной ситуации, Положение о web-сайте энергокомпании, а также другие документы, устанавливающие сроки, порядок и ответственность за оперативное предоставление информации, и ограничивающие круг лиц, имеющих право делать публичные заявления от лица компании.

12.2.2 Особенности PR-деятельности энергокомпаний различных видов бизнеса

Генерирующие компании, созданные в ходе реорганизации РАО "ЕЭС России", являются публичными. Их акции принадлежат широкому кругу юридических и физических лиц, торгуются на российских фондовых площадках, депозитарные расписки – на международных биржах. Публичный статус этих акционерных обществ требует высокого уровня прозрачности, информирования акционеров, аналитиков, инвестиционного сообщества по целому спектру вопросов – финансовых, инвестиционных и других. Прозрачность и открытость компании обеспечивается PR-подразделением в сотрудничестве со службой по связям с акционерами и инвесторами (IR-службой). Учитывая высокую степень заинтересованности государства в успешности реформы энергетики, значимость устойчивой работы энергосистемы для социально-экономического развития страны, одной из ключевых аудиторий для энергокомпаний являются чиновники федерального и регионального уровня.

Генерирующим компаниям оптового рынка (ОГК) рекомендуется иметь PR-подразделение в головном офисе и выделенных сотрудников (пресс-секретарей) в филиалах-электростанциях. Оптимальная численность PR-подразделения головной компании 4-6 чел, в филиалах – 1-2 чел. Освещение деятельности генерирующей компании параллельно идет на общероссийском

(федеральном уровне) и в регионах присутствия. В связи с этим отличаются функции PR-подразделения головного офиса и специалистов в регионах.

Основными направлениями PR-деятельности ОГК являются:

- информационное сопровождение реализации инвестиционной программы компании как с технической точки зрения (строительство новых энергообъектов, внедрение новых технологий), так и с финансово-экономической (рост инвестиций, эффективность расходования средства, полученных компанией в ходе IPO и т.п.);
- информационное сопровождение результатов работы компании на либерализованном рынке электроэнергии;
- обеспечение прозрачности финансовых и экономических показателей работы компании для инвестиционного сообщества (в пределах, ограниченных коммерческими интересами компании);
- освещение в прессе производственных результатов, внедрение новых технологий;
- подготовка и прохождение электростанциями осенне-зимнего максимума нагрузки, обеспечение энергоснабжения потребителей;
- экологическая политика компании;
- социальная политика компании;
- внедрение высоких стандартов управления (системы менеджмента качества);
- формирование и продвижение бренда, управление деловой репутацией;
- управление информационным пространством вокруг компании в кризисных ситуациях.

PR-подразделение ОГК организуют свою работу в следующих формах:

- разработка и реализация стратегии ОГК в области связей с общественностью;
- централизованное взаимодействие с федеральными и зарубежными СМИ по всем вопросам деятельности компании и ее филиалов;

- организация (участие в организации) публичных выступлений топ-менеджеров компании, проведение интервью;
- выпуск корпоративной газеты для персонала;
- разработка и ведение web-сайта компании;
- взаимодействие с PR-службой компаний – основных акционеров ОГК, проведение единой информационной политики (по требованию акционеров);
- координация деятельности PR-специалистов в филиалах, разработка стандартов информационной деятельности компании и контроль за их соблюдением;
- мониторинг федеральных СМИ, организация его распространения среди менеджмента головного офиса и филиалов.

В свою очередь PR-специалисты в филиалах обеспечивают:

- проведение мероприятий по продвижению бренда компании в регионе;
- формирование и представление в PR-службу головного офиса информации по основным производственным и другим направлениям;
- коммуникации с региональными журналистами;
- содействие в организации информационного освещения поездок топ-менеджеров генкомпании в регион расположения филиала;
- сбор и предоставление в PR-департамент головного офиса информации по ключевым направлениям PR-деятельности (в т.ч. материалы в корпоративные СМИ);
- оперативное реагирование на кризисные ситуации в филиалах, регионах присутствия, координация действий с PR-департаментом головного офиса, реализация антикризисных мер в информационном пространстве по согласованию с PR-департаментом.

Организация PR-деятельности в **территориальных генерирующих компаниях (ТГК)** происходит на тех же принципах соподчиненности, что и в ОГК. Некоторые особенности связаны с тем, что головные офисы ОГК расположены в Москве, в то время, как ТГК (за исключением «Мосэнерго») базируются в крупных региональных центрах.

ТГК, так же как и ОГК, являются публичными компаниями. Поэтому им необходимо активно работать с инвестиционным сообществом через федеральные СМИ и участвовать в федеральных мероприятиях. Географическая удаленность от столицы порождает определенные сложности в выстраивании оперативных коммуникаций с федеральными СМИ, однако сложности эти являются техническими и решаемыми. Для оперативной работы по повседневным регулярным информационным поводам вполне достаточно наладить рабочие контакты с региональными собкорами этих федеральных изданий (которые, как правило, работают в областных и краевых центрах, где базируются головные офисы ТГК). В качестве эффективного инструмента можно предложить организацию конференс-коллов федеральных журналистов с руководством компании. Более широко можно использовать такой инструмент, как Интернет-конференции.

В то же время, электростанции, входящие в состав ТГК, являются не только производителями электроэнергии, но и ключевыми поставщиками тепловой энергии в регионах присутствия. В связи с этим, в PR-деятельности ТГК особая роль отводится связям с региональной общественностью. Важнейшее значение имеет правильная организация работы с региональными СМИ.

Если электростанции ОГК, как правило, расположены вдали от крупных региональных центров и часто являются градообразующими предприятиями, то менее мощные объекты ТГК разбросаны по всему региону. Деятельность региональных филиалов компании гораздо больше интересует местные элиты, а, значит, и СМИ. Нельзя не учитывать это обстоятельство при организации PR-работы в территориальных генерирующих компаниях.

Для ОГК и ТГК, как правило, не связанных клиентскими отношениями вне энергетической отрасли, нет необходимости издавать специализированную клиентскую газету. В то же время, корпоративная газета с грамотной концепцией и достойным содержанием, способна выполнять и такую функцию. Особенно удачным может быть такой опыт там, где электростанция ОГК или ТГК является

градообразующим предприятием, а корпоративное СМИ, по сути, может стать одним из городских изданий.

В качестве основных направлений деятельности **ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», межрегиональных и региональных сетевых компаний** следует рассматривать:

- информационное освещение реализации инвестиционной программы компании как с инженерно-технической точки зрения (строительство новых сетевых объектов, внедрение новых технологий строительства), так и с финансово-экономической (привлечение инвестиций, эффективное расходование инвестиционных средств и т.п.);
- обеспечение прозрачности финансовых и экономических показателей работы компании для инвестиционного сообщества (в пределах, ограниченных коммерческими интересами компании);
- внедрение новой системы тарифообразования на основе метода доходности инвестированного капитала (см. 5.2.3);
- технологическое подключение к электросетям новых потребителей: техническая возможность, порядок подключения и плата за присоединение;
- управление информационным пространством вокруг компании в кризисных ситуациях.

Последнее направление имеет особенно важное значение, учитывая частоту возникновения аварийных ситуаций на сетевых объектах, в т.ч. по причинам, не зависящим от сетевой компании (природные катаклизмы, хищения металлосоодержащего оборудования и т.п.). При этом сбои в работе сетевых объектов приводят к сбоям в энергоснабжении потребителей, что приковывает к проблеме внимание общественности.

Информационное сопровождение деятельности МРСК должно идти параллельно на общероссийском (федеральном уровне) и в регионах присутствия филиалов. В связи с этим, отличаются функции PR-подразделения головного офиса и PR-специалистов в регионах.

Задачами PR-подразделения МРСК являются:

- разработка и реализация стратегии МРСК в области связей с общественностью;
- репутационный менеджмент; формирование и продвижение бренда компании;
- организация централизованного взаимодействия с федеральными СМИ и СМИ региона, где расположен головной офис МРСК по всем вопросам деятельности компании и ее филиалов;
- организация (участие в организации) публичных выступлений топ-менеджеров компании, интервью и т.п.;
- разработку концепции и организацию выпуска корпоративной газеты для персонала;
- разработка и ведение web-сайта компании;
- выработка позиции компании и координация действий в информационном пространстве в кризисных ситуациях;
- координация деятельности PR-специалистов в филиалах, разработку стандартов информационной политики компании и контроль за их соблюдением;
- мониторинг федеральных СМИ, организацию его распространения среди менеджмента головного офиса и филиалов.

В свою очередь PR-специалисты в филиалах обеспечивают:

- продвижение мероприятий по продвижению бренда компании в регионе;
- сбор и представление в PR-службу головного офиса информации по основным производственным и другим направлениям;
- коммуникации с региональными журналистами;
- содействие в организации информационного освещения поездок топ-менеджеров генкомпания в регион расположения филиала;
- сбор и предоставление в PR-департамент головного офиса информации по ключевым направлениям PR-деятельности (в т.ч. материалы в корпоративные СМИ);

- оперативное реагирование на кризисные ситуации в филиалах, координация действий с PR-департаментом головного офиса, реализация антикризисных мер в информационном пространстве по согласованию с PR-департаментом.

Организация PR-деятельности в МРСК происходит на тех же принципах соподчиненности, что и в территориальных генерирующих компаниях. Как правило, головные офисы МРСК (за исключением МРСК Центра) базируются в крупных региональных центрах. Соответственно, работа со СМИ выстраивается одновременно по трем направлениям: в каждом из регионов присутствия филиалов МРСК, в регионе, где расположен головной офис МРСК, федеральными СМИ.

Поскольку межрегиональные сетевые компании - публичные компании, которые контролируются государством через ОАО «Холдинг МРСК», для них крайне важно активно работать с инвестиционным сообществом через федеральные СМИ и участвовать в мероприятиях федерального масштаба. Кроме того, нельзя забывать, что еще вчера все региональные сетевые компании имели огромное количество миноритарных акционеров – от физических лиц до крупных стратегических частных инвесторов.

Как и в случае с ТГК, географическая удаленность некоторых РСК и МРСК от столицы порождает определенные сложности в выстраивании четких коммуникаций с федеральными СМИ, однако сложности эти являются техническими и вполне решаемыми.

Аналогичным образом в межрегиональных сетевых компаниях должен быть решен вопрос с корпоративными изданиями. Создание специально выделенной клиентской газеты, как правило, нецелесообразно. Но правильно выполненная корпоративная газета, распространяемая в т.ч. в местах присутствия потребителей услуг компании, может с успехом играть эту роль. В таком случае в газете должны даваться грамотные разъяснения по ключевым вопросам работы сетевой компании.

В своей публичной деятельности сетевые компании не смогут обойти наиболее острые вопросы – проблемы технологического подключения новых потребителей к сетям, недискриминационного доступа к сетям, взаимоотношения

со сбытовыми компаниями. Очевидно, что даже умелый PR не сможет снять их полностью при отсутствии сутевых решений, достижение которых не всегда в зоне ответственности энергокомпаний. В то же время, открытое обсуждение спорных вопросов, оперативное представление комментариев позволит энергокомпаниям сохранить деловую репутацию.

Энергосбытовые компании (ЭСК) в части организации PR-деятельности стоят особняком от других энергокомпаний. Эти компании, как правильно, ограничивают свою деятельность рамками одного региона, не входят в межрегиональные холдинги и имеют контрольного частного акционера. ЭСК, как правило, работают с широким кругом конечных потребителей, включая население. Соответственно, по своей сути, они скорее ритейлеры нежели энергетические предприятия. Отсюда и главное отличие их PR-стратегии – на первый план в ней выходят приемы рекламы и маркетинга.

В отличие от генерирующих и сбытовых компаний, конкуренция между которыми все-таки не является «игрой на выбывание», ЭСК работают в более жестких условиях. Потеря клиентов чревата не только снижением финансовых результатов, но и может привести к банкротству ЭСК. Поэтому для ЭСК хороший PR и реклама внутри региона – один из залогов выживания в условиях конкуренции с другими ЭСК региона. Поэтому основным принципом работы ЭСК в публичном пространстве становится клиентоориентированность. В связи с этим перспективным представляется расширение PR-подразделения и его активное участие в маркетинговой и рекламной работе компании. Главными инструментами PR ЭСК являются не пресс-релизы и пресс-конференции, а проведение различных акций для клиентов, широкое издание полиграфической рекламной продукции, ролики на радио и ТВ. Одним из ключевых инструментов привлечения внимания клиентов может быть размещение информации и рекламы на квитанциях на оплату электроэнергии.

Для ЭСК, особенно небольших, не так актуально издание корпоративной газеты для персонала, как издание специальной клиентской газеты по аналогии с изданиями крупных торговых сетей или ресторанов. Аналогичным образом должен

быть переработан сайт ЭСК. Как у любой торговой компании, сайт должен давать клиентам исчерпывающую информацию не столько о деятельности и показателях компании, сколько о тех возможностях и услугах, которые компания предоставляет потребителям.

Между тем, одним из основных направлений PR-деятельности ЭСК, крайне важных не только для конкретной компании, но и для отрасли в целом, является разъяснение принципов тарифо- и ценообразования в условиях либерализации розничного рынка. ЭСК являются трансляторами цен оптового рынка на розничный (см. 6.5). При этом важнейшие тезисы, продвигаемые в публичное пространство – сохранение государственного регулирования тарифов для населения до 2012 года и повышение доли конкурентных цен при снижении регулируемой части в ценах для потребителей – юридических лиц.

На территории каждого региона сейчас работает несколько энергетических компаний разного профиля. Несмотря на то, что в публичном пространстве по ряду вопросов они могут являться либо конкурентами (ОГК и ТГК), либо оппонентами (сетевая компания и ЭСК), у руководства и PR-менеджеров этих компаний есть множество точек соприкосновения. Для потребителей, государственных органов и других стейкхолдеров энергетика остается единым производственным комплексом. Поэтому не только сохраняется, но и повышается актуальность проведения энергокомпаниями единой информационной политики. Успешная работа в этом направлении дает значительный имиджевый эффект и имеет очевидный экономический смысл. Взаимодействие PR-подразделений энергокомпаний внутри одного региона позволяет не только повысить эффективность работы каждого из них в отдельности, но и обеспечить существенную экономию всех видов ресурсов.

Есть PR-продукты, которые необходимы каждой энергокомпании - например, мониторинг региональной прессы, который, как правило, выполняется сторонними специализированными организациями. Нет никакого экономического смысла в том, чтобы каждая компания отдельно заказывала один и тот же мониторинг СМИ по теме «Электроэнергетика» (а разными эти мониторинги не могут быть по определению). Гораздо выгоднее, чтобы заказчиком выступили 3-4

энергокомпания региона. Координация действий PR-подразделений в этом вопросе позволит добиться заметной годовой экономии.

Другой пример – организация совместных мероприятий. Накануне профессионального праздника Дня Энергетика каждая энергокомпания проводит ряд мероприятий не только для персонала, но и для внешних аудиторий. Очевидно, что журналистам в регионе не очень понравится посещать за 1-2 дня три или четыре пресс-конференции руководителей различных энергетических компаний. Очень велика вероятность, что уже после первой из них «энергетическая» тема будет считаться закрытой. В то же время, обсуждение графика ключевых мероприятий и продуктов, а также возможное объединение бюджетов позволит PR-подразделениям либо провести одно совместное мероприятие (зачастую более высокого уровня), либо согласовать удобные для всех сроки различных мероприятий.

Особенно важно координировать работу PR-служб энергокомпаний в кризисных ситуациях. Естественный порыв – указать на «виновного», сняв с себя ответственность – не всегда является правильным. В глазах общественности энергетики по-прежнему являются одной семьей. Соответственно, взаимные публичные обвинения, обмен гневными релизами всегда выходят боком обеим сторонам конфликта. В то же время, с точки зрения PR цель – снять с себя ответственность – так и не будет достигнута. Ведь для общественности (которая на 100% состоит из потребителей) главным вопросом является не «Кто виноват?», а «Что делается, чтобы восстановить электроснабжение? / смягчить последствия? / предотвратить в будущем?». На эти вопросы гораздо грамотнее отвечать совместно, показывая не столько сложность ситуации, сколько перспективы ее скорейшего разрешения.

12.2.3. Взаимодействие электроэнергетических компаний с органами государственной власти

Сегодня PR-деятельность присутствует практически в любой более или менее крупной компании, имеет необходимое организационное и ресурсное обеспечение, потому что мало кто рискует игнорировать необходимость работы со средствами массовой информации. Однако, с другой частью коммуникационной стратегии компании, а именно - с организацией взаимодействия с органами государственной власти - ситуация несколько иная. Зачастую имеет место явная недооценка этой деятельности, которую принято обозначать как GR-government relations.

До сих пор как в общественном мнении, так и у отдельных руководителей компаний сохраняется непонимание сути GR-функций, что проявляется в их отождествлении со связями с общественностью, т.е. PR-функциями. Между тем, PR, как показано выше в 12.2.1-2, это деятельность, направленная на формирование общественного мнения, имиджа компании и ее деловой репутации через работу со средствами массовой информации и проведение публичных мероприятий. Главная же цель GR-работы – отстаивание интересов компании через влияние на конкретные решения, которые принимаются органами государственной власти и которые прямо или опосредованно определяют основную деятельность компании. Это требует не столько воздействия на большие целевые группы, как в случае с PR-работой, сколько взаимодействия с конкретными должностными лицами, принимающими либо влияющими на принятие решений по вопросам, относящимся к деятельности энергетических компаний.

GR-функции, также как и PR-функции, по большому счету относятся к сервисным функциям и их взаимосвязь с основными видами деятельности компаний носит, как правило, опосредованный характер. Но если с необходимостью PR-структур менеджмент компании обычно соглашается, то необходимость GR-структур для него не столь очевидна, поскольку неочевидна сама взаимосвязь между эффективностью развития компании и поддержанием взаимодействия с органами государственной власти.

Предполагается, что взаимодействие, контакты с представителями органов государственной власти – исключительная прерогатива первых лиц компании, а отдельная GR-структура в компании – ненужная трата средств.

В числе первых, если не первыми, специальные GR-подразделения были созданы в компаниях Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России». И этому есть объяснение.

Для успешного функционирования таких публичных и социально значимых компаний, как электроэнергетические, коммуникационная стратегия и место в ней GR-менеджмента, – вопрос особый, если не ключевой. Для большинства компаний GR-задачи возникают (далеко не всегда регулярным образом) при необходимости решения конкретных вопросов в тех или иных конкретных органах власти. Но электроэнергетика – отрасль особая. Как показано в гл. 1, ее развитие оказывает влияние на все другие отрасли и экономику в целом. Потребители электрической и тепловой энергии – это все без исключения предприятия и организации, каждый житель нашей страны. Неудивительно, что деятельность энергетических компаний – предмет особого внимания со стороны органов государственной власти. Как следствие, и ОАО РАО «ЕЭС России» вплоть до момента завершения своей деятельности, и образованные в ходе реформы электроэнергетики компании новой целевой структуры отрасли самым непосредственным образом испытывают влияние и зависимость от системных решений, которые принимаются Правительством Российской Федерации, Государственной Думой и Советом Федерации, органами государственной власти на федеральном и региональном уровнях по ключевым вопросам развития электроэнергетики. Достаточно сказать, что только в 2007г. – 1 полугодии 2008г. (до момента завершения реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России») Правительство Российской Федерации приняло около 30 нормативных актов (постановлений, распоряжений) по вопросам развития электроэнергетики и работы электроэнергетических компаний, не говоря уже об актах ФСТ, ФАС, Минпромэнерго (позднее – Минэнерго) России, а Государственная Дума практически на каждом пленарном заседании

рассматривала законопроекты, которые так или иначе влияют на работу компаний отрасли.

Своевременность создания GR-структур в отрасли достаточно быстро проявилась, когда электроэнергетика вступила на непростой, длительный путь радикальных преобразований. Именно при продвижении реформы электроэнергетики, которая сопровождалась многочисленными обсуждениями и дебатами в Государственной Думе и Совете Федерации, совещаниями в министерствах и в Правительстве Российской Федерации, в органах государственной власти субъектов Российской Федерации, GR-подразделения компаний отрасли прошли главное испытание, проявили свою состоятельность, достойно выполнив предназначенную им часть общей задачи. Накопленный ими при этом уникальный опыт позволяет сформулировать основные особенности, принципы, задачи и направления организации GR-работы в энергетических компаниях.

Энергетические компании новой целевой структуры отрасли сегодня действуют в условиях отсутствия такого единого координирующего центра, каким до реформы электроэнергетики была материнская компания в лице ОАО РАО «ЕЭС России». Как следствие, каждая из них рано или поздно столкнется с тем, что необходимо выстраивать свою технологию, свои каналы взаимодействия с органами государственной власти как на федеральном, так и региональном уровнях. Отметим при этом, что есть определенные особенности, которые необходимо принять во внимание при организации взаимодействия энергетических компаний с органами государственной власти.

Во-первых, это диверсифицированность субъектов принятия ключевых решений по вопросам функционирования энергетических компаний. Среди основных субъектов принятия таких решений – Президент Российской Федерации, Правительство Российской Федерации, палаты Федерального Собрания Российской Федерации, ряд федеральных министерств и ведомств (Министерство энергетики, Министерство экономического развития, Министерство финансов, Министерство регионального развития, Министерство промышленности и

торговли, Федеральная служба по тарифам, Федеральная антимонопольная служба и.), органы исполнительной и законодательной власти субъектов Российской Федерации. Кроме того, решения в процессе своей подготовки и принятия проходят достаточно много звеньев, каждое из которых играет свою роль.

Приведем один пример – выделение бюджетных средств на реализацию инвестиционных программ энергетических компаний. В решении этого вопроса последовательно участвуют Министерство энергетики (готовит предложения по организациям топливно-энергетического комплекса), Министерство экономического развития и торговли (на основе предложений Минэнерго и других министерств и ведомств готовит соответствующий раздел проекта федерального бюджета), Министерство финансов (формирует в окончательном виде и вносит в Правительство РФ проект федерального бюджета), Правительство Российской Федерации (утверждает проект федерального бюджета и вносит его в Государственную Думу). В Государственной Думе, а затем в Совете Федерации проект федерального бюджета также проходит многоступенчатый путь рассмотрения. И на каждом из этих этапов решение вопроса о выделении бюджетных средств на реализацию инвестиционных программ энергетических компаний безусловно может быть скорректировано. Поэтому необходимо обеспечить GR-сопровождение решения данного конкретного вопроса на всех стадиях подготовки и принятия.

Разумеется, приведенный пример относится не ко всем энергетическим компаниям, а только к системообразующим, таким как Федеральная сетевая компания, Федеральная гидрогенерирующая компания, Системный оператор и некоторым другим. Однако, большинство решений федеральных органов исполнительной власти также проходят процедуру согласований и утверждений, пусть даже не такую длительную и сложную, как в приведенном выше примере, но достаточно сложную и многоступенчатую.

Во-вторых, в поле внимания GR-подразделений энергетических компаний, помимо решений (федеральные законы, постановления и распоряжения Правительства РФ,

акты других органов законодательной и исполнительной власти), прямо посвященных электроэнергетике, в обязательном порядке должны быть и решения, на первый взгляд прямо к энергетике не относящиеся, но формирующие общее правовое поле, в котором действуют энергетические компании. Так, в свое время анализ законодательства о банкротстве выявил целый ряд рисков для энергетических компаний, заложенных в нем вследствие игнорирования особенностей электроэнергетики. В результате состоявшихся длительных и сложных обсуждений проблемы, инициаторами которых стали энергетики, был разработан и принят специальный федеральный закон, регулирующий особую процедуру банкротства субъектов естественных монополий в отраслях топливно-энергетического комплекса.

В-третьих, поскольку в энергетической отрасли действуют разные по виду деятельности, но самым тесным образом связанные между собой и взаимозависимые энергетические компании (генерирующие, сетевые, сбытовые, строительные, сервисные и т.д.), GR-деятельность энергетических компаний должна быть ориентирована на системные решения, по возможности максимально учитывающие и сочетающие интересы разных компаний.

GR-проблематика стала еще более актуальной, когда в компании целевой структуры электроэнергетики пришли новые собственники со своими бизнес-интересами. Учет этих интересов и координация взаимодействия энергетических компаний с органами государственной власти определяют необходимость активизации работы GR-служб энергокомпаний.

12.2.4. Организация, формы и методы GR-работы

В общем виде организацию GR-работы в энергетической компании можно описать в виде формулы «мониторинг – анализ полученной информации – реагирование в виде конкретных действий». В основе эффективной организации GR-работы в

энергетических компаниях лежит выполнение определенных требований, основными из которых можно считать следующие.

Первое – это системность и непрерывность в мониторинге ситуации в органах государственной власти в части подготовки решений, касающихся сферы деятельности энергетических компаний. Взаимодействие с органами власти во многом строится на своевременном получении информации, ее анализе и выработки плана действий. Это особенно важно, когда необходимо включиться в процесс подготовки решений или проектов нормативных актов. Понятно, что легче проявить свою позицию на стадии подготовки решения, чем предлагать позднее внести изменения или отменить уже принятое решение. Другими словами, необходимо стремиться работать на опережение событий, нежели реагировать на уже состоявшиеся события.

Поэтому в основе работы GR-подразделения энергетической компании лежит мониторинг ситуации внутри органов власти. Отметим, что здесь нельзя ограничиваться лишь собственно энергетической тематикой. Опыт показывает, что очень часто на функционирование энергетики оказывают влияние решения, в которых эта отрасль вообще не упоминается. Поэтому мониторинг должен носить весьма широкий характер.

Подобный мониторинг невозможно проводить от случая к случаю, поскольку тогда компания будет обречена реагировать на те или новые ситуации в «пожарном порядке», что вряд ли способствует эффективной работе. Напротив, необходимо стремиться предвидеть, прогнозировать возникновение той или иной ситуации, появление того или проекта решения. Это возможно лишь при условии постоянного и системного мониторинга работы органов власти в части вопросов, влияющих на деятельность энергетических компаний.

Второе требование – максимальная диверсификация каналов взаимодействия с органами государственной власти и получения (доведения) информации. Поскольку подготовка и принятие решений по вопросам работы энергетических

компаний, как уже отмечалось, - это достаточно сложный и многоступенчатый процесс (особенно, если это решения органов исполнительной власти), то все основные субъекты этого процесса должны быть в поле внимания GR-подразделения. Более того, учитывая важность получения своевременной и объективной информации для адекватного реагирования, целесообразно добиваться максимально возможной диверсифицированности каналов получения информации о работе органов государственной власти. Определенное дублирование в этом отношении – не минус, а скорее плюс с точки зрения обеспечения надежности и адекватности в GR-работе.

С другой стороны, для целей GR-работы важно обеспечить и системное информирование должностных лиц и органов государственной власти. Чем более полным и объективным будет такое информирование, тем больше шансов на то, что компания будет «услышана» при принятии органами государственной власти тех или иных решений.

Третье из рассматриваемых требований – корректность и аккуратность в работе с должностными лицами и целевыми группами. Взаимоотношения бизнеса и власти – тема, безусловно, непростая и довольно болезненная. Поэтому отстаивание интересов компании при принятии решений органами государственной власти должно строиться на максимально корректных взаимоотношениях с должностными лицами. Понятно, что выстраивание доверительных и взаимно уважительных отношений более полезно для интересов компании, нежели прямолинейные попытки давления, влияния и т.д.

Это особенно важно, когда приходится входить в ситуации дискуссий, сложных обсуждений, поисков взаимоприемлемых решений и т.п. При этом GR-работа гарантировано будет неэффективной, если будет жестко ориентирована только на проведение позиции компании в неизменном виде. Необходимо убедить оппонента, показать ему готовность «услышать» его позицию, продемонстрировать ему не только экономическую, но и социальную и моральную обоснованность позиции энергетиков, отвечает интересам страны, региона, населения. Только так

можно приобрести в лице представителей органов государственной власти стратегических партнеров, с которыми можно работать действительно совместно.

Опыт РАО «ЕЭС России» показал также эффективность создания различного рода согласительных процедур, совместных площадок для содержательного обсуждения наиболее трудных, острых проблем. Именно в рамках таких процедур удастся отойти от логики победы одних и поражения других и перейти на принципы «игры с ненулевой суммой», когда в выигрыше оказываются все. Только такие решения, отвечающие интересам всех сторон, могут носить долгосрочный характер, да и вообще имеют шанс быть выполненными. В противном случае сторона, чувствующая себя побежденной, либо добьется пересмотра кажущегося ей невыгодным и несправедливым решения, либо сорвет его реализацию. Именно тот факт, что практически у всех, кто был вовлечен в дискуссии по реформе энергетики, а это тысячи влиятельных людей, есть сегодня ощущение согласия с тем, что было сделано, позволяет надеяться на то, что реформа не будет пересмотрена после прекращения деятельности команды РАО «ЕЭС России».

Наконец, четвертое требование – структурирование GR-работы по вертикали и горизонтали управленческих отношений в компании. Взаимодействие с органами государственной власти предполагает осуществление контактов на разных уровнях должностной иерархии в них. Кроме того, органы государственной власти отличаются разной степенью открытости и доступности должностных лиц. Так, очевидно, что парламент по своей природе – более открытый орган власти, чем правительство. Соответственно, в зависимости от уровня должностной иерархии, регламента работы в виде правил и требований, действующих в конкретном органе власти, определяется и то, кто в энергетической компании в состоянии наиболее эффективно решить конкретную GR-задачу.

Поэтому эффективная GR-работа в компании предполагает ее организацию с четким определением сферы ответственности и взаимодействия на разных уровнях менеджмента компании, а также внутри GR-подразделения компании. Очевидно, что у менеджеров разного уровня различаются полномочия и ресурсы влияния.

Поэтому в зависимости от сложности проблемы, уровня принятия решений необходима, как правило, командная работа с участием в определенных случаях и первых лиц компании.

С учетом рассмотренных требований определяются основные задачи и направления деятельности GR-подразделения электроэнергетической компании в современных условиях. К ним относятся:

- организация взаимодействия с органами государственной власти на федеральном и региональном уровнях;
- организация мониторинга и анализ работы органов государственной власти на федеральном и региональном уровнях, своевременное выявление проблемных ситуаций;
- сопровождение в органах государственной власти проектов нормативных правовых актов, других решений по вопросам деятельности энергетических компаний.

Для реализации данных задач GR-подразделение энергетической компании осуществляет следующие функции:

- разработку методологии и стандартов организации в компании работы с органами государственной власти;
- разработку и ведение базы данных, необходимых для обеспечения взаимодействия с представителями федеральной и региональной власти, получение от других подразделений информации в соответствии с указанными стандартами и их ввод в базу данных;
- обеспечение поддержки другим подразделениям компании во взаимодействии с органами государственной власти, систематическое информирование других подразделений о работе органов государственной власти по вопросам, находящимся в компетенции этих подразделений;
- участие в подготовке ответов на запросы исполнительных и законодательных органов власти Российской Федерации, органов государственной

власти субъектов Российской Федерации;

- сопровождение проектов нормативно-правовых актов по вопросам деятельности компании в Правительстве Российской Федерации, Федеральном Собрании Российской Федерации, Администрации Президента Российской Федерации;

- проведение семинаров, совещаний и иных мероприятий образовательного и методического характера по вопросам организации работы с органами государственной власти.

Взаимодействие с органами государственной власти требует формирования отдельного структурного подразделения и не может быть дополнительной функцией другого подразделения – юридического или по связям с общественностью. Еще раз подчеркнем – только системность и нацеленность на результат способны обеспечить эффективную GR-работу в компании. Факультативно или в режиме «пожарной команды» цели достичь невозможно.

При этом не только руководитель GR-подразделения, но и ведущие сотрудники должны обладать статусом, достаточным для контактирования с представителями органов государственной власти и восприниматься последними как реальные представители компании.

Опыт организации GR-работы в ОАО РАО «ЕЭС России», ее дочерних и зависимых обществ показывает, что данное направление должно быть замкнуто на первое лицо компании. Объяснение этому одно – GR-деятельность является важной составляющей частью коммуникационной стратегии компании и ее осуществление должно курироваться лицом, определяющим общую стратегическую линию деятельности компании. Позиция же руководителя GR-подразделения компании должна быть максимально высокой в системе топ-менеджмента компании (заместитель руководителя компании, член правления, директор направления и т.п.). Это важно с точки зрения уровня полномочий руководителя GR-подразделения как для осуществления контактов в различных

властных структурах и его восприятия в этих структурах, так и координации взаимоотношений других подразделений компании с органами государственной власти по закрепленным за ними вопросам, привлечения их при необходимости к решению отдельных задач в сфере взаимодействия с органами государственной власти. Не исключается в отдельных случаях и определенный конфликт интересов разных подразделений компании, который необходимо будет снимать и выработать общую линию компании.

12.3. Информационные технологии

12.3.1. ИТ-служба в системе управления энергокомпаний

Подразделения энергокомпаний, ответственные за информационные технологии (ИТ), прошли эволюцию от вспомогательной службы, обеспечивающей настройку компьютеров, до управления комплексными информационными системами большой сложности. В настоящий момент ИТ все шире используются для повышения эффективности бизнеса путем внедрения решений по автоматизации ключевых бизнес-процессов. Сейчас уже невозможно представить современное предприятие без использования информационно-телекоммуникационных систем. Роль ИТ на предприятиях в настоящий момент можно определить как критически важную или очень важную, а влияние ИТ на основную деятельность обуславливает высокие требования со стороны бизнеса к надежности и качеству работы ИТ-служб. Завершившаяся реструктуризация холдинга РАО «ЕЭС России» и реформа электроэнергетики накладывают еще более высокие требования к скорости обработки, полноте и достоверности управленческой информации. В текущих условиях происходят следующие важные изменения, влияющие на роль ИТ:

- реструктуризация холдинга привела к появлению новых компаний целевой структуры, которые будут конкурировать между собой на свободном рынке электроэнергии. В этих условиях роль ИТ как важнейшего элемента

системы управления компаний неизбежно возрастает и их начинают рассматривать как фактор конкурентного преимущества;

- формирование конкурентного рынка электроэнергии выдвигает новые, более динамичные требования к условиям информационного обмена. Соответствие требованиям рынка (например, требованиям, выдвигаемым НП АТС) приводит к реализации масштабных ИТ-проектов на предприятиях энергетики, таких как внедрение систем коммерческого учета электроэнергии, биллинга и т.п.

Для повышения качества управленческих процессов и достижения конкурентных преимуществ необходимо полноценное обеспечение информацией как отдельных подразделений, так и руководства компаний. В текущей ситуации и в будущем основной задачей информационных технологий будет поддержание горизонтальных и вертикальных информационных потоков на уровне, необходимом бизнес пользователям.

Автоматизация отдельных бизнес-процессов — важнейшая задача ИТ. Быстрое развитие сетей электросвязи с интернациональной структурой приводит к отказу от классических локальных рабочих информационных пространств предприятий. Эти тенденции ведут к развитию единого информационного пространства для всех субъектов рынка. Создание и эксплуатация соответствующей коммуникационной структуры, а также решение вопросов конфиденциальности информации и информационной безопасности, относятся к задачам информационного менеджмента, как и классическая функция обеспечения производственного процесса или разработки продуктов и услуг в сфере ИТ.

Сейчас информация на энергопредприятиях обрабатывается в самых разнообразных информационных системах, не всегда связанных друг с другом. Обеспечение широкой доступности информации из этих систем для всех сотрудников (а также внешних партнеров), создание информационно-аналитических систем, избирательное предоставление информации и облегчение тем самым принятия оперативных решений может стать критически важным фактором успеха для предприятий электроэнергетики. Высшему менеджменту энергокомпаний для оперативного управления предприятиями необходимы

интеграция накопленной информации в едином хранилище данных и наличие систем обработки данной информации. Административная децентрализация может стать существенным барьером на пути решения задач по интеграции. Поэтому рациональным видится формирование в энергопредприятиях специализированных ИТ-подразделений, которые смогут управлять функцией ИТ и, которые, руководствуясь едиными технологическим и функциональным процессами обработки информации, построят информационное пространство реформированной электроэнергетики.

Деятельность в области ИТ можно разделить на два основных направления: локальные ИТ-сервисы в рамках хозяйствующего субъекта; интеграционные информационные сервисы. Основой для решения описанных выше задач будет формирование единых стандартов деятельности для всего информационного пространства энергетики России.

Приняты в свое время РАО «ЕЭС России» стандарты предоставления услуг и управления услугами в области информационных технологий определяют основные принципы формирования организационных структур в области ИТ, а также определяют подходы к предоставлению ИТ-сервисов. При построении управления ИТ энергосистем эти стандарты предоставляют возможность использования аутсорсинговой, инсорсинговой и смешанной моделей организации ИТ подразделений. Основой выбора модели является ее экономическая эффективность. Стандарт четко разделяет функции управления ИТ и предоставления ИТ-услуг и распределяет эти функции по различным организационным структурам. Функция управления ИТ на предприятиях электроэнергетики передается единому ИТ-заказчику (службе заказчика) как структуре, управляющей всеми услугами в области ИТ. Служба заказчика является подразделением энергокомпании. Такая модель позволяет сконцентрировать управление ИТ-бюджетом и компетенцию в области информационных технологий в одном месте.

В настоящий момент в энергокомпаниях службы по предоставлению ИТ-услуг (сервисная ИТ-служба), как правило, находятся внутри организаций (инсорсинговая модель). Стандарт ориентирован на выведение таких служб в отдельные компании, но не предъявляет жестких требований и разрешает использование любых моделей.

Разделение функций заказчика и подрядчика предполагает, что служба заказчика, входящая в состав энергокомпании, с одной стороны, выступает поставщиком ИТ-услуг для ее бизнес-подразделений, а с другой стороны, является заказчиком для поставщиков ИТ-услуг как внешних при аутсорсинговой модели, так и внутренних при инсорсинговой модели. Задачи, решаемые службой заказчика, распределены по следующим направлениям:

- контроль удовлетворенности функциональных бизнес-подразделений энергокомпании предоставляемыми ИТ-услугами. Служба заказчика обязана понимать потребности бизнес подразделений и предоставлять необходимые функциональному заказчику ИТ-решения согласно договору на сервисное обслуживание и соглашению об уровне оказываемых услуг;
- управление поставщиками ИТ-услуг. Для этого необходим постоянный контроль и аудит деятельности поставщиков ИТ-услуг и формирование устойчивых партнерских отношений с поставщиками;
- управление ИТ-бюджетом. Служба заказчика должна обосновывать и представлять руководству энергокомпании единый ИТ-бюджет, что позволяет повысить прозрачность расходов на ИТ и сделать эти расходы более осмысленными и рациональными. После утверждения ИТ-бюджета служба заказчика обеспечивает его исполнение;
- управление технологиями и инновациями – обеспечение развития ИТ с учетом передовых технологий в соответствии со стандартами предприятия. Следование единой ИТ-политике позволяет снизить разнородность технологий и тем самым сократить издержки по их сопровождению;

- управление критически важными для бизнеса проектами и программами — существуют проекты и задачи, реализацию которых невозможно доверить внешним поставщикам; в данном случае планирование, организация работ по реализации, управление реализацией возлагаются на службу заказчика.

Основополагающие принципы построения службы заказчика на энергопредприятиях:

- в службе заказчика должны быть сконцентрировано управление по корпоративной ИТ-архитектуре, ИТ-стратегии, архитектуре приложений, технической ИТ-архитектуре предприятия;
- служба заказчика не должна развиваться в подразделение по предоставлению услуг; в службе заказчика не предполагается наличие кадров, занимающихся ИТ-разработками и непосредственным предоставлением ИТ-сервисов;
- служба заказчика должна обладать достаточным резервом опытных менеджеров проектов с хорошими знаниями специфики работы предприятия.

Сегодня во всем мире все более остро встает проблема **управления постоянно развивающимися и усложняющимися информационными системами**. Основные элементы рекомендуемой поставщикам ИТ-услуг системы управления ИТ-ресурсами изложены в библиотеке передового опыта организации ИТ (IT Infrastructure Library — ITIL), которая выросла из собрания лучших методов, существовавших в индустрии ИТ-услуг. Она предоставляет подробное описание наиболее важных видов деятельности служб ИТ, а также полный перечень сфер их ответственности, задач, процедур и контрольных списков действий, которые могут быть адаптированы для любой организации.

ITIL предлагается в качестве базовой методологии для построения ИТ сервис-менеджмента в энергетике России которая и легла в основу разработанных в РАО «ЕЭС России» стандартов управления ИТ-услугами. На базе библиотеки ITIL некоторые коммерческие компании разработали свои структурированные модели управления ИТ-услугами. Среди них HP ITSM Reference Model компании

Hewlett-Packard, IT Process Model компании IBM, MOF компании Microsoft и многие др. Это одна из причин, по которым библиотека ITIL фактически стала стандартом в описании фундаментальных процессов ИТ сервис-менеджмента (IT Service Management — ITSM).

Основная особенность библиотеки ITIL — системный подход в области ИТ-сервисов. Вся деятельность разбита на 10 процессов, для которых определены основные цели и задачи: например, управления инцидентами, управления ИТ-финансами, управление непрерывностью ИТ-услуг, управление мощностями, управления уровнем услуг. В текущий момент на энергопредприятиях России эти процессы частично реализованы, но для повышения качества и эффективности обслуживания необходима реализация всех процессов. Об этом говорит опыт мировых лидеров ИТ-отрасли.

Один из важных принципов библиотеки ITIL — введение объективных, количественно измеряемых параметров для оценки качества сервисов, что позволит в будущем не только измерить реальные достижения, но и формировать направления дальнейшего развития.

Реструктуризация холдинга РАО «ЕЭС России» повлекла за собой масштабный реинжиниринг бизнес-процессов. Так как на предприятиях холдинга основные бизнес-процессы и информационные технологии глубоко интегрированы, **реформирование и реорганизация основного бизнеса требуют глобальной переработки всей информационно-технологической системы.** Развитие старых и создание новых информационных систем осуществляется выполнением ИТ-проектов. Успешная реализация ИТ-проекта возможна только в эффективной среде управления ИТ-проектами. Необходимое условие этого — применение стандартов по управлению ИТ-проектами. Сегодня на энергопредприятиях используются общепризнанные международные стандарты управления проектами (PMI PMBOK и др.), а также стандарты, учитывающие российскую специфику документирования (ГОСТ 34 и др.).

Стандарт PMI PMBOK Guide оказал огромное влияние на развитие управления проектами как области менеджмента. Институт управления проектами PMI (Project Management Institute), стоявший у истоков управления проектами как дисциплины, сегодня крупнейшая глобальная некоммерческая организация в этой профессиональной области.

PMI PMBOK Guide — сумма профессиональных знаний по управлению проектами. Свод знаний опирается на практиков и теоретиков, которые используют и углубляют эти знания. Эти методы являются обобщенными и включают в себя стандартный набор процессов управления проектом. Стандарт развивается уже несколько десятков лет и хорошо себя зарекомендовал как за рубежом, так и в нашей стране.

ИТ-аутсорсинг (IT outsourcing) – передача заказчиком своих текущих функций в области ИТ в специализированную организацию, которая гарантирует выполнение обозначенных в договоре функций соответствующего качества. ИТ-аутсорсинг охватывает работы (разовые и постоянные) в области использования ИТ: поддержка аппаратного и программного обеспечения, услуги по разработке и интеграции ИТ-систем, ИТ-обучение и др.

Аутсорсинг дает следующие преимущества при развитии основного бизнеса компании:

- появляется возможность сфокусировать усилия на процессах, являющихся основными для компании, т.е. на тех, которые непосредственно приносят прибыль;
- отпадает необходимость увеличивать штат компании за счет непрофильных для основного бизнеса специалистов;
- повышается контролируемость расходов так как затраты на ИТ напрямую связываются с ИТ-сервисами и уровнем их качества, что дает возможность страховать риски, связанные с нарушением ИТ-сервисов;
- происходит снижение косвенных затрат.

В сформированном по результатам анализа мировой практики ИТ-аутсорсинга отчете аналитической фирмы Gartner Group сообщается, что аутсорсингом пользуются 70 % компаний из списка Fortune 500. В 2007 г. объем мирового рынка аутсорсинга информационных услуг составил около 230 млрд долл.; по прогнозам, в ближайшие годы он будет очень быстро расти. По данным исследования компании Market-Visio, российский рынок услуг аутсорсинга в области ИТ в 2004 г. оценивался в 800—900 млн долл, т.е. почти 13 % всего российского рынка ИТ.

Экономически обоснованными являются не только традиционные для России сферы ИТ-аутсорсинга: веб-хостинг, обслуживание аппаратных и программных средств, реализация ИТ-проектов, но и использование центров обработки данных, служб поддержки пользователей. Но не все ИТ-сервисы могут быть переданы внешним поставщикам; существует ряд систем, специфических для электроэнергетики, компетенции по которым находятся исключительно внутри энергосистем.

12.3.2. Информационные системы электроэнергетики

На предприятиях энергосистем в настоящее время используются сотни различных информационных систем, причем применяются как стандартные решения от известных производителей, так и собственные разработки. Поскольку рассказать обо всех системах не представляется возможным, дадим, в качестве иллюстрации описание лишь нескольких основных типов комплексных информационных систем, применяемых сегодня на энергопредприятиях.

Комплексные системы управления предприятием – Enterprise Resource Planning (ERP) – это комплексная система автоматизированного управления административно-финансовой и хозяйственной деятельностью предприятия. Концепция ERP предложена аналитической фирмой Gartner Group в начале 90-х гг. и уже подтвердила свою жизнеспособность. Системы ERP — верхний уровень в иерархии систем управления, затрагивающий ключевые аспекты производственной

и коммерческой деятельности, такие как производство, планирование, финансы и бухгалтерия, материально-техническое снабжение и управление кадрами, сбыт, управление запасами, ведение заказов на изготовление (поставку) продукции и предоставление услуг. Такие системы создаются для предоставления руководству информации для принятия управленческих решений, а также для создания инфраструктуры электронного обмена данными с поставщиками и потребителями.

Основные функции ERP систем:

- бухгалтерский учет, заказы, счет-фактура;
- управление складом и связями с клиентами;
- прогнозирование производства и другие.

Внедрение ERP подчинено одной цели — повышению эффективности работы энергопредприятия средствами информационных технологий. Особое внимание уделяется решению конкретных прикладных бизнес-задач. Внедрение системы позволяет достичь общего повышения эффективности бизнеса и экономических результатов, сокращения затрат. ERP-системы призваны с единых позиций управлять людскими, финансовыми и производственными ресурсами.

Системы управления производством продукции – Manufacturing Execution Systems или Manufacturing Enterprise Solutions (MES) – системы оперативного управления, позволяющие оптимизировать производственные процессы. Как определяет Международная ассоциация производителей и поставщиков MES-решений (MESA International), MES — это интегрированная информационно-вычислительная система, объединяющая инструменты и методы управления производством в режиме реального времени. Основные функции систем MES:

- сбор фактических данных о процессе производства в реальном времени;
- оперативное и детальное планирование работ и оптимизация производственных графиков;
- управление документами и качеством продукции;
- управление персоналом и др.

Используя данные уровни планирования и контроля, MES-системы управляют текущей производственной деятельностью в соответствии с поступающими заказами, требованиями нормативной документации, актуальным состоянием оборудования, преследуя при этом цели максимальной эффективности и минимальной стоимости выполнения производственных процессов.

Чем отличаются MES-системы от ERP-систем и почему они находятся на разных уровнях информационной структуры? Первые реализуют оперативное планирование и, оперируя точной информацией о технологических процессах, отвечают на вопрос: как в заданный срок и в заданном количестве выпускается продукция, а вторые ориентированы на объемное планирование, т.е. отвечают на вопрос: когда и сколько продукции должно быть изготовлено.

Но все-таки главное их отличие в том, что MES-системы, работающие исключительно с производственной информацией, позволяют скорректировать либо полностью пересчитать план в течение рабочей смены столько раз, сколько это необходимо. В ERP-системах из-за большого объема административно-хозяйственной и учетно-финансовой информации, перепланирование может осуществляться не чаще 1 раза в сутки. MES — это связующее звено между ориентированными на финансово-хозяйственные операции ERP-системами и оперативной деятельностью предприятия на уровне отдельного производственного подразделения.

Системы управления основными фондами – Enterprise Asset Management (EAM) – системы управления основными фондами предприятия; программные системы, автоматизирующие поддержку полного цикла жизни оборудования. Под термином «Asset» в общем случае понимаются не только основные фонды, но любое оборудование, подлежащее учету. В русскоязычной литературе используется термин УФАП.

Система EAM (УФАП) позволяет увеличить производственные мощности путем осуществления следующих мер:

- оптимизации распределения товарно-материальных запасов;

- уменьшения времени на проведение инвентаризации фондов;
- оптимизации операций снабжения в области управления закупками;
- ускорения процесса ремонта оборудования;
- увеличения времени безотказной работы оборудования;
- увеличения срока службы оборудования;
- управления затратами на производственный цикл оборудования.

Одна из главных задач системы ЕАМ — переход от обслуживания оборудования «по времени» (т.е. в соответствии с нормативными сроками) к обслуживанию «по реальному состоянию». Этот переход и дает львиную долю выгоды. Основная цель применения системы ЕАМ — максимизация прибыли.

SCADA*-системы широко используются в диспетчерском управлении. Компьютеры вместе с установленным на них специализированным программным обеспечением — вершина SCADA-пирамиды — обеспечивают сбор данных и их представление в удобном для человека виде и являются пультом управления системой SCADA. Основа этой пирамиды — датчики и преобразователи, преобразующие физические параметры контролируемого объекта (температуру, давление, силу тока, напряжение) в формализованные информационные сигналы. Середину пирамиды составляют контроллеры, измеряющие сигналы с датчиков и преобразующие их в цифровую форму, обеспечивающие локальную обработку данных, передающие данные по каналам связи в центральную ЭВМ.

Крупные SCADA-системы могут состоять из нескольких уровней. Каждый уровень обеспечивает наблюдение и управление за своей зоной ответственности. Данные, собранные нижестоящим уровнем, поступают в систему вышестоящего уровня. С вышестоящего уровня поступают команды управления. Это классическая схема: восходящий поток данных и нисходящий поток команд.

* SCADA — это сокращение от «Supervisory Control And Data Acquisition» — диспетчерское управление и сбор данных. Этот англоязычный термин соответствует русскоязычному «телемеханика». В настоящее время вместо термина «телемеханика» все чаще используется аббревиатура АСУТП — автоматизированная система управления технологическим процессом, так как современная система телемеханики немыслима без компьютера. Очень близко к этому понятию понятие автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ).

Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) в различных случаях трактуются по-разному. Это может быть и «автоматизированная система коммерческого учета энергоресурсов», и «автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов», и «автоматизированная система контроля и управления энергопотреблением».

Первичная задача АСКУЭ — измерение, сбор, обработка, накопление, отображение и документирование информации о полученной, переданной, распределенной и отпущенной энергии. Работа системы начинается со сбора данных с электросчетчиков, подключенных к точкам коммерческого учета на объектах энергосистемы через измерительные трансформаторы. Полученная информация посредством устройств сбора и передачи данных передается по каналам связи в центр сбора и обработки информации.

Аппаратура центра сбора информации (телекоммуникационный сервер) выполняет прием, проверку достоверности и первичную подготовку данных. На центр сбора также возлагается задача повторного запроса не пришедших данных по основному или резервному каналу связи. Готовые данные поступают в базу данных, выполняющую задачу ведения архивов измеренных значений количества энергии, мощности и показателей качества электрической энергии. При организации базы данных предусматриваются процедуры санкционированной коррекции данных в ручном режиме.

Следующая основная задача АСКУЭ — обработка накопленных данных и формирование отчетов — решается на АРМ пользователей системы, взаимодействующих с центральным сервером базы данных через локальную сеть

В последнее время роль АСКУЭ возрастает. Без их внедрения предприятия не могут выходить на свободный рынок электроэнергии. Без информационных систем этого типа невозможно определить количество реально поставленной потребителям электрической энергии.

В связи с развитием рыночных отношений в отрасли особо актуальной стала задача повышения собираемости средств за предоставляемые услуги,

осуществление их точного учета, оптимизации финансовых потоков.

Биллинговые системы* призваны обеспечить:

- создание единого расчетного центра;
- консолидацию финансовой и расчетной информации по всем абонентам;
- создание единой системы расчетов с абонентами;
- ведение оперативного анализа и поддержку принятия решений руководством.

Анализ зарубежного опыта развития биллинговых систем позволяет выделить три основных этапа.

Первый этап – наведение порядка во взаимодействие поставщиков и потребителей услуг, в организации платежей и денежных расчетов, в налаживании контроля качества предоставляемых услуг. На этом этапе формируется информационная база и устанавливаются договорные отношения во взаимодействии служб, организаций и потребителей услуг.

На втором этапе расширяются связи между всеми участниками рынка, открывается возможность широкого выбора поставщиков услуг и видов услуг, увеличиваются территории обслуживания. На этом этапе биллинг предоставляет конкурентные преимущества при развитии связей между предприятиями и регионами.

Третий этап – формирование и предложение различных пакетов услуг и тарифных схем. Это неизбежно, так как отрасль имеет социальное значение. Услуги постоянно востребованы населением, стремящимся повысить уровень собственного комфорта и негативно воспринимающим увеличение его стоимости. Биллинг – ключевой инструмент для разработки различных пакетов услуг, наиболее подходящих той или иной категории потребителей. Он способен удовлетворять амбиции предприятий и компаний, стремящихся к собственному развитию и завоеванию большей доли рынка.

* В русскоязычной литературе понятию «биллинговая система» соответствует понятие «автоматизированная система расчетов» (АСР).

Биллинг – невидимый, но необходимый инструмент развития отрасли, это и бизнес, и средство для его развития, но не «калькулятор».

Управление взаимоотношениями с клиентами – Customer Relationships Management (CRM) – это стратегия организации бизнеса, в которой отношение с клиентом ставится в центр деятельности предприятия, так как клиенты составляют его основной актив. Главная цель CRM-стратегии — определить наиболее «доходных» клиентов, научиться наиболее эффективно работать с ними и, таким образом, увеличить доход компании.

Системы класса CRM – комплекс инструментов по работе с информацией, включающий в себя клиентскую базу и методики, позволяющие систематизировать данные и регламентировать порядок работы с ними. Это автоматизированная система, позволяющая компании поддерживать взаимоотношения с клиентами, собирать о них информацию и использовать ее в интересах своего бизнеса. Они позволяют осуществлять продажи различных услуг и продуктов; отвечать на клиентские запросы, заниматься маркетингом, анализировать ситуацию на рынке.

Рекомендуемая литература к главе 12

12.1.1. **Эффективный юридический департамент:** сост. О.А. Филимонова, М., Волтерс Клувер, 2007 // сер. Библиотека журнала «Корпоративный юрист.

12.1.2. **Томпсон А.А.** Стратегический менеджмент: концепции и ситуации. М.: Вильямс, 2007.

12.2.1. **Горкина М.** PR на 100 %. Как стать хорошим менеджером по PR. — М.: Альпина бизнес букс. М.: 2006.

12.2.2. **Моисеев В.А.** Паблик рилейшнз: теория и практика. М.: Омега, 2001.

12.3.1. **Развитие** безбумажной технологии в организационных системах. — М.: Едиториал УРСС, 1999.

12.3.2. **Интеллектуальные** системы поддержки принятия решений в нестандартных ситуациях с использованием современной информационной

технологии / В.А. Геловани, А.А. Башлыков, В.Б. Бритков, Е.Д. Вязилов. М.: Едиториал УРСС, 2001.

12.3.3. **Введение** в ИТ сервис-менеджмент / М.Ю. Потоцкий (перевод на рус. язык), под ред. Ян Ван Бон (англ. версия); под ред. М.Ю. Потоцкого. М., 2003.

12.3.4. **Эталонная** модель НР по управлению информационными услугами / под ред. В.Ю. Дмитриева // Информационный бюллетень Jet Info. 2001. № 12.

12.3.5. **Руководство** к Своду знаний по управлению проектами: 3-е изд. (Руководство PMBOK®): Американский национальный стандарт ANSI/PMI 99-001-2004. М., 2005.

12.3.6. **Аалдерс Р.** ИТ-аутсорсинг: практическое руководство: пер. с англ. М.: Альпина бизнес букс, 2004.

12.3.7. **О'Лири Д.** ERP-системы. Современное планирование и управление ресурсами предприятия. М.: Вершина, 2004.

12.3.8. **Трофимов С.А.** CRM для практиков. Второе дыхание отдела продаж. М.: АвтоКод, 2006.

12.3.9. **Keller, Erik L.** Enterprise Resource Planning. The changing application model // GartnerGroup, February 5, White paper, 1996. Ю.Андреев Е. SCADA-системы. Взгляд изнутри. М., 2004.

12.3.10. **Прангишвили И.В., Амбарцумян А.А.** Научные основы построения АСУ ТП сложных энергетических систем. М.: Наука, 1992.

12.3.11. **Осика Л.К.** Коммерческий и технический учет электрической энергии на оптовом и розничном рынке: теория и практические рекомендации. М.: Политехника, 2006.

12.3.12. **Цапенко М.П.** Измерительные информационные системы: структуры и алгоритмы, системотехническое проектирование. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985.

12.3.13. **Опыт** внедрения иерархических сетей контроля и учета энергии / Е.П. Забелло и др. // Промышленная энергетика. 1990. № 1.

12.3.14. **Хлебников В.В.** Рынок электроэнергии в России. М.: МО РФ, 2006.

12.3.15. **Материалы** Третьего науч.-техн. семинара «Системы АСКУЭ и автоматизация расчетов с потребителями электроэнергии в энергосистемах», Москва, 16—20. 09. 2002 г. М.: Научно-учебный центр ЭНАС, 2002.

12.3.16. **Уайт Т.** Чего хочет бизнес от ИТ: Стратегия эффективного сотрудничества руководителей бизнеса и ИТ-директоров / под ред. А.Н. Ковалевич; пер. с англ. А.Н. Поплавской. М.: Гревцов Паблишер, 2007.

Раздел IV. Перспективы развития российской энергетики

Глава 13. Развитие энергетики в условиях рынка

13.1. Концепция инвестиционного развития электроэнергетики

Как уже отмечалось в Главе 1 спад в развитии электроэнергетики России завершился в 1998 году, за ним последовал период стационарного функционирования (1999 – 2005), а с 2006 г. электроэнергетика вступила в фазу развития. Необходимость такого перехода была обусловлена кратным увеличением темпов роста энергопотребления. Если в 1999—2005 гг. спрос на электроэнергию увеличивался на 1,6—1,7 % ежегодно, то за период 2006 — середина 2008 г. средний ежегодный рост потребления составил 3,8 %.

Если необходимость перехода к фазе интенсивного развития была предопределена внешними по отношению к электроэнергетике факторами – увеличением темпов роста экономики страны и исчерпанием ресурса производственных мощностей, созданных еще в советское время, то возможность такого перехода полностью зависела от степени зрелости проведенных преобразований.

Первоначально предполагалось (см. 1.2.), что реформа в отрасли будет завершена до начала стадии развития. И поэтому собственно инвестиционный процесс планировалось запустить в постреформенный период, когда РАО «ЕЭС России» уже прекратит свое существование. Однако в реальности по совокупности

объективных и субъективных причин к стадии развития пришлось приступить до завершения реформы.

Именно поэтому концепция разворачивания инвестиций стала неотъемлемой частью и прямым продолжением концепции реформирования. Как показано в Главе 2, в сфере структурных преобразований суть реформы энергетики состоит в разделении потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии) и потенциально монопольных (передача электроэнергии по сетям и управление единой энергетической системой) секторов в электроэнергетике.

Такое разделение по видам деятельности позволяет запустить специфические для каждого вида деятельности инвестиционные механизмы. Так, в конкурентных секторах, прежде всего в тепловой генерации, должны преобладать частные инвестиции. В монопольном секторе, который будет находиться в государственной собственности и останется объектом тарифного регулирования, в качестве источника инвестиций будут использоваться в основном длинные кредитные ресурсы, бюджетные средства и тарифная выручка. Исходя из этого принципиального разделения осуществляется выбор конкретных источников инвестиций для каждого технологического сегмента электроэнергетики. При этом необходимо учитывать не только отличия предприятий электроэнергетики по видам деятельности, но и по форме собственности (частные и государственные).

Таким образом, в процессе реализации реформирования были созданы компании, способные «принять» инвестиции. Без реализации этого этапа рассчитывать на привлечение инвестиций в непрозрачные «старые» АО – энерго было абсолютно не реалистично.

Тепловые генерирующие компании являются основной рыночной составляющей электроэнергетики. Осуществление их развития за счет частного капитала позволяет снять с государства бремя бюджетного финансирования инвестиций в этом сегменте. Поэтому для теплоэнергетики ведущим источником инвестиций является частный капитал инвесторов. Но наличие компаний, адекватных инвестиционных механизмов не достаточно для собственно

привлечения инвестиций. Появление генерирующих компаний пробудило интерес инвесторов, и позволило перейти к серьезному обсуждению возможности привлечения инвестиций, но не давало ответа на основной вопрос любого инвестора – вопрос о «гарантий» возврата инвестиций.

В «обычных» условиях сформированного, имеющего историю, либерализованного рынка ответ, которого ждет инвестор чрезвычайно прост – инвестору необходим справедливый, эффективно функционирующий рыночный механизм. Как следует из предыдущего описания, такого механизма к 2006 году не существовало. Поэтому ответ инвесторам был дан более сложный. Он состоял из двух частей:

- первая часть заключалась во внесении изменений в ФЗ «Об электроэнергетике», устанавливающих точную дату 100% либерализации торговлей и мощностью и энергией – 1 января 2011 года;
- вторая часть заключалась в формировании договоров предоставления мощности, то есть инвестиционных условий, исполнение которых инвестор должен гарантировать, приобретая генерирующую компанию.

Если первая часть ответа делала инвестиции осмысленными со стороны инвестора, то вторая часть делала осмысленным привлечение инвесторов со стороны государства.

Генерирующие компании по условиям договора обязуются предоставлять мощность, производимую на генерирующем оборудовании, месторасположение и предельные характеристики которого соответствуют указанным в приложении к договору. В случае неисполнения или частичного неисполнения своих обязательств по предоставлению мощности компания обязана возместить причиненные убытки и расходы, в том числе в связи с получением объема недостающей мощности.

Таким образом, в процессе реформирования были созданы условия, которые гарантируют экономику страны от ситуации, в которой частный инвестор, приобретая генерирующую компанию, откладывал бы осуществление инвестиций

до момента формирования полномасштабного рынка мощности. Учитывая длительность цикла капитального строительства в электроэнергетике, такая задержка могла привести к ситуации дефицита уже через три – четыре года.

Традиционные продуктовые рынки оперативно и адекватно реагируют на соотношение текущего спроса и предложения. Существенно более сложно на них происходит реакция на инвестиционный спрос. Эта закономерность справедлива и для электроэнергетики. В 2006—2007 гг. в отрасли было бы преждевременно рассчитывать на получение адекватного инвестиционного сигнала, базирующегося на рыночной основе.

В этих условиях стартовый этап разворачивания инвестиций характеризовался значительной степенью централизации. Необходимо было разработать как условия договоров предоставления мощности, так и, согласованные с ними, инвестиционные программы сетевых организаций. Результатом разработки стала пятилетняя инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России» включавшая в себя взаимоувязанные планы развития тепловой и гидроэнергетики, магистральных и распределительных сетей, с учетом планов развития атомной электроэнергетики, инвестиционных планов независимых производителей и потребителей электроэнергии. В генерирующих компаниях задачи по вводу объектов инвестиционной программы были юридически закреплены в форме договоров на предоставление мощности. Таким образом, инвесторы приходящие в генерирующие компании, были поставлены перед необходимостью взятия на себя обязательств исполнения инвестиционной программы. Иными словами, механизм разработки и утверждения этих документов носил централизованный корпоративный характер. Вместе с тем вся эта программа была полностью основана на результатах серьезной работы по оценке и прогнозированию рыночного спроса на электроэнергию.

Привлечение частных инвесторов в генерирующие компании под инвестиционные условия потребовал формирования адекватного механизма привлечения инвестиций. Механизм должен был предусматривать, с одной

стороны, закрепление указанных условий, а, с другой стороны, наличие у генерирующих компаний источника для осуществления инвестиций. Необходимо напомнить, что постепенная либерализация рынка (то есть сохранение тарифного регулирования на значительный объем производимой электроэнергии и мощности) не позволяла генерирующим компаниям вовремя аккумулировать необходимый инвестиционный ресурс. В качестве такого механизма было использовано размещение дополнительных эмиссий акций ОГК и ТГК. Как известно, это позволило привлечь в 2006-2007 гг. около 500 млрд. руб. средств частных (отечественных и иностранных) инвесторов.

Специфика стартового этапа инвестиционного процесса в электроэнергетике нашла свое отражение в модели переходного рынка мощности, который был запущен во второй половине 2008 года. Его экономический смысл состоит в том, чтобы по всем уже разработанным и утвержденным инвестиционным проектам в рамках инвестиционной программы РАО «ЕЭС России» принять оптимальное решение о рыночной цене вводимых мощностей. Инвестиционный процесс в генерации должен быть окончательно закреплён с запуском целевого рынка мощности, который и будет означать переход ко второму, рыночному этапу привлечения инвестиций. На этом этапе централизованная разработка директивной инвестиционной программы электроэнергетики уже невозможна, нереализуема, да и просто вредна. Актуальность приобретает тонкое сочетание роли государства и рыночных институтов при разработке инвестиционной программы в электроэнергетике, которое будет реализовано в рамках целевой модели рынка мощности (См. Главу 6).

Новые собственники генерирующих компаний должны будут сформировать предложения об объемах и характере инвестиций, учитывая государственные прогнозно-проектные документы (энергетическая стратегия, генеральная схема развития и размещения электроэнергетики – см. Главу 14) и собственную оценку динамики роста спроса на электроэнергию. С этими представлениями генерирующие компании выйдут на рынок мощности, где произойдет отбор

наиболее эффективных решений. С запуском целевого рынка мощности, разработанные инвестиционные условия приобретут экономическое содержание, благодаря чему будет осуществлен плавный переход инвестиционного процесса с административных на рыночные основания.

Этот источник был использован при осуществлении размещения акций генерирующих компаний в 2007-2008 гг. Вместе с тем выяснилось, что частные инвесторы готовы осуществлять реализацию проектов только на условиях долгосрочных контрактов на поставку полного объема вырабатываемой электроэнергии по ценам, обеспечивающим полную окупаемость произведенных вложений (так называемые РРА). Не менее важным для них является и наличие долгосрочных контрактов с поставщиками топлива, поскольку без таких контрактов их риск неприемлемо велик. В России только в 2007—2008 гг. стала вводиться практика заключения среднесрочных договоров на поставку угля и газа. РРА-контракты не использовались в России. Средне- и долгосрочные контракты с потребителями должны стать частью рынка электроэнергии и мощности.

Сформированный таким образом набор долгосрочных инвестиционных проектов в тепловой электроэнергетике, основанных на реальных рыночных сигналах, должен быть дополнен набором инвестиционных решений в магистральных и распределительных сетях, гидро- и атомной энергетики.

При разработке комплекса инвестиционных механизмов для каждого из сегментов электроэнергетики, как было сказано выше, должны учитываться его экономические и технологические особенности. Что касается атомной и гидро энергетики, то этот сегмент будет оставаться в государственной собственности. В связи с этим, государству и предстоит нести инвестиционное бремя на стартовом периоде развития. Дополнительные средства могут быть получены через инвестиционную составляющую в тарифе. После формирования целевого рынка мощности атомная и гидро энергетика получают возможность развиваться на рыночных основаниях. Таким образом, государство выступает в роли аналогичной роли частного инвестора в тепловой генерации.

Вместе с тем для гидроэнергетики потенциально открыты и возможности привлечения частных инвестиций.

Стратегически нельзя исключать и привлечения частных инвестиций непосредственно в ОАО «ГидроОГК» посредством размещения дополнительной эмиссии акций, поскольку доля государства в компании в настоящее время превышает целевые 50 % плюс одна акция.

Инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» может осуществляться лишь за счет бюджетных средств, средств самой компании, а также привлеченных кредитов. Использование средств частных инвесторов, даже при реализации отдельных проектов в магистральном сетевом комплексе, маловероятно. Однако стоит отметить, что частная собственность в Единой национальной электрической сети вне зоны ответственности ОАО «ФСК ЕЭС» законодательно не запрещена. Для реального привлечения частных инвестиций в магистральные сети пока не созданы предпосылки, но нельзя полностью исключать такую возможность.

Использование федерального бюджета в инвестиционных целях в распределительном сетевом комплексе не эффективно из-за обширной географии работы этих компаний и их региональной природы. А вот средства бюджетов субъектов Федерации и городских бюджетов вполне могут быть направлены (и в некоторых регионах уже выделены) для нового строительства и модернизации этого технологического сегмента электроэнергетики.

Как и в секторе генерации, в развитии сетевых компаний (как магистральных, так и распределительных сетей) необходимо выделять два этапа. В целевом состоянии, переход к которому предполагается завершить к концу 2010 года, основу инвестиционного развития должен составить сетевой тариф основанный на экономически обоснованной норме доходности инвестиционного капитала. Это создаст действенные предпосылки для привлечения инвестиций в магистральные и распределительные сети. Кроме того, в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» после 2011 г. В распределительный сетевой комплекс может привлекаться частный капитал. Таким образом, для этого

технологического сегмента в электроэнергетике откроется еще один источник финансирования программ развития в виде прямых частных инвестиций.

До перехода в целевое состояние, важным источником финансирования инвестиционных программ в магистральных и распределительных сетях останется плата за технологическое присоединение потребителей. Этот инвестиционный источник имеет сложную экономическую природу. Вместе с тем его формирование было необходимо на период запуска инвестиционной программы электроэнергетики, чтобы обеспечить плавный переход от текущего уровня тарифов на передачу к их экономически обоснованному уровню. В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» плата за техническое присоединение является временным механизмом, действие которого в основном прекращается с 1 января 2011 г.

Учитывая сильное отставание развития магистральных сетей и гидрогенерации, а также невозможность привлечения частного капитала на этапе перехода в целевое состояние, указанные выше механизмы инвестирования были подкреплены дополнительным источником финансирования. Благодаря продаже части акций тепловых генерирующих компаний, сформированный финансовый ресурс (около 500 млрд. рублей) был распределен между ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РусГидро», что позволило удовлетворить наиболее острые инвестиционные потребности указанных компаний.

ОАО «СО ЕЭС», осуществляющий управление режимами в Единой энергетической системе России, не может быть погружен в рыночное пространство в полной мере. Поэтому источниками инвестиций в развитие диспетчерской вертикали является соответствующий тариф на услуги ОАО «СО ЕЭС» и средства федерального бюджета. Учитывая небольшой, по сравнению с остальными сегментами электроэнергетики, объем необходимых инвестиций, такой механизм является вполне адекватным.

13.2. Реализация перехода в фазу развития в 2006-2008 гг.

Финансирования столь масштабного (десятки ГВт) строительства генерирующих мощностей требует использования всех имеющихся в наличии ресурсов: собственных средств энергокомпаний, заемного финансирования, средств, получаемых от размещения эмиссий дополнительных акций ОГК и ТГК в пользу частных инвесторов, механизмов проектного финансирования, прямых частных инвестиций.

Начиная с 2006 года крупные генерирующие компании (ОГК и ТГК) выходят на рынок капитала в целях реализации своих инвестиционных программ. Этими компаниями подготовлены финансовые модели на основе прогнозов динамики дисконтированных денежных потоков на 10—15 лет вперед, показаны условия экономически обоснованного и безопасного привлечения заемного капитала (кредитов и облигационных займов).

ОГК и ТГК представили агентам рынка транспарентную отчетность о своей деятельности, подготовленную по стандарту как РСБУ, так и МСФО. Информационные материалы, размещаемые на сайте компании, анализ инвестиционных проектов (предТЭО проектов), представленных инвесторам, ясные правила игры в отрасли, обеспеченные своевременными решениями исполнительной власти (Правительства РФ) и утвержденные властью законодательной, — все это убедительно подтверждало для потенциальных инвесторов целесообразность активного участия в инвестициях в электроэнергетику.

Потенциал роста капитализации созданных в процессе реструктуризации компаний может быть показан на примере данных о стоимости 1 кВт установленной мощности российских генерирующих компаний. Средний показатель для ТГК 446 долл./кВт. Средний показатель по ОГК и крупным ТГК равняется 545 долл./кВт, хотя среди них есть и такие генерирующие компании, как ОАО «Мосэнерго» или ОАО «ОГК-4», для которых он составляет более 600 долл./кВт. Сопоставимые зарубежные электроэнергетические компании в странах

Центральной и Восточной Европы имеют показатели на уровне 800—900 долл./кВт установленной мощности. Компании из стран — «старых» членов ЕС имеют показатели 1000—1500 долл./кВт; в США — еще выше¹.

Развитие экономического потенциала российской электроэнергетики открывает перспективу значительного роста стоимости инвестированного капитала. Выход тепловых генерирующих компаний (ОГК и ТГК) на фондовый рынок России с публичным и частным предложением первичных и вторичных акций в конце 2006 г., в течение всего 2007 г., а также в первой половине 2008 г., стал реализацией инвестиционного потенциала электроэнергетики.

Программа размещения акций ОГК и ТГК стартовала в ноябре 2006 г. первичным размещением акций ОАО ОГК-5 на российском фондовом рынке. В результате размещения спрос на новые акции ОАО ОГК-5 превысил предложение примерно в 10 раз. ОАО ОГК-5 привлекло 459 млн. долл., разместив 14,4 % своих акций. Следующее же по времени первичное размещение 37,9 % акций ОАО ОГК-3 в пользу стратегического инвестора принесло компании 3,0 млрд долл.

К концу 2007 г. объем размещения первичных и вторичных акций превысил 20 млрд долл. Общий объем продаж первичных и вторичных акций тепловых генерирующих компаний (ОГК и ТГК), планируемых на период до реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России», должен составить более 40 млрд долл. Данный инструмент привлечения инвестиций в сектор предприятий, генерирующих электроэнергию, в настоящее время превратился в весьма важный источник средств, используемых для финансирования инвестиционных проектов в электроэнергетике.

Начиная с 2007 г. удалось обеспечить серьезное увеличение ежегодного объема инвестиций в отрасли. Если в 2006 г. он составил 4,0 млрд долл., то в 2007 г. возрос до 19,2 млрд, а в последующие 3 года в среднем ежегодно будет составлять 34,76 млрд. долл. (рис. 13.2.1). Из этого объема инвестиций в целом за период 2006–2010 гг. 27 % составляют прямые частные инвестиции. Собственные

удалено: 1

удалено: 1

средства компаний обеспечивают 34 % инвестиций, 17 % приходится на заемные ресурсы (кредиты и облигационные займы).

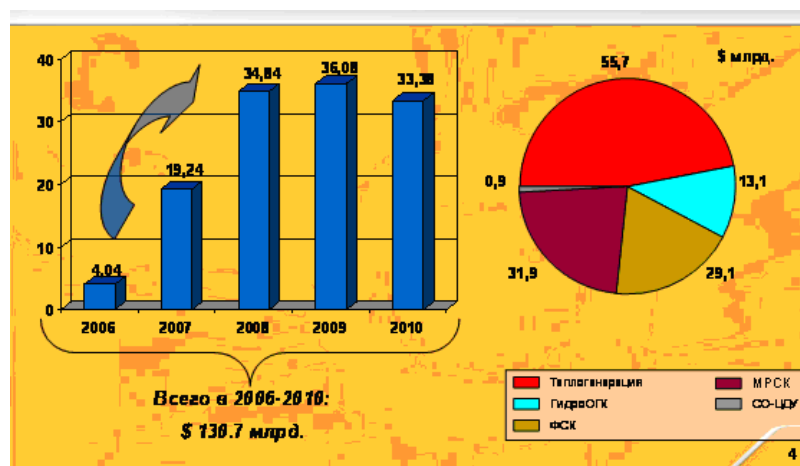


Рис. 13.2.1. Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России» в 2006—2010 гг.: объемы и направления

До 2006 г. инвестиционные кредиты привлекались для финансирования объектов незавершенного строительства ДЗО, выполнение по которым составляло более 50 %. В большинстве случаев для таких проектов закуплена и частично смонтирована большая часть оборудования; кредит привлекается для завершения проекта. В качестве обеспечения возврата привлеченного кредита ДЗО предоставляли в залог имущество. Ставки по кредитам для таких проектов больше, чем ставки по кредитам для проектов, реализуемых под поручительство головной компании холдинга ОАО РАО «ЕЭС России». В последние годы ситуация радикально изменилась. ОГК и ТГК привлекают в настоящее время крупные кредиты ведущих банков страны в качестве первоклассных заемщиков. Отдельно отметим кредиты международных финансовых институтов. Например, действующие кредитные линии Европейского банка реконструкции и развития (ЕБРР):

- кредит ОАО «Мосэнергo» на реконструкцию ТЭЦ в объеме 70 млн долл.;

- кредитный договор с ОАО «СО—ЦДУ ЕЭС» в объеме 80 млн. евро на создание автоматизированной системы Системного оператора.

При реализации проектов часто используются лизинговые механизмы при поставке оборудования. Например, в 2006 г. ОАО «Мобильные ГТЭС» заключен лизинговый контракт на приобретение технологического оборудования на сумму 8,2 млрд руб. сроком на 3 года. ОАО МОЭСК заключило лизинговые договоры на финансирование поставки электросетевого и обслуживающего оборудования на сроки от 50 до 90 месяцев на общую сумму 14 млрд руб.

Инвестиционные программы инфраструктурных компаний электроэнергетики были поддержаны государством путем внесения бюджетных средств в уставные капиталы ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО—ЦДУ ЕЭС» и ОАО «ГидроОГК» (см. таблицу и схему на рис. 13.2.2).



Рис. 13.2.2. Источники финансирования инвестиционной программы 2006—2010 гг.

Масштабное развитие генерирующих мощностей должно сопровождаться соответствующим сетевым строительством как объектов ЕНЭС, так и объектов распределительного сетевого комплекса. Основные источники привлечения инвестиций в сетевое хозяйство и диспетчерское управление: тарифные источники, полученные от продажи услуг по передаче и диспетчеризации; плата за

технологическое присоединение к сетям новых потребителей; заемные средства; средства федерального бюджета, полученные ОАО ФСК ЕЭС, ОАО СО—ЦДУ ЕЭС в результате проведения ими дополнительных эмиссий акций в пользу государства; средства от продажи частным инвесторам пакетов акций тепловых генерирующих компаний (ОГК и ТГК), принадлежащих ОАО РАО «ЕЭС России», и направляемые на реализацию проектов сетевого строительства.

удалено: 1

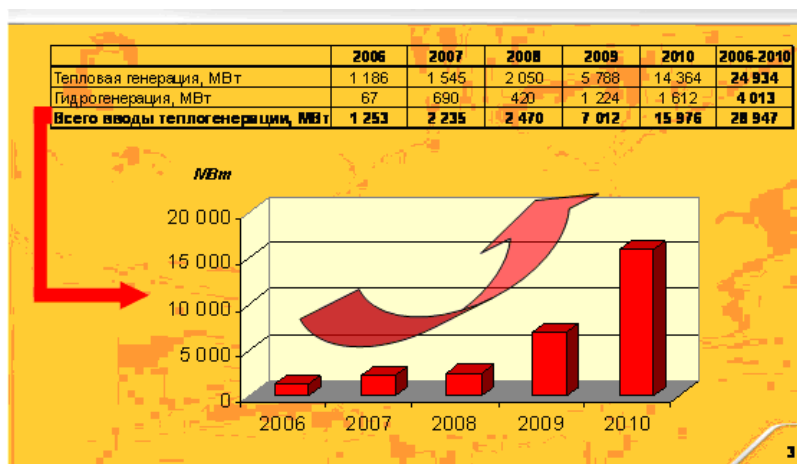


Рис. 13.2.3. Программа ввода генерирующих мощностей на 2006—2010 гг.

Следует отметить, что привлечение инвестиций в тепловую генерацию привело к полному изменению структуры собственности тепловых генерирующих компаний. В отрасль пришли крупные стратегические инвесторы, причем их разнообразие позволяет говорить не только о масштабах привлеченных средств, но и о формировании конкурентной среды в отрасли. К 2008 году в отрасли в качестве стратегических инвесторов присутствовали:

- поставщики топлива (ОАО «Газпром», ОАО «СУЭК», ОАО «Лукойл»), стремящиеся диверсифицировать собственный бизнес, выйти в следующий передел первичного энергетического ресурса и расширить рынки сбыта своей основной продукции;
- зарубежные крупные энергетические компании (Э-он, Энел, Фортум), расширяющие географию собственного энергетического бизнеса;

-
- крупные российские промышленные группы («Норильский никель», «Онэксим», ОАО «РЖД») расширяющие свои инвестиции;
 - крупные энергоемкие потребители (ОАО «Русал», ОАО «Евраз», ОАО «Мечел»), которые не только расширяют собственный бизнес, но и решают задачу энергообеспечения собственных предприятий.

13.3. Институциональные условия эффективного развития электроэнергетики в условиях рынка

В новых условиях функционирования отрасли, т.е. в условиях формирования самостоятельных сетевых и генерирующих компаний_необходимы:

- запуск долгосрочного рынка мощности (См. Главу 6);
- внедрение системы долгосрочных договоров на поставку топлива;
- внедрение долгосрочных сетевых тарифов на основе нормы доходности инвестированного капитала;
- формализация и стандартизация процедуры подключения генерирующих источников к сетям;
- создание системы долгосрочного прогнозирования потребления и проектирования развития электроэнергетики (См. Главу 14).

Перечисленные выше условия позволяют минимизировать риски инвестирования, а, следовательно, снизить стоимость инвестирования. В свою очередь, снижение рисков инвестирования приведет в среднесрочной перспективе к снижению цен для потребителя и гарантированное удовлетворение спроса на электроэнергию. Уровень цен сложится существенно ниже, чем рыночные цены в условиях дефицитности рынка и высоких рисков инвестирования.

Рынок мощности позволяет как покупателям электроэнергии, так и поставщикам электроэнергии сформировать долгосрочные отношения, оценить доходность инвестиций, с одной стороны, и долгосрочный уровень цен на электроэнергию, с другой.

Тем не менее, данная оценка является недостаточной без возможности прогнозировать основную статью расходов тепловых генерирующих компаний – расходов на закупку топлива. Для генерирующих компаний необходимы либо существование рыночных условий на закупку топлива (тогда компании способны сами прогнозировать свои риски), либо формирование системы долгосрочных контрактов на топливо (там, где рынок пока невозможен).

Равные условия доступа к топливу — необходимое условие эффективной конкуренции на рынке электроэнергии. При этом, если поставки угля и мазута осуществляются на полностью рыночных условиях, то поставка газа электростанциям производится в условиях фактического отсутствия конкуренции. В условиях реформирования российской электроэнергетики, усилилась необходимость и для генерирующих компаний, и для инвесторов в закреплении требуемых объемов газа (как для существующих объектов, так и для запланированных в инвестиционных программах) на долгосрочный период.

Основой газового рынка являются долгосрочные договоры между производителями и потребителями газа, обеспечивающие надежность его поставок и снижающие ценовые риски. Такие договоры — необходимое условие для привлечения инвестиций, как в газовый сектор, так и в сектора-потребители.

В 2007-2008 годах были заключены долгосрочные договоры на поставку газа на 5 лет между генерирующими компаниями (ОГК и ТГК) и ОАО «Газпром». Договоры заключаются на принципах «take or pay» («бери или плати»), предусматривающих безусловную оплату законтрактованных объемов газа даже в случае его неполного использования покупателем. Преимуществом такой формы заключения договора является обеспечение гарантии для потребителя в поставках необходимых объемов газа, а для поставщика — в гарантиях его оплаты, что позволяет минимизировать риски реализации долгосрочных инвестиционных проектов. Запуск системы 5-летних договоров является лишь первым шагом в этой области. Потребуется работа по формированию системы долгосрочных (10 и более лет) договоров, которые более соответствуют инвестиционному циклу как в

электроэнергетике, так и в газовой отрасли. Переход к долгосрочным договорным отношениям эффективен лишь при наличии эффективных краткосрочных рынков, которые снижают для обеих сторон риски изменения условий. В настоящий момент ведутся работы по созданию спотового рынка газа в стране, проводятся торги на месяц вперед, на десять дней вперед, на следующие сутки.

Хотя запуск рынка мощности и снижает основные инвестиционные риски в генерацию, необходим ряд дополнительных институциональных преобразований.

Поскольку развитие генерации без синхронизированного развития сетей бессмысленно, необходимо создать инвестиционные условия для сетевых компаний. Основным из них, как уже отмечалось выше, является формирование долгосрочного сетевого тарифа на основе доходности инвестированного капитала.

Но для развития генерации, впрочем, как и для развития сетей необходимо формирование взаимно обязывающих отношений между генерирующей и сетевой компанией по поводу присоединения нового генерирующего объекта к сетям. Наличие таких отношений позволяет генерирующей компании рассчитывать, что к моменту завершения строительства новый генератор получит возможность выдавать электроэнергию в сеть, а, значит генерировать денежный поток. С другой стороны, сетевая компания получает гарантии того, что инвестиции в создание схемы выдачи мощности будут оправданными. Ключевым вопросом таких договорных отношений является вопрос уровня платы за присоединение. Для генерирующей компании необходимо понимание этого уровня для принятия инвестиционного решения по строительству, для сетевой компании для формирования долгосрочной инвестиционной программы. Для обеспечения равных условий конкуренции генерации плата за присоединение должна быть стандартизована так, чтобы не искажать конкуренцию и стимулировать появление генераторов в тех точках сети, в которых это наиболее целесообразно для энергетической системы в целом.

Глава 14. Долгосрочное планирование и проектирование развития электроэнергетики

14.1. Целевое видение развития ЕЭС России на период до 2030 года.

Важнейшее место в системе прогнозных и проектных документов (см. 5.7), характеризующих перспективы развития российской электроэнергетики, занимает Энергетическая стратегия страны. На период до 2020 года она утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.08.2003 г. №1234-р*. На ее основе и с учетом реальной динамики развития электроэнергетики и всей экономики после утверждения указанного документа РАО «ЕЭС России» совместно с РАН разработало **Целевое видение развития ЕЭС России на период до 2030 года** **.

Как показано в главе 1, в истории отечественной энергетики можно выделить четыре важнейших решения, определивших технологическую схему ее развития на десятилетия вперед:



Их реализация обеспечила динамичное развитие электроэнергетики страны и экономики в целом (таблица 14.1.1).

Таблица 14.1.1

Основные показатели экономического роста за 1955-1990 гг.

	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990
Рост произведенного национального дохода (%)	100	156	212	309	409	500	570	625
Рост производства электроэнергии (%)	100	172	298	435	610	760	907	1014
Установленная мощность (УМ) электростанций (тыс. МВт)	37,2	66,7	115,0	166,1	217,5	266,7	315,1	344,0
Прирост УМ электростанций (тыс. МВт)		29,5	48,3	51,1	51,4	49,2	48,4	28,9

Серьезные проблемы с обеспечением надежного энергоснабжения потребителей наблюдались уже в конце 80-х – начале 90-х. Структура спроса, стремительно изменяющаяся в конце XX – начале XXI века в сторону увеличения доли потребителей с неуправляемой нагрузкой, и рост удельного потребления электроэнергии населением требуют принципиально новых подходов к развитию электроэнергетической отрасли. Все более очевидной становится необходимость создания запаса маневренных генерирующих мощностей и вывода энергосистем на новый уровень наблюдаемости и управляемости.

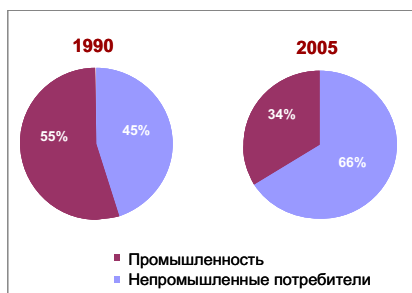


Рис. 14.1.1. Структура электропотребления в Московском регионе.

С 1999 года в стране наблюдается уверенный рост потребления электроэнергии: среднегодовые темпы прироста спроса на электроэнергию за

период 2001-2005 годы составили 1,7 %, 2006 год – 4,2 %, 2007 год – 2,3 %, первая половина 2008 года - 4,3 %. Динамика роста потребления в отдельных регионах существенно выше среднего по стране. В результате ряд региональных энергосистем (в 2007 таких было 14) сталкиваются со значительными проблемами при присоединении новых потребителей к электрической сети. Наиболее сложная ситуация в Московской, Ленинградской и Тюменской энергосистемах.

В крупных городах (Москва, Санкт-Петербург и др.) в связи с недостаточностью мощностей энергокомпаний систематически отказывают в присоединении к сетям новым потребителям. Объем отказов потребителям в техническом присоединении составляет тысячи мегаватт: только по Москве и Санкт-Петербургу – около 4500 МВт и 2500 МВт соответственно.

Увеличение электропотребления в ближайшем будущем будет обусловлено дальнейшим ростом промышленности страны, развитием крупных городов и мегаполисов, а также повышением уровня жизни населения России и, как следствие, увеличение подушевого электропотребления.

Крупные города заслуживают отдельного внимания, т.к. динамика роста энергопотребления в них существенно выше среднего уровня по стране. Локомотивом такого роста являются увеличение потребления электроэнергии населением, а также развитие коммерческого сектора: строительство новых торговых центров, офисных зданий, гостиниц и т.д. Однако, текущие показатели электропотребления населением России и в коммерческом секторе существенно ниже общемирового уровня, что свидетельствует о наличии серьезного резерва для роста спроса на электроэнергию в перспективе (рисунки 14.1.2 и 14.1.3).

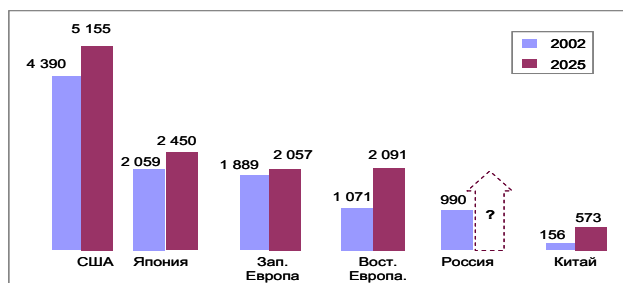


Рис. 14.1.2 Потребление электроэнергии на душу населения кВт·ч/год (потребление домохозяйств) (Источник: *Energy Information Administration (EIA), ABB*)

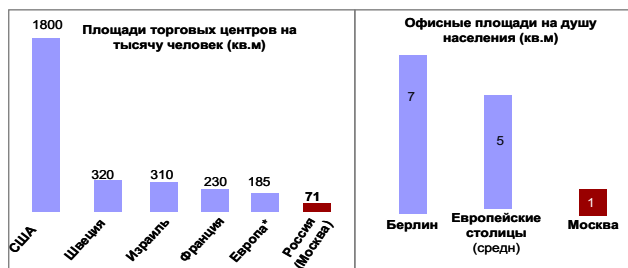


Рис.14.1.3. Сравнительные характеристики развития коммерческого сектора в России (Источники: «Стайлз энд Рябокобылко», *Colliers, PennyLane*)

Помимо этого, значительный прирост электропотребления будет обеспечен также развитием промышленности, строительства и транспорта.

По оценкам РАН и отраслевых институтов, объем электропотребления в России к 2030 году может удвоиться и составить 1700 – 2300 млрд. кВт·ч в год. Кроме внутреннего потребления существенный прирост спроса на российскую электроэнергию способен обеспечить экспорт, преимущественно в страны АТР (Китай, Корея), Европу и страны СНГ.

Необходимость удовлетворения быстро растущего спроса на электроэнергию на основе модернизации и развития технической базы электроэнергетики (см. 1.4)

и ее реформирования, обеспечивающего инвестиционную привлекательность отрасли (см. 3.2; 11.4), определяют стратегические цели развития электроэнергетики на период до 2030 года:

- обеспечить долгосрочную энергетическую безопасность страны;
- обеспечить безусловное право потребителя на качественное и надежное энергоснабжение по обоснованным ценам за счет внедрения рыночных механизмов и оптимальной системы управления электроэнергетикой;
- минимизировать отрицательное влияние электроэнергетики на экологию;
- темпами, опережающими динамику роста потребления, с учетом необходимого технологического резерва, создать экономически оправданный запас генерирующих и передающих мощностей, гарантирующий отсутствие любых ограничений по присоединению к сети всех групп потребителей (промышленность, коммерческий сектор, население) и генерирующих объектов;
- создать условия для выхода России как крупного экспортера электроэнергии на рынки Европы и Азии, а в перспективе, возможно, и США;
- предоставить потребителям конкурентоспособные на мировом рынке цены на энергию и мощность, обеспечивающие инвестиционную привлекательность электроэнергетики России.

Основные параметры и направления развития российской электроэнергетики до 2030 г., обеспечивающие достижения этих стратегических целей, можно представить следующим образом:

1. При сложившихся тенденциях развития экономики электроэнергетика России в 2030 году должна обеспечивать надежное энергоснабжение потребителей при внутреннем потреблении 2000 млрд. кВт·ч и до 200 млрд. кВт·ч экспортных поставок (первый сценарий). Ускоренное развитие экономики с её диверсификацией за счёт энергоёмких производств может увеличить внутренний спрос до 3000 млрд. кВт·ч (второй сценарий).

В зависимости от сценария необходимая установленная мощность электростанций составит в 2030 году от 420 до 600 млн. кВт. Потребуется реконструировать от 80 до 120 млн. кВт действующих мощностей и построить 280 - 450 млн. кВт новых генерирующих мощностей. Ориентировочная потребность в инвестициях за период до 2030 г. составит от 420 до 900 млрд. долларов США.

Существующая и предварительная целевая структура установленной мощности при сценарии спроса на уровне 2000 млрд. кВт·ч (рис. 14.1.4):

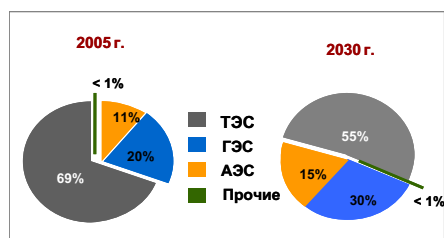


Рис. 14.1.4

2. Принципиальные схемы развития электроэнергетики России и генеральные схемы энергоснабжения крупных городов, промышленных узлов и энергообеспечения основных инфраструктурных проектов (газовые и нефтяные трубопроводные системы, железные дороги и другие) на период до 2030 г. должны быть ориентированы на удовлетворение спроса на уровне 3000 млрд. кВт·ч в год по внутреннему потреблению и 300 млрд. кВт·ч в год по экспорту. При этом следует предусмотреть:

(а) опережающие темпы ввода генерирующих мощностей, гарантирующие возможность вывода из работы большого объема генерирующих мощностей для целей реконструкции без негативных последствий для надежного энергоснабжения потребителей и для устойчивого функционирования ЕЭС;

(б) полное использование потенциала существующих площадок и имеющейся сетевой инфраструктуры;

(в) увеличение мощностей на существующих площадках электростанций, а также комплексную диагностику технического состояния генерирующих и электросетевых объектов с целью выработки оптимальной политики в области ремонта, реконструкции и замещения мощностей;

(г) проведение масштабных проектно-изыскательских работ по выявлению возможных площадок для размещения новых электростанций и электросетевых объектов с перспективой до 2050 г.;

(д) проектирование высоковольтных линий (в т.ч. создание новой сети постоянного тока), обеспечивающих требуемый уровень надежности и минимальный уровень потерь при передаче электроэнергии на большие расстояния;

3. В целях повышения эффективности тепловой генерации необходимо:

(а) к 2030 г. в российской энергетике прекратить эксплуатацию оборудования, работающего на газе по паросиловому циклу;

(б) проектировать размещение газовых электростанций в непосредственной близости к центрам потребления. При строительстве ПГУ-ТЭЦ в крупных городах РФ исходить из принципа максимальной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Повышение надежности и эффективности электроснабжения осуществлять за счет увеличения плотности электрической сети и массового перевода котельных в когенерирующий режим, преимущественно используя ГТУ;

(в) использовать газ в качестве основного топлива для энергетики крупных городов, так как в этом случае достигается наименьшее влияние на экологию, более высокий КПД, возможность размещения на меньших площадях, высокая маневренность;

(г) обеспечить внедрение парогазового цикла как наиболее рационального направления развития генерации в крупных городах;

(д) увеличить долю угольных станций в структуре общей установленной мощности. Осуществить переход угольной генерации на новый уровень эффективности с использованием блоков с электрическим КПД не менее 42% и в

том числе оборудования, работающего на суперсверхкритических параметрах пара и по технологии газификации угля;

(е) как правило, размещать угольные электростанции в непосредственной близости от угольных разрезов, ориентируясь на крупные многоблочные станции с развитой схемой выдачи мощности (переменный и постоянный ток);

(ж) поддерживать развитие распределенной генерации средней и малой мощности при условии синхронной работы с ЕЭС России и соблюдения условий устойчивости и надежности работы в режиме выделения на собственную нагрузку при технологических нарушениях и возмущениях в ЕЭС России;

4. Следует кардинально увеличить уровень освоения гидропотенциала, а также обеспечить строительство современных ГАЭС с их долей в структуре общей установленной мощности на уровне не ниже 2 %;

5. Развитие АЭС осуществлять в комплексе с развитием ГАЭС для обеспечения надежности работы АЭС и регулирования нагрузки в энергосистеме, ориентируясь на долю атомных станций в общей выработке около 20 %;

6. В целях повышения надежности и устойчивости ЕЭС усилить структуру основной электрической сети и обеспечить создание сетевой инфраструктуры, гарантирующей надежное энергоснабжение потребителей без отключений и ограничений. Для этого предусмотреть:

(а) строительство сети постоянного тока, обеспечивающей надежную связь между ОЭС Сибири и ОЭС Востока, а также передачу электроэнергии электростанций Сибири и Дальнего Востока в Европейскую часть России;

(б) создание схем выдачи мощности электростанций, гарантирующих выдачу полной мощности при работе в нормальном, ремонтном и аварийном режиме;

(в) полную компенсацию реактивной мощности потребителями и в каждом отдельном узле ЕЭС;

(г) Снижение технологических потерь в сетях до уровня, принятого в лучших энергосистемах мира (порядка 5-6,5%), и ликвидацию коммерческих потерь в сетях;

(д) снижение средней степени технологического износа оборудования электрических сетей до уровня менее 50%;

7. В сфере теплоснабжения от ТЭЦ необходимо обеспечить:

(а) максимальное использование существующих площадок и мощностей ТЭЦ, в том числе за счет присоединения сетей от неэффективных котельных;

(б) ввод в городах новых ТЭЦ преимущественно малой и средней мощности (электрической мощностью не более 300-500 МВт), причем все вводимые мощности должны иметь резерв по выработке тепла для покрытия пиковых нагрузок. Покрытие базового теплопотребления необходимо осуществлять когенерирующими источниками, считая базовым теплопотреблением ГВС и/или работу генерирующих мощностей в режиме когенерирующих источников на уровне 6000 часов в год;

(в) отказ от использования открытых схем теплоснабжения;

8. Существенно увеличить электрификацию экономики, для чего:

(а) осуществить массовый переход на электропривод на транспорте: железнодорожный транспорт, нефтепроводы, газопроводы, городской транспорт (для справки: установленная мощность компрессорных станций «Газпрома» – 44 000 МВт, из них только 14% электрифицированы);

(б) стимулировать рациональный рост электропотребления в быту;

(в) сформировать технологические и экономические условия, стимулирующие техническое перевооружение промышленности и переход на интенсивное использование в производственном процессе электроэнергии (конвертерные и электросталеплавильные печи и пр.);

9. Привести системы газоснабжения в соответствие с принципами и темпами развития электроэнергетики. При этом согласовать темпы развития

систем газоснабжения с логикой комплексного обеспечения энергетической безопасности страны и стратегией развития электроэнергетики. В связи с массовым переходом на использование ПГУ обеспечить уровень надежности системы газоснабжения, позволяющий круглогодично использовать схему топливообеспечения «газ-газ» и обеспечивать устойчивое газоснабжение электростанций с учетом неравномерного режима потребления;

10. Динамичное развитие энергомашиностроения, электротехнической отрасли, проектного и строительно-монтажного комплексов, что позволит обеспечить:

(а) размещение заказов на поставку энергетического оборудования, отвечающего мировому уровню качества;

(б) закупку лицензий и формирование СП с ведущими мировыми производителями оборудования и поставщиками качественных услуг, с размещением мощностей и локализацией производства на территории России;

(в) разработку собственного оборудования на базе лучших зарубежных аналогов;

(г) открытость российского рынка проектных услуг для зарубежных инжиниринговых компаний, повышение качества услуг отечественных институтов и проектных организаций;

(д) своевременную подготовку научных, инженерных и рабочих кадров;

11. Повышение надежности ЕЭС (ОЭС, региональных энергосистем) и электроснабжения потребителей на основе полной управляемости и наблюдаемости ЕЭС России, внедрения полномасштабных информационных и управляющих систем, разработки и корректировки стандартов надежности и контроля за их исполнением.

Для успешной реализации намеченных в целевом видении до 2030 г. направлений развития российской электроэнергетики необходимо продолжить

практику разработки и заключения с Администрациями энергодефицитных регионов Соглашений по реализации пятилетних программ обеспечения надежного электроснабжения территорий (по примеру действующих соглашений по Московскому региону, Ленинградскому региону, Тюмени и др.), обеспечивающих:

- снятие ограничений на присоединение новых потребителей;
- тотальный учет электроэнергии;
- повышение надежности энергоснабжения в период пиковых нагрузок (зима, лето, маловодные годы);
- синхронизацию перспектив развития территорий с комплексными программами модернизации и реконструкции энергетической инфраструктуры.

14.2. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020

2.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р. Ее цель – разработка предложений по развитию электроэнергетики, обеспечивающих надежное и эффективное энергоснабжение потребителей и потребностей экономики страны в целом в электрической и тепловой энергии в условиях рыночных отношений и либерализации рынка электроэнергии.

Главная задача Генеральной схемы – формирование на основе существующего потенциала и установленных приоритетов развития отрасли надежной, экономически эффективной и оптимально использующей топливные ресурсы страны рациональной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов и создание условий для предотвращения наиболее эффективным способом прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности.

Приоритетами Генеральной схемы в рамках установленных ориентиров долгосрочной государственной политики в сфере электроэнергетики являются:

- опережающее развитие электроэнергетической отрасли, создание в ней экономически обоснованной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов для надежного обеспечения потребителей страны электрической и тепловой энергией;
- оптимизация топливного баланса электроэнергетики за счет максимально возможного использования потенциала развития атомных, гидравлических, а также использующих уголь тепловых электростанций и уменьшения в топливном балансе отрасли использования газа;
- создание сетевой инфраструктуры, развивающейся опережающими темпами по сравнению с развитием электростанций и обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний и потребителей в функционировании рынка электрической энергии и мощности, усиление межсистемных связей, гарантирующих надежность взаимных поставок электрической энергии и мощности между регионами России, а также возможность экспорта электрической энергии;
- минимизация удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии путем внедрения современного высокоэкономичного оборудования, работающего на твердом и газообразном топливе;
- снижение техногенного воздействия электростанций на окружающую среду путем эффективного использования топливно-энергетических ресурсов, оптимизации производственной структуры отрасли, технологического перевооружения и вывода из эксплуатации устаревшего оборудования, увеличения объема природоохранных мероприятий на электростанциях, реализации программ по развитию и использованию возобновляемых источников энергии.

Реализация указанных приоритетов исходит из современного состояния электроэнергетики России. Установленная мощность электростанций зоны

централизованного электроснабжения по состоянию на начало 2008 г. составила 210,1 млн. кВт, из них мощность тепловых электростанций составляет 142,2 млн. кВт (67,7 % суммарной установленной мощности), гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций - 44,0 млн. кВт (20,9 %) и атомных электростанций - 23,9 млн. кВт (11,4 %). Суммарная мощность устаревшего оборудования на электростанциях России составляет порядка 45 % от установленной мощности всех электростанций.

В 2007 г. на электростанциях России ввод новой мощности составил 2088 МВт.

Электропотребление по Российской Федерации в 2007 г. достигло 985,6 млрд. кВт·ч, рост по сравнению с 2006 г. составил 2,3 %. Выработка электроэнергии электростанциями Российской Федерации в 2007 г. составила 997,3 млрд. кВт·ч.

В 2007 г. выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России составила 980,8 млрд. кВт·ч (прирост к 2006 г. 1,9 %), в том числе ТЭС – 652,4 млрд. кВт·ч (прирост 1,7 %), ГЭС – 168,8 млрд. кВт·ч (прирост 2,2 %), АЭС – 159,6 млрд. кВт·ч (прирост 2,3 %)

Годовой максимум нагрузки электростанций ЕЭС России зафиксированный 25.12.2007 г. составил 148,5 млн. кВт.

Протяженность электрических сетей напряжением 110 кВ и выше объединенных энергетических систем по состоянию на 01 января 2008 г. составила (в одноцепном исчислении) более 447 тыс. км. Суммарная установленная мощность трансформаторов напряжением 110 кВ и выше на подстанциях по состоянию на ту же дату составила около 649,6 млн. кВА.

Износ основных фондов электросетевого хозяйства в настоящее время составляет в среднем 40 %, в том числе оборудования подстанций - 65 %.

В 1998 году период падения спроса на электрическую энергию закончился и начался устойчивый рост электропотребления, который в 2007 году составил

1003 млрд. кВт·ч, что всего на 7 процентов ниже максимума, зафиксированного в 1990 году (1074 млрд. кВт·ч). Как отмечалось в 14.1, важной особенностью увеличения электропотребления в стране является его неравномерный рост в региональном разрезе. В результате в 11 энергосистемах электропотребление уже превысило уровень 1990 г. В ряде энергосистем (Московская, Ленинградская, Кубанская и Тюменская энергосистемы) это привело к ограничению потребителей в условиях пика электропотребления в зимний период из-за недостаточности трансформаторных мощностей в регионе при наличии генерирующих мощностей в объединенных энергосистемах.

В Генеральной схеме разработаны **два варианта электропотребления** – базовый вариант и максимальный вариант. Базовый вариант предусматривает рост электропотребления в России к 2015 году до уровня 1426 млрд. кВт·ч и к 2020 году до уровня 1700 млрд. кВт·ч. В максимальном варианте возможно увеличение электропотребления к 2015 году до 1600 млрд. кВт·ч и к 2020 году до 2000 млрд. кВт·ч.

Базовый вариант электропотребления характеризуется относительно устойчивой территориальной структурой на рассматриваемый период. Прогнозируется небольшое увеличение доли регионов Северо-Запада и Центра в общем энергопотреблении по России, стабилизация доли региона Урала и уменьшение доли регионов Средней Волги, Юга и Сибири. В регионе Дальнего Востока ожидается рост электропотребления за рассматриваемый период в 1,9 раза, но при этом доля региона в суммарном электропотреблении увеличится незначительно.

Максимальный вариант потребления электрической энергии характеризуется более значительными территориальными изменениями. В течение всего прогнозного периода при максимальном варианте по сравнению с базовым вариантом происходит увеличение доли регионов Сибири и Дальнего Востока в общем электропотреблении страны за счет интенсивного роста электропотребления, связанного с предполагаемым опережающим развитием

экономики соответствующих территорий. Наличие больших запасов природных ресурсов (руд цветных металлов, нерудных материалов, ресурсов леса и углеводородов) станет базой для расширения производства продукции на электромеханических предприятиях.

Межгосударственное сотрудничество, освоение новых энергетических рынков, повышение надежности и экономичности обеспечения потребителей электрической энергией на основе использования экономических, технических и технологических преимуществ, связанных с параллельной работой электроэнергетических систем, являются важнейшими направлениями внешней политики России в сфере электроэнергетики. Суммарный экспорт электрической энергии из России (сальдо без учета приграничной торговли) в 2007 году составлял 12,5 млрд. кВт·ч.

В Генеральной схеме предусмотрены следующие мероприятия по реализации экспортно-импортной политики России в сфере электроэнергетики:

- дальнейшее увеличение экспорта электрической энергии в Финляндию в период 2016 - 2020 годов за счет сооружения на площадке подстанции Князегубская напряжением 330 кВ вставки постоянного тока (ВПТ) мощностью 500 МВт и линии электропередачи от вставки постоянного тока до Пирттикоски (Финляндия) напряжением 400 кВ и протяженностью 175 км до государственной границы. Это обеспечит возможность передачи электрической энергии и мощности в Финляндию в объеме 3 млрд. кВт·ч и 500 МВт, а также обмена электрической энергией и мощностью между Кольской энергосистемой и энергосистемой Финляндии, что повысит надежность работы протяженного транзита Колэнерго - Карелэнерго – Ленэнерго;
- осуществление обмена электрической энергией между Калининградской энергосистемой и энергосистемой Польши по новой двухцепной линии электропередачи напряжением 400 кВ, сооружение которой целесообразно в условиях возможного объединения энергосистем Литвы и Польши;

- импорт электрической энергии из Казахстана и Украины в связи с прогнозируемым увеличением спроса на электрическую энергию в России и невозможностью в период до 2010 года быстрого развертывания ввода импортозамещающих мощностей. После 2010 года с учетом намечаемых вводов генерирующих мощностей импорт электрической энергии из этих стран практически прекращается;

- широкомасштабный экспорт электрической энергии и мощности в Китай из энергозоны Востока возможно осуществлять от существующих на юге Дальнего Востока электростанций в объеме 0,75 ГВт и 4,5 млрд. кВт·ч, а при вводе в действие в Хабаровской энергосистеме новой Ургальской ТЭС (4х900 МВт) экспорт может достигнуть соответственно 3,75 ГВт и 22,5 млрд. кВт·ч.;

- широкомасштабный экспорт электрической энергии и мощности в Китай из Сибири. В качестве экспортно-ориентированных генерирующих источников в Сибири принимается ввод энергоблоков на новой Харанорской ТЭС (3х800 МВт), Татауровской ТЭС (2х600 МВт) и Олонь-Шибирской ТЭС (4х900 МВт). Начало широкомасштабного экспорта электрической энергии и мощности из Сибири предусматривается в 2015 году в объеме 6 ГВт и 36 млрд. кВт·ч. Ожидается, что реализация проекта экспорта электрической энергии в Китай внесет ощутимый вклад в валовой региональный продукт Сибири и Дальнего Востока за счет строительства и эксплуатации новых электростанций и значительного увеличения налоговые и прочих поступлений в бюджеты.

Основным целевым ориентиром **развития генерирующих мощностей** на период до 2020 года является создание рациональной, обоснованной структуры мощностей в целях надежного обеспечения потребителей страны электрической и тепловой энергией.

В Генеральной схеме основой формирования рациональной структуры генерирующих мощностей являются следующие основные принципы:

- развитие генерирующих мощностей в объеме и по структуре обеспечивающих надежное (при соблюдении установленных технологических параметров и стандартных показателей качества электрической энергии) функционирование электроэнергетики;

- предельно возможное развитие не использующих органическое топливо источников электрической энергии - атомных и гидравлических электростанций;

- увеличение доли мощности тепловых электростанций, использующих твердое топливо;

- интенсивное снижение доли мощности тепловых электростанций, использующих газообразное и жидкое топливо в паросиловом цикле;

- увеличение мощности наиболее прогрессивных типов электростанций (парогазовых и газотурбинных), использующих газ. Использование газа как экологически наиболее чистого вида топлива предусмотрено в первую очередь для обеспечения растущей потребности в тепловой энергии, а также в целях развития теплофикации не только в европейской части Единой энергетической системы России, но и в газифицированных районах ее восточной части.

Приоритетами территориального развития генерирующих мощностей являются:

- в европейской части России – максимальное развитие атомных и гидроаккумулирующих электростанций, техническое перевооружение электростанций, использующих газомазутное топливо;

- в Сибири – развитие гидроэлектростанций и тепловых электростанций, использующих уголь;

- на Дальнем Востоке – развитие гидроэлектростанций, тепловых электростанций, использующих уголь, а также газ (для теплоэлектроцентралей в крупных городах), с учетом перспектив разработки газовых месторождений о. Сахалина.

Генеральная схема ориентирована на использование **наиболее прогрессивного оборудования** для развития тепловых и гидравлических электростанций.

Так, оборудование, устанавливаемое при техническом перевооружении и строительстве новых тепловых электростанций, должно обеспечивать повышение надежности и эффективности использования топлива, а также улучшение экологических показателей. При использовании газа на тепловых электростанциях, как при техническом перевооружении, так и при новом строительстве должны применяться исключительно парогазовые и газотурбинные технологии с постепенным повышением коэффициента полезного действия - от 50 процентов в настоящее время до 55 - 60 процентов после 2010 года.

Для конденсационных электростанций, использующих уголь, рекомендована установка модернизированных блоков (температура пара - 565°C и коэффициент полезного действия – до 41 процента), а после 2010 года в европейской части России - энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара (давление пара 30 - 32 МПа, температура пара 600 - 620°C, коэффициент полезного действия - до 44 - 46 процентов). На теплоэлектроцентралях, использующих уголь, также предполагается установка модернизированного оборудования, а при низкокачественном топливе – оснащение котлоагрегатами с циркулирующим кипящим слоем (коэффициент полезного действия – 39 - 41 процент).

Для гидроэнергетического оборудования должна применяться современная система антикоррозийной защиты с длительным сроком эксплуатации, укомплектованная усовершенствованными автоматизированными системами управления и автоматизированными системами управления технологическими процессами, системами диагностики и контроля безопасности сооружений.

На атомных электростанциях предусмотрено использование новых типовых серийных энергоблоков с реакторной установкой типа ВВЭР-1000 электрической мощностью 1150 МВт. Кроме этих блоков в период до 2020 года

предусматривается возможность сооружения энергоблоков единичной мощностью 300 МВт, а также плавучих атомных электростанций мощностью 70 МВт.

Величина перспективной потребности в установленной мощности электростанций учитывает прогнозируемый максимум нагрузки, сальдо экспорта (импорта) мощности, нормативный расчетный резерв мощности, величину ограничений установленной мощности электростанций и величину неиспользуемой мощности гидроэлектростанций в период прохождения максимума нагрузки.

Для принятого базового варианта спроса на электрическую энергию потребность в установленной мощности электростанций (зона централизованного электроснабжения) определена в объеме 245,5 млн. кВт в 2010 году, 297,5 млн. кВт - в 2015 году и 347,4 млн. кВт - в 2020 году. В максимальном варианте уровень потребности в установленной мощности оценивается в 256,2 млн. кВт в 2010 году, 326,2 млн. кВт - в 2015 году и 397,7 млн. кВт - в 2020 году.

В соответствии с полученными выводами об эффективности продления сроков эксплуатации части устаревшего оборудования или его замены новым прогнозируется уменьшение суммарной мощности всех типов действующих электростанций страны (в сравнении с уровнем 2006 года) на 49,5 млн. кВт.

Исходя из прогноза общей потребности страны и ее регионов в тепловой энергии, при подготовке Генеральной схемы сформирован **баланс тепловой энергии**, оценена прогнозируемая динамика ее суммарного производства на тепловых электростанциях и соответствующая ей прогнозируемая динамика изменения мощности теплоэлектроцентралей по стране и европейской части Единой энергетической системы России.

Прогнозируемый достаточно интенсивный рост доли отпуска тепловой энергии от тепловых электростанций (в целом по стране от 44 процентов в 2006 - 2010 годах до 51,5 процента в 2020 году) базируется на эффективности теплофикации в условиях серьезного изменения как собственных технико-

экономических показателей теплоэлектроцентралей (особенно с прогрессивными парогазовыми и газотурбинными технологиями), так и стоимостных показателей использования разных видов топлива. Это обусловлено расположением теплоэлектроцентралей в городах и крупных населенных пунктах и связанными с этим требованиями к экологическим показателям оборудования, ограничениями в отношении площади отчуждаемых земель и водных ресурсов.

Задачи обоснования размещения, мощности и типов оборудования для конкретных теплоэлектроцентралей должны быть решены на основе разработки территориальных схем развития субъектов Российской Федерации и схем теплоснабжения городов.

Масштабы развития атомных электростанций до 2020 года сформированы исходя из прогнозируемых Федеральным агентством по атомной энергии возможностей энергомашиностроения по ежегодному выпуску для них основного (реакторного) оборудования с типовым энергоблоком мощностью 1150 МВт и возможностей строительного комплекса по параллельному вводу основного оборудования на разных площадках.

В Генеральной схеме районы размещения **атомных электростанций** выбраны исходя из условий:

- балансовой необходимости увеличения мощности в разных энергозонах;
- минимизации затрат на сетевое строительство для выдачи мощности атомных электростанций в пределах каждой энергозоны;
- сравнительной эффективности атомных электростанций и альтернативных электростанций, использующих иные виды энергетических ресурсов, в каждой энергозоне.

Прогнозируемый ввод мощности атомных электростанций до 2020 года на территории основных энергозон при базовом варианте составляет 32,3 млн. кВт.

Для покрытия потребности в мощности при максимальном варианте электропотребления предусмотрена дополнительная программа развития атомных электростанций, предполагающая максимальное задействование возможностей

отечественного атомного энергомашиностроения и предусматривающая в 2015 - 2020 годах дополнительный ввод 5,8 млн. кВт установленной мощности.

В Генеральной схеме масштабы развития **гидроэлектростанций** в период до 2020 года определены с учетом:

балансовой необходимости увеличения маневренной мощности в каждой энергозоне или в соседних с ней энергозонах (по гидроаккумулирующим электростанциям - с дополнительным учетом необходимости увеличения ночной нагрузки энергозоны);

сравнительной эффективности в каждой энергозоне гидроэлектростанций и электростанций, использующих другие виды энергоресурсов;

целесообразности достройки гидроэлектростанций и максимального использования существующих проектных наработок.

Ввод мощностей гидроэлектростанций до 2020 года при базовом варианте предусмотрен в объеме 25,9 млн. кВт.

Для покрытия потребности в мощности при максимальном варианте электропотребления предусмотрена дополнительная программа сооружения мощностей гидроэлектростанций в объеме 4,8 млн. кВт. Указанная программа предусматривает максимальное использование возможностей отечественного гидроэнергомашиностроения и гидростроительного комплекса.

В Генеральной схеме считалось, что уже в ближайшем 5-летию увеличение внутрироссийских цен на газ существенно изменит безусловную предпочтительность парогазовых электростанций по сравнению с альтернативными источниками базисной мощности (атомными электростанциями и конденсационными электростанциями, использующими уголь) в европейской части страны.

Развитие **тепловых электростанций** будет базироваться на следующих принципах:

для электростанций, использующих уголь, - вывод из эксплуатации отработавших свой ресурс агрегатов, имеющих низкие значения параметров

(90 атмосфер и ниже), и модернизация остальных агрегатов с последующим продлением срока их эксплуатации (при новом строительстве - приоритет над электростанциями, использующими газ);

для электростанций, использующих газ, - вывод из эксплуатации отработавших свой ресурс конденсационных паросиловых агрегатов независимо от значений параметров и единичной мощности блока, а также вывод из эксплуатации отработавших свой ресурс теплофикационных агрегатов, имеющих низкие значения параметров (90 атмосфер и ниже). Новое строительство ориентировано преимущественно на ввод в действие теплоэлектроцентралей.

Возможности использования экологически наиболее чистого топлива - газа на конденсационных электростанциях в основном определяются ресурсными ограничениями и конкурентоспособностью с конденсационными электростанциями, использующими уголь. Конкурентоспособность конденсационных электростанций, использующих газ, и альтернативных источников (атомных электростанций и конденсационных электростанций, использующих уголь) в значительной мере определяется ценами на газ.

Сформированная в Генеральной схеме структура генерирующих мощностей обеспечивает энергетическую безопасность каждого региона за счет использования различных видов энергоресурсов и типов электростанций, отличаясь высокой стабильностью при неизбежных в перспективе колебаниях цен на топливо, а также технико-экономических показателей электростанций.

В период до 2010 года потребность во вводе новой мощности при базовом варианте составляет 34,4 ГВт.

При базовом варианте суммарная потребность во вводе генерирующих мощностей в период до 2020 года составит 186,1 млн. кВт, в том числе гидроэлектростанций - 25,9 млн. кВт, атомных электростанций - 32,3 млн. кВт и тепловых электростанций (включая теплоэлектроцентрали) - 127,9 млн. кВт.

При максимальном варианте в период до 2020 года дополнительно потребуется ввод 50,3 млн. кВт генерирующих мощностей, в том числе на гидроэлектростанциях - 4,8 млн. кВт, на атомных электростанциях - 5,8 млн. кВт, а ввод остальных 39,7 млн. кВт генерирующих мощностей предусматривается в основном на конденсационных электростанциях, использующих уголь.

Прогнозируемый рост объемов производства электроэнергии на тепловых электростанциях и изменение структуры выработки по типам электростанций определяют их потребность в различных видах органического топлива.

При базовом варианте суммарная потребность тепловых электростанций в топливе увеличится с 295,1 млн. т у.т. в 2006 году до 427,9 млн.т у.т. в 2020 году, то есть примерно в 1,5 раза. При этом суммарное производство электрической энергии на них за этот период возрастет в 1,8 раза. Несмотря на прогнозируемое увеличение доли электростанций, использующих уголь, в теплоэнергетике может быть достигнуто существенное увеличение коэффициента полезного действия за счет внедрения на электростанциях передовых технологий, как при использовании газа, так и при использовании угля. Средневзвешенный удельный расход топлива на отпуск электрической энергии при этом снизится от 335,9 г у.т./кВт·ч в 2006 году до 286,1 г у.т./кВт·ч в 2020 году при соответствующем росте коэффициента полезного действия от 36,7 процента до 43,4 процента.

Структура потребления топлива на тепловых электростанциях при базовом варианте также существенно изменится по сравнению в отчетным уровнем. Так, устойчиво будет снижаться доля газа (с 68,1 процента в 2006 году до 56,4 процента в 2020 году) и мазута (от 3,6 процента в 2006 году до 1,6 процента в 2020 году) при интенсивном росте доли угля (от 25,3 процента в 2006 году до 39,5 процента в 2020 году). При этом абсолютный объем потребления газа увеличится только на 20 процентов, а угля – в 2,3 раза. Это резко повысит требования к развитию производственных мощностей в угольной промышленности, особенно в главных угольных бассейнах - Кузнецком и Канско-Ачинском.

Развитие электрических сетей в период до 2020 года будет направлено на обеспечение надежного и устойчивого функционирования Единой энергетической системы России, конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности, а также на обеспечение надежного электроснабжения потребителей и выдачи мощности электростанций.

В Генеральной схеме в основу перспективного развития электрической сети Единой энергетической системы России закладываются следующие основные принципы:

- схема основной электрической сети Единой энергетической системы России должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и обеспечить возможность приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;
- схемы выдачи мощности крупных электростанций в нормальных режимах работы энергосистемы должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности электростанции без применения устройств противоаварийной автоматики как в полной схеме сети, так и при отключении любой из отходящей линии на всех этапах сооружения электростанции (принцип "N-1"). Для атомных электростанций указанное условие должно выполняться как в нормальных режимах, так и в ремонтных режимах работы энергосистемы (принцип "N-2");
- управляемость основной электрической сети должна обеспечиваться за счет использования средств принудительного потокораспределения, статических компенсаторов, устройств продольной компенсации, управляемых шунтирующих реакторов, вставок постоянного тока, электромеханических преобразователей, фазоповоротных устройств и других средств;
- схема и параметры распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству

электрической энергии при полной схеме сети и при отключении одной линии электропередачи или трансформатора (принцип "N-1" для потребителей).

В 2011 - 2020 годах для вовлечения в топливно-энергетический баланс европейской части страны электрической энергии и мощности тепловых и гидравлических электростанций Сибири рекомендуется сооружение ряда линий электропередачи постоянного тока напряжением и ± 750 кВ (± 500 кВ) Сибирь - Урал – Центр, Урал - Средняя Волга – Центр, Эвенкийская ГЭС – Тюмень, Сибирь – Тюмень.

В Генеральной схеме в период до 2020 года рекомендуется объединение для совместной работы на постоянном токе энергозон Сибири и Дальнего Востока за счет установки на подстанциях Могоча и Хани напряжением 220 кВ вставок постоянного тока мощностью по 200 МВт каждая.

Развитие сетей напряжением 750 кВ предусматривается в европейской части Единой энергетической системы России в целях усиления межсистемных связей, и выдачи мощности АЭС и ГАЭС.

Линии электропередачи напряжением 500 кВ будут использованы для выдачи мощности крупных электростанций и усиления основной сети в энергозонах Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Дальнего Востока, а также для развития межсистемных связей.

Сеть напряжением 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций в западной части энергозоны Центра, в энергозонах Северо-запада и Юга, а также усиление связей между энергозонами Центра и Северо-запада.

Основные тенденции в развитии сетей напряжением 220 кВ будут состоять в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. В изолированных энергосистемах Дальнего Востока, а также в Архангельской энергосистеме и энергосистеме Республики Коми сети напряжением 220 кВ будут являться системообразующими. На напряжении 220 кВ намечается объединение Западного энергорайона Якутии с Южным энергорайоном

и с энергозоной Сибири (Иркутская энергосистема), а также Центрального энергорайона Якутии с ОЭС Востока.

Основным направлением развития сети напряжением 110 кВ будет дальнейшее ее расширение по территории России с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

В Генеральной схеме на основе указанных принципов сформирован перечень электросетевых объектов, обеспечивающих выдачу мощности электростанций общесистемного значения, надежное электроснабжение потребителей и развитие межсистемных связей в период до 2020 года.

При этом в базовом варианте для выдачи мощности вновь вводимых и расширяемых электростанций общесистемного значения потребуется сооружение 25,7 тыс. км линий электропередачи, для повышения уровня надежности электроснабжения потребителей - 22,2 тыс. км линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше, для усиления межсистемных и межгосударственных связей - 16,1 тыс. км линий электропередачи.

В Генеральной схеме **оценка потребности в инвестициях** является прогнозной и сформирована с учетом того, что исходные технико-экономические показатели приняты в соответствии с предварительными проектными предложениями. Практически все исходные технико-экономические показатели будут уточнены при проектировании объектов.

В качестве источников инвестиций предусмотрены:

для генерирующих компаний - собственные средства (амортизация, прибыль на капитальные вложения, накопленная прибыль прошлых лет, средства от возврата налога на добавленную стоимость) и привлеченные средства (кредиты, эмиссия акций, выпуск облигаций);

для электросетевых компаний - собственные средства (амортизация, прибыль на капитальные вложения, накопленная прибыль прошлых лет, плата за

присоединение, средства, получаемые от возврата налога на добавленную стоимость) и привлеченные средства (кредиты, эмиссия акций).

Всего за 2006 - 2020 годы при базовом варианте общая потребность в капиталовложениях на развитие электростанций составит 11616,3 млрд. рублей, электросетевых объектов – 9078,8 млрд. рублей (в ценах соответствующих лет).

В целях **снижения вредных выбросов** электростанций в атмосферу в Генеральной схеме предусмотрено, что на вновь вводимом энергетическом оборудовании объемы мероприятий по охране окружающей среды должны обеспечивать ограничение в соответствии с нормативами удельных выбросов оксидов серы, оксидов азота и твердых частиц (летучей золы), а также предотвращение вредных воздействий на водные объекты.

На существующих тепловых электростанциях предусматривается проведение мероприятий по реконструкции и модернизации устаревших и неэффективных золоуловителей и внедрению технологических методов подавления оксидов азота в процессе сжигания топлива.

Экологическая безопасность развития электроэнергетики будет обеспечиваться также при:

реализации предусмотренной в Генеральной схеме структуры генерирующих мощностей;

ограничении в соответствии с нормативами удельных выбросов вредных веществ в атмосферу вновь вводимым в эксплуатацию энергетическим оборудованием;

проведении намеченных объектных мероприятий по охране атмосферного воздуха на действующих тепловых электростанциях;

развитии электроэнергетики на основе использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Реализация предусмотренных в Генеральной схеме мероприятий позволит обеспечить снижение удельных выбросов на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии.

В топливно-энергетическом балансе регионов необходимо использовать **потенциал местных, нетрадиционных и возобновляемых видов топливно-энергетических ресурсов**. Для России такими ресурсами в первую очередь являются биомасса, ветровая и солнечная энергия, энергия малых рек и морских приливов, геотермальная энергия.

В Генеральной схеме для максимального варианта в период 2016 - 2020 годов в дополнительной программе ввода мощности на гидроэлектростанциях предусмотрен ввод в эксплуатацию первых агрегатов на приливных электростанциях (Мезенской ПЭС в Архангельской области и Тугурской ПЭС в Хабаровском крае).

Исходя из накопленного опыта и имеющейся методической и информационной базы в области оценки экономически целесообразного освоения ветропотенциала страны, предусматривается увеличение ввода в действие мощностей ветроэлектростанций.

Современные технологии малой гидроэнергетики позволяют генерировать электрическую энергию при минимальных эксплуатационных затратах и незначительной нагрузке на экосистемы. В настоящее время потенциал малых рек России практически не используется. Как правило, новые малые гидроэлектростанции предполагается строить в отдаленных районах, где существует проблема с завозом органического топлива (в большинстве случаев - дизельного топлива, реже - угля).

Стратегическими целями использования возобновляемых источников энергии и местных видов топлива являются:

- сокращение потребления невозобновляемых топливно-энергетических ресурсов;

-
- снижение экологической нагрузки от деятельности топливно-энергетического комплекса;
 - обеспечение энергией децентрализованных потребителей и регионов с дальним и сезонным завозом дорогого топлива.

Механизмы реализации Генеральной схемы основаны на следующих принципах:

создание механизма мониторинга реализации Генеральной схемы, использующего уровни электропотребления в качестве одного из показателей, позволяющего оценивать необходимость осуществления планируемых в рамках Генеральной схемы мероприятий;

создание долгосрочной системы прогнозирования спроса (предложения) на электрическую энергию и мощность, создание региональных систем прогнозирования потребления электрической энергии и мощности;

координация развития электроэнергетики и программ социально-экономического развития регионов;

формирование порядка разработки и внесения изменений в Генеральную схему;

обеспечение эффективного управления государственной собственностью в электроэнергетике при переходе к рыночным механизмам функционирования отрасли;

создание целевой модели регулирования электроэнергетики, разработка стандартов взаимодействия субъектов отрасли с государственными органами и инфраструктурными организациями, организация разработки регламентов и стандартов обеспечения надежности в электроэнергетике.

В качестве механизмов реализации Генеральной схемы предусматриваются:

участие в формировании и реализации инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике, в том числе в организациях, доля государства в уставном капитале которых составляет более 50 процентов;

разработка системы целевых показателей развития электроэнергетики для оценки реализации Генеральной схемы;

принятие на правительственном уровне порядка информационно-аналитического обеспечения долгосрочного прогнозирования спроса (предложения) на электрическую энергию и мощность, рассматриваемого в качестве одного из важнейших инструментов реализации Генеральной схемы;

использование механизма гарантирования инвестиций (см. 11.4) для финансирования строительства объектов по производству электрической энергии, необходимых для формирования перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии в условиях прогнозируемого дефицита электрической мощности;

мониторинг реализации Генеральной схемы с использованием государственного информационного ресурса.

14.3. Прогнозный баланс электроэнергетики на 2008-2015 годы.

Прогнозный баланс электроэнергетики на 2008 - 2015 годы разработан в 2008 г. ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» в рамках ежегодного скользящего прогнозирования развития электроэнергетики на среднесрочный период по заказу ОАО РАО "ЕЭС России". Данная разработка продолжает ряд выполненных ранее Прогнозных балансов электроэнергетики на среднесрочный период, которые были сформированы на следующие временные горизонты: 2003 - 2007 гг., 2004 - 2008 гг., 2005 - 2009 гг., 2006 - 2010 гг.

В настоящем Прогнозном балансе учтены прогнозы развития экономики и социальной сферы Российской Федерации на среднесрочный и долгосрочный периоды, собственные прогнозы энергетических компаний, последнее состояние разработки и хода реализации инвестиционных программ энергетических компаний.

Особенности Прогнозного баланса на 2008 - 2015 гг. состоят в следующем:

- Прогнозный баланс впервые разрабатывался в условиях утвержденной Правительством Российской Федерации Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. Поэтому важнейшей целью его разработки стал мониторинг Генеральной схемы;

- продолжительность прогнозного цикла увеличена до 8 лет (вместо традиционных 5 лет) с целью уточнения параметров развития электроэнергетики по состоянию на 2015 г. – важнейший промежуточный год в Генеральной схеме;

- использован вариантный подход к разработке Прогнозного баланса, предусматривавший 4 варианта баланса мощности (для двух вариантов электропотребления с учетом полного состава вводов генерирующих мощностей и с исключением (переносом срока ввода) рискованных инвестиционных проектов) и 2 варианта баланса электроэнергии (для двух вариантов электропотребления с учетом полного состава вводов генерирующих мощностей);

- в Прогнозный баланс впервые включен новый раздел с прогнозной оценкой экологических последствий развития электроэнергетики;

- инвестиционные программы энергокомпаний имели существенно более высокий уровень проработанности, чем в предыдущие прогнозные циклы;

- в связи с формированием в процессе реформирования электроэнергетики частных генерирующих и сбытовых компаний в разработке Прогнозного баланса впервые участвовал гораздо более широкий круг независимых от ОАО РАО «ЕЭС России» компаний, чем это было в предыдущих прогнозных циклах.

Прогноз потребления электроэнергии в балансе на 2008 – 2015 гг. был сформирован в 2 основных вариантах (оптимистическом и умеренном) и в одном дополнительном варианте (пессимистическом), который разработан для риск-анализа основных вариантов.

В качестве информационной базы для разработки вариантов прогноза электропотребления были использованы:

- основные показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2010 г. (Минэкономразвития России, сентябрь 2007 г.);

- Концепция долгосрочного социально – экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России, май 2007 г.);

- прогнозы развития субъектов федерации на среднесрочный и долгосрочный периоды;

- заявки на присоединение новых потребителей электроэнергии к сетям ФСК и РСК;

- результаты опроса крупных потребителей электрической энергии регионов РФ по прогнозируемой динамике выпуска продукции, потребления электрической мощности и энергии.

В оптимистическом варианте прогноза электропотребление по России в целом в 2010 г. составит 1163 млрд. кВт·ч, в 2015 г. – 1408 млрд. кВт·ч при среднегодовом темпе прироста спроса в период 2008 - 2015 гг. - 4,3 %, в т.ч. в период 2008 - 2010 гг. – 5,0 %, в период 2011 - 2015 гг. – 3,9 %. Данный вариант прогноза спроса принят в качестве базового варианта для оценки потребности в новых генерирующих мощностях.

В умеренном варианте прогноза спроса на электроэнергию электропотребление по России в целом в 2010 г. составит 1120 млрд. кВт·ч, в 2015 г. – 1339 млрд. кВт·ч при достаточно равномерном среднегодовом темпе прироста спроса в период 2008 - 2015 гг. – 3,7 %.

В пессимистическом варианте прогноза электропотребление по России в целом в 2010 г. составит 1083 млрд. кВт·ч, в 2015 г. – 1232 млрд. кВт·ч при среднегодовом темпе прироста спроса в указанные выше периоды около 2,6 %.

Оптимистический вариант прогноза спроса на электроэнергию по России в целом соответствует в рамках классификации сценариев развития страны, представленных Минэкономразвития России в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации, сценарию «инновационный +», который характеризуется наиболее быстрыми темпами

развития страны со среднегодовыми темпами прироста ВВП около 7 % и при благоприятной внешнеэкономической конъюнктуре (цены на нефть марки «Urals» в 2010 г. – 75 долл. США за баррель, в 2015 г. – 80 долл. США и в 2020 г. – 90 долл. США).

Умеренный вариант прогноза соответствует по классификации Минэкономразвития России «энерго-сырьевому» сценарию со среднегодовыми темпами прироста ВВП около 6 % и при цене на нефть марки «Urals» в 2010 г. – 56 долл. США за баррель, в 2015 г. – 60 долл. США и в 2020 г. – 65 долл. США.

Пессимистический вариант прогноза соответствует по классификации Минэкономразвития России «инерционному» сценарию с темпами прироста ВВП около 4% и при цене на нефть как в «энерго-сырьевом» сценарии.

Оптимистический вариант очень близок к базовому варианту прогноза электропотребления, сформированному в рамках Генеральной схемы: в 2010 г. превышение базового варианта Генеральной схемы составляет около 34 млрд. кВт·ч, в 2015 г. – 18 млрд. кВт·ч. При этом среднегодовые темпы роста в период 2008 - 2010 гг. в базовом варианте Генеральной схемы выше, чем в оптимистическом варианте Прогнозного баланса (64,5 млрд. кВт·ч/6,1 % против 53,2 млрд. кВт·ч/5,0 %), в период 2011 - 2015 гг. среднегодовые темпы роста в базовом варианте снижаются и отстают от темпов оптимистического варианта Прогнозного баланса (45,9 млрд. кВт·ч/3,6 % против 49,1 млрд. кВт·ч/3,9 %).

Рост электропотребления в период 2008 - 2015 гг. будет определяться следующими факторами:

- взятым курсом на ускорение комплексного освоения территорий Сибири, Дальнего Востока и Севера Европейской части страны, в том числе на основе кластерного подхода и государственно-частного партнерства в области реализации инфраструктурных проектов;
- дальнейшим развитием и интенсификацией обрабатывающих производств, в том числе энергоемких, на Урале и в Европейской части страны, ориентированных на удовлетворение растущего внутреннего и внешнего спроса;

-
- реализацией рекреационного и транзитного потенциала Юга России;
 - формированием адекватной ожидаемому промышленному росту непроизводственной сферы (развитие жилищного фонда, коммунальных систем и сферы услуг).

Основную долю в приросте электропотребления (более 45%) формируют заявки промышленных предприятий. Также большую долю (более четверти) занимает непроизводственная сфера – домашнее хозяйство и сфера услуг, остальное приходится на приросты в секторе транспорта и связи, в незначительной степени в строительстве и сельском хозяйстве. Таким образом, в структуре электропотребления в целом по Российской Федерации в период до 2015 г. сохраняется доминирующая роль промышленности.

Превышение достигнутого в 1990 г. максимального годового электропотребления в Российской Федерации (1073,8 млрд. кВт·ч) прогнозируется в оптимистическом варианте прогноза в 2009 г., в умеренном и пессимистическом вариантах – в 2010 г.

По отдельным энергозонам за период 2008 - 2015 гг. прогнозируются достаточно равномерные темпы роста электропотребления с максимальным значением прироста в ОЭС Центра на уровне 5% и минимальным в ОЭС Урала – 4%. При этом прогнозируется, что территориальная структура потребления не претерпит существенных изменений: к 2015 г. доля Европейской части страны с Уралом увеличится по разным вариантам лишь на 0,5-1%.

Эластичность темпов роста электропотребления по ВВП будет изменяться в пределах 0,51-0,78 в оптимистическом варианте и 0,55-0,76 в умеренном варианте, что соответствует промежуточному положению между развитыми и быстро развивающимися странами.

Прогноз потребности в установленной мощности электростанций
учитывает, что величина этой потребности включает следующие составляющие:

- прогнозируемый максимум нагрузки;

-
- экспорт мощности;
 - нормируемый расчетный резерв мощности;
 - ограничения и недоиспользование мощности электростанций в период

прохождения максимума нагрузки.

Прогноз максимума нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России на 2008 - 2015 гг. сформирован на базе прогноза совмещенного максимума ЕЭС России и собственных максимумов нагрузки ОЭС Востока и изолированных энергосистем Дальнего Востока в осенне-зимний период (условно рабочий день последней недели декабря каждого года прогнозируемого периода) для условий среднегодовой температуры.

Для определения максимумов нагрузки использовалась наиболее обобщенная характеристика годового режима электропотребления – годовое число часов использования максимума нагрузки (Н, год).

За ретроспективный период 2000 - 2006 гг. наблюдалось значительное изменение числа часов использования максимума электрической нагрузки по ОЭС и ЕЭС России в целом. При разработке прогноза максимума нагрузки на 2008 - 2015 гг. предполагалось, что годовое число часов использования максимума нагрузки в каждой ОЭС на перспективу не будет выходить за пределы изменения отчетных режимов электропотребления в 2002 – 2005 гг. и, кроме того, сохранится тенденция последних лет к годовому уплотнению графика нагрузки. В зоне централизованного электроснабжения в период 2008 - 2015 гг. прогнозируется уплотнение годового графика нагрузки примерно на 45 ч с 6475 ч в 2008 г. до 6520 ч в 2015 г.

Расхождения в числах часов использования максимума нагрузки для двух вариантов электропотребления – оптимистического и умеренного – незначительны и по годам прогнозного периода не превышают 10 ч.

В результате прогнозируется, что зимний максимум нагрузки в зоне централизованного электроснабжения увеличится за восемь лет на 61 ГВт

в оптимистическом варианте и на 51 ГВт в умеренном варианте и составит в 2015 г. соответственно 211,1 и 200,9 ГВт для двух вариантов электропотребления.

Прогноз экспорта мощности и электроэнергии на период 2008 - 2015 гг. сформирован на основе прогнозов ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и ОАО «Восточная энергетическая компания» с учетом отчетных данных ОАО «СО ЕЭС» и информации о пропускных способностях межгосударственных электрических связей.

Прогноз экспорта-импорта электроэнергии предусматривает годовые объемы передаваемой электроэнергии и потребность в электрической мощности для экспорта в час совмещенного годового максимума нагрузки, а также среднегодовые значения потребности в мощности для экспорта.

В прогнозе экспорта учитывается как гарантированный экспорт мощности и электроэнергии, на который в настоящее время заключены экспортные контракты, так и негарантированный, объемы которого предполагаются к реализации в соответствии с переговорной позицией в рамках существующих пропускных способностей межгосударственных связей. Основным направлением увеличения объемов поставки электроэнергии и мощности на экспорт является КНР. В период до 2015 г. предусматривается увеличение приграничного экспорта в Китай, а также реализация 1-го и 2-го этапов широкомасштабного экспорта с суммарными поставками в 2015 г. в размере 19,4 млрд. кВт·ч/3400 МВт. Кроме того, учитывается возобновление экспортных поставок в Турцию транзитом через Грузию объемом 0,6 млрд. кВт·ч/150 МВт в 2015 г. Суммарный объем экспорта в 2015 г. составит 39,3 млрд. кВт·ч/8470 МВт.

Импорт мощности в оптимистическом и умеренном вариантах баланса мощности учтен в размере балансовой потребности на базе заявляемых ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» объемов поставок. В оптимистическом варианте баланса мощности в период до 2010 г., когда инвестиционная деятельность компаний не набрала необходимых темпов, для обеспечения сбалансированного

электроснабжения предусматривается импорт мощности от 1550 МВт в 2008 г. до 1300 МВт в 2010 г. В последующие годы импорт мощности не учитывался. В умеренном варианте объем импорта к 2010 г. сокращается до 650 МВт и в последующие годы также не учитывается.

Нормируемый расчетный резерв мощности энергообъединений на перспективный период определен в соответствии с Методическими указаниями по расчету резервов мощности (М., ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 1996) и состоит из:

- оперативного резерва мощности, необходимого для компенсации аварийного снижения мощности электростанций вследствие отказов оборудования и случайных превышений нагрузки над расчетными значениями;

- ремонтного резерва, предназначенного для возмещения мощности оборудования электростанций, выводимого в плановый (капитальный, средний и текущий) ремонт и на модернизацию;

- стратегического резерва, предназначенного для компенсации нарушений баланса мощности из-за более быстрых по сравнению с прогнозами и планами темпов развития экономики страны, относительно редко происходящих аномально низких температур наружного воздуха зимой и невозможности оперативной компенсации этих факторов новыми вводами генерирующих мощностей из-за длительных сроков строительства.

В соответствии с Методическими указаниями резерв для проведения всех видов плановых ремонтов определяется на основании нормативных значений для каждого типа генерирующего оборудования. При этом резерв для проведения текущих ремонтов определяется исходя из предположения, что этот вид ремонта проводится равномерно в течение всего года.

Потребность в резерве для капитального и среднего ремонтов оборудования определяется путём сравнения требуемого объёма ремонтов с располагаемой площадью для проведения этих типов ремонтов во время провала годового графика

нагрузки в весенне-летний период. Из результатов выполненных расчетов не выявлена необходимость проведения капитальных и средних ремонтов оборудования ТЭС и ГЭС за пределами весенне-летнего периода на весь срок прогнозирования до 2015 г.

Резерв для проведения работ по модернизации оборудования является разновидностью ремонтного резерва и определен на основании предложений генерирующих компаний по объемам модернизации оборудования в период до 2015 г.

В стратегической составляющей резерва учтена возможность дополнительного простоя оборудования в аварийных ремонтах, поскольку, как показал анализ собственных прогнозов генерирующих компаний, объемы оборудования, отрабатывающего продленный индивидуальный ресурс (ЭПИР), превышают предложения генерирующих компаний по модернизации этого оборудования. Кроме того, в стратегической составляющей резерва учтены возможные повышения нагрузки, связанные с возможностью существенного отклонения температуры наружного воздуха от нормы и с другими обстоятельствами.

Нормируемых резервов мощности в зоне централизованного электроснабжения России на 2010 г. составляет 34,0 млн. кВт для оптимистического варианта и 33,5 млн. кВт для умеренного варианта, на 2015 гг. соответственно 35,9 и 36,5 млн. кВт.

Ограничения установленной мощности представляют собой разность между установленной и располагаемой мощностью электростанций в период прохождения осенне-зимнего максимума нагрузки (условно – рабочий день последней недели декабря) и подразделяются на технические, сезонные, временные и системные.

Ограничения на использование мощности электростанций во время осенне-зимнего максимума нагрузки в период 2008 - 2015 гг. сформированы на основании собственных прогнозных материалов генерирующих компаний.

В период 2008 - 2015 гг. прогнозируется постепенное снижение ограничений установленной мощности от 18500 МВт в 2008 г. до 17800 МВт в 2015 г.

Учет водно-энергетических показателей ГЭС в прогнозируемой конфигурации зимнего суточного графика нагрузки ОЭС в условиях расчетного маловодного года позволил определить прогнозируемую величину недоиспользования мощности ГЭС в период прохождения осенне-зимнего максимума нагрузки. В период 2008 - 2010 гг. величина недоиспользования мощности ГЭС будет находиться в диапазоне 6400-6000 МВт и к 2015 г. увеличится примерно до 8100 МВт при оптимистическом варианте развития электроэнергетики и до 8400 МВт при умеренном варианте.

Таким образом, общая потребность в установленной мощности электростанций в зоне централизованного электроснабжения увеличивается с 219,5 ГВт в 2008 г. до 237,4 ГВт в 2010 г. и до 282,0 ГВт в 2015 г. в оптимистическом варианте и с 217,2 ГВт в 2008 г. до 230,9 ГВт в 2010 г. и до 271,5 ГВт в 2015 г. в умеренном варианте.

Прогноз динамики установленной мощности электростанций в зоне централизованного электроснабжения России на период 2008 - 2015 гг. учитывает следующие действия энергокомпаний с генерирующими мощностями:

- окончательный демонтаж;
- демонтаж под замену;
- перемаркировка турбинного оборудования (включая учет новых генерирующих источников, находящихся ранее в зоне децентрализованного электроснабжения);

- модернизация (включая реконструкцию турбинного оборудования, в т.ч. действующих блоков АЭС);

- замена генерирующего оборудования;

- строительство новых генерирующих мощностей.

В результате реализации этих действий суммарный прирост установленной мощности электростанций по России в зоне централизованного электроснабжения за период 2008 - 2015 гг. составит 82880 МВт, в том числе за период 2008 - 2010 гг. – 26170 МВт, за период 2011 - 2015 гг. - 56710 МВт. Прирост установленной мощности на АЭС в период 2008 - 2015 гг. составит 14338 МВт, на ГЭС – 8133 МВт, на ТЭС – 60351 МВт и на нетрадиционных источниках энергии (ВЭС и ПЭС) – 59 МВт.

Собственно вводы новых мощностей (с учетом вводов при замене) составили в Прогнозном балансе на 2008 - 2015 гг. 90656 МВт, в том числе на АЭС – 13150 МВт, на ГЭС – 11986 МВт, на ТЭС – 65458 МВт, на нетрадиционных источниках – 62 МВт.

В результате в 2010 г. установленная мощность электростанций России в зоне централизованного электроснабжения составит 240770 МВт, в 2015 г. – 297490 МВт.

На основании анализа материалов проведенных ОАО РАО «ЕЭС России» совещаний о ходе выполнения генерирующими компаниями собственных инвестиционных программ, прошедших в 2008 г., был определен перечень рискованных инвестиционных проектов. Под рискованными понимались проекты, которые имеют достаточно высокую вероятность задержки ввода в эксплуатацию по сравнению с запланированными сроками или могут вовсе не реализоваться. В качестве основных факторов риска учитывались: серьезные проблемы с обеспечением топливом (газом), неопределенность предполагаемого дополнительного регионального спроса на электроэнергию (мощность), отсутствие необходимых финансовых ресурсов, отсутствие достаточного времени для реализации всех необходимых стадий создания объекта по сравнению с

нормативными сроками, распыление сил и средств отдельных энергокомпаний на одновременный ввод нескольких энергоблоков большой единичной мощностью. Также к рискованным проектам отнесены вводы блоков на АЭС и часть предлагаемых вводов новых ТЭС независимых производителей энергии (из-за достаточно высоких запланированных темпов производства оборудования и энергетического строительства).

К рискованным отнесен 31 проект с общим объемом вводов мощностей в размере 21617 МВт, в том числе 6 проектов на АЭС (9780 МВт), один проект на ГЭС (400 МВт) и 24 проекта на ТЭС (11437 МВт).

При исключении из рассмотрения рискованных инвестиционных проектов (включая перенос срока ввода) суммарный объем вводов мощностей по зоне централизованного электроснабжения в целом сократится на 10577 МВт и составит в период 2008 - 2015 гг. 80080 МВт, в т.ч. на АЭС – 11000 МВт, на ГЭС – 11586 МВт, на ТЭС – 57432 МВт, на нетрадиционных источниках энергии – 62 МВт.

На основе прогнозируемой динамики потребности в установленной мощности, мощности действующих электростанций и вводов новых генерирующих и электросетевых мощностей проведен расчет **балансов мощности по ОЭС и зоне централизованного электроснабжения России на 2008 - 2015 гг.**

При расчетах балансов мощности учтены прогнозируемые генерирующими компаниями мероприятия по длительной консервации действующих генерирующих мощностей. Суммарная ежегодная величина консервации генерирующих мощностей в течение прогнозируемого периода составляет 2100-2400 МВт.

Прогнозная оценка балансов мощности на период 2008 – 2015 гг. позволяет сделать следующие выводы:

В оптимистическом варианте роста электропотребления и с полным составом вводов генерирующих мощностей:

- в 2008 - 2010 гг. баланс мощности в зоне централизованного электроснабжения России будет складываться с дефицитом резерва мощности. Наибольший дефицит резерва прогнозируется в 2008 - 2009 гг. – на уровне 6300 МВт. К 2010 г. дефицит резерва сокращается до 3400 МВт. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в этот период предусматривается импорт мощности из сопредельных стран в размере 2000 МВт в 2008 - 2009 гг., который к 2010 г. сократится до 1300 МВт. В результате дефицит резерва мощности в зоне централизованного электроснабжения России в этот период составит примерно 4100 МВт в 2008 - 2009 гг. и 2000 МВт в 2010 г.;

- наиболее напряженная балансовая ситуация в этот период будет складываться в ОЭС Урала, ОЭС Юга и ОЭС Северо-Запада. Собственный дефицит резерва мощности (без учета перетоков из соседних ОЭС) прогнозируется в ОЭС Урала в размере около 4600-5600 МВт, в ОЭС Юга – 2700-1800 МВт, в ОЭС Северо-Запада – 1500-500 МВт;

- передача мощности из ОЭС Центра в другие ОЭС Европейской части России и импорт мощности позволяют несколько смягчить балансовую ситуацию в этих зонах, но сокращение резерва мощности в зимний максимум нагрузки будет иметь место практически во всех ОЭС: ОЭС Северо-Запада – 350-600 МВт, ОЭС Центра – 1300-400 МВт, ОЭС Юга – 300-400 МВт, ОЭС Средней Волги – 500 МВт, ОЭС Урала – 1500-2500 МВт;

- начиная с 2011 г., интенсивный ввод генерирующих мощностей при прогнозируемом уровне электропотребления создает сверхнормативный резерв мощности, общая величина которого в зоне централизованного электроснабжения России составит в отдельные годы от 3000 до 7700 МВт. Вместе с тем ОЭС Средней Волги и ОЭС Юга могут балансироваться в этот период только за счет перетока мощности из смежных избыточных объединений. В ОЭС Урала собственный дефицит мощности сохранится до 2011 г. включительно.

В оптимистическом варианте роста электропотребления и с неполным составом вводов генерирующих мощностей (с исключением рискованных вводов):

- в этом варианте баланс мощности в зоне централизованного электроснабжения России в течение всего прогнозируемого периода 2008 - 2015 гг. будет складываться с дефицитом резерва мощности. Балансы мощности по России в целом и ОЭС в период 2008 - 2009 г. практически идентичны оптимистическому варианту с полным составом вводов. С учетом импорта мощности дефицит резерва мощности в этот период в зоне централизованного электроснабжения России составит примерно 4200 МВт. В последующие годы дефицит резерва мощности будет сокращаться и к 2012 г. будет ликвидирован, однако в последующие годы дефицит резерва вновь возникнет и к 2015 г. достигнет 5000 МВт. Для обеспечения электроснабжения потребителей в этом варианте импорт мощности необходимо будет осуществлять в течение всего прогнозируемого периода;

- собственные балансы мощности ОЭС (без учета перетоков из соседних ОЭС и импорта мощности) в 2010 г. будут складываться со сверхнормативными резервами мощности только в зоне ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги. ОЭС Востока будет практически самобалансироваться, остальные ОЭС будут испытывать дефицит резерва, который несколько снизится за счет перетоков из избыточных ОЭС и импорта мощности;

- начиная с 2011 г., в ОЭС Северо-Запада появляется сверхнормативный резерв мощности, который сохранится в течение всего периода до 2015 г. В этот период зона ОЭС Средней Волги напротив начнет испытывать дефицит резерва мощности. Также собственный дефицит резерва мощности будет сохраняться в ОЭС Юга. В ОЭС Урала и ОЭС Сибири лишь в отдельные годы возникнут сверхнормативные резервы мощности, в основном в них также будет иметь место дефицит резерва. К 2015 г. появится дефицит резерва мощности и в ОЭС Центра. Баланс мощности ОЭС Востока в 2012 и 2014 гг. также имеет дефицит резерва мощности, в остальные годы периода 2011 - 2015 гг. будут сохраняться сверхнормативные избытки мощности.

В умеренном варианте роста электропотребления и с полным составом вводов генерирующих мощностей:

- при умеренном росте электропотребления баланс мощности в зоне централизованного электроснабжения России в 2008 - 2009 гг. так же, как и в оптимистическом варианте, складывается с дефицитом резерва мощности, который в 2008 г. составляет около 4100 МВт и сокращается к 2009 г. до 1800 МВт. Для обеспечения электроснабжения потребителей в этот период предусматривается импорт мощности из сопредельных стран, который позволит сократить дефицит резерва мощности в 2008 г. до 2000 МВт и в 2009 г. до 600 МВт;

- начиная с 2010 г., баланс мощности в зоне централизованного электроснабжения России складывается со сверхнормативным резервом мощности от 3400 МВт в 2010 г. до 16000 МВт в 2015 г.;

- собственный баланс мощности (без перетоков) ОЭС Европейской территории России, кроме ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги, в период до 2010 г. включительно так же, как и в оптимистическом сценарии, складывается с дефицитом резерва, который будет покрываться межсистемными перетоками из избыточных ОЭС. В связи с этим в умеренном варианте принят сокращенный объем импорта электроэнергии и мощности, обусловленный балансовой потребностью отдельных энергосистем и ОЭС. ОЭС Сибири в этот период будет практически самобалансироваться, в ОЭС Востока возникнут сверхнормативные резервы мощности;

- начиная с 2011 г., интенсивное развитие генерирующих мощностей обеспечит образование сверхнормативного резерва мощности практически во всех ОЭС России за исключением ОЭС Юга и ОЭС Средней Волги, которые будут обеспечивать покрытие спроса на электроэнергию и мощность за счет перетока из соседних ОЭС. В ОЭС Юга собственный дефицит резерва мощности сохранится до 2015 г., в ОЭС Средней Волги собственный дефицит резерва мощности возникнет в 2012 и 2015 гг.

В умеренном варианте роста электропотребления и с неполным составом вводов генерирующих мощностей (с исключением рискованных вводов):

- поскольку ввод в эксплуатацию рискованных проектов намечается в основном на период 2010 - 2015 гг., балансы мощности в период 2008 - 2009 г. практически идентичны балансам в умеренном варианте с полным составом вводов;

- баланс мощности в 2010 г. по России в целом и во всех ОЭС, кроме ОЭС Юга, будет складываться со сверхнормативными резервами мощности в размере около 2300 МВт. В ОЭС Юга в 2010 г. дефицит резерва мощности составит примерно 200 МВт;

- период 2011 - 2015 гг. характеризуется стабильной балансовой ситуацией с суммарными сверхнормативными резервами мощности в зоне централизованного электроснабжения России от 5700 до 4700 МВт. В то же время в эти годы сбалансированность ОЭС Юга и в отдельные годы ОЭС Средней Волги будет осуществляться только за счет перетоков из смежных ОЭС. Такая же ситуация в 2015 г. возникнет в ОЭС Сибири.

Балансы электроэнергии на 2008 - 2015 гг. в зоне централизованного электроснабжения России и ОЭС сформированы для двух вариантов прогнозируемого электропотребления (оптимистического и умеренного) с учетом полного состава вводов генерирующих мощностей.

Потребность в производстве электроэнергии (расходная часть балансов электроэнергии) в целом по России определяется объемами внутреннего электропотребления и сальдо экспорта-импорта электроэнергии по договорам на поставку электроэнергии в зарубежные страны. Кроме того, учитывается получение электроэнергии в объеме 1,0 млрд. кВт·ч от электростанций Томского СХК, не работающих в составе ЕЭС России.

Суммарная потребность в производстве электроэнергии по России в целом в 2015 г. оценивается в объеме 1445,8 млрд. кВт·ч

в оптимистическом варианте и 1377,3 млрд. кВт·ч – в умеренном варианте, в том числе по зоне централизованного электроснабжения 1419,3 млрд. кВт·ч – в оптимистическом варианте и 1353,0 млрд. кВт·ч – в умеренном варианте.

В оптимистическом варианте по зоне централизованного электроснабжения выработка электроэнергии электростанциями в 2015 г. увеличится по сравнению с 2007 г. на 428,0 млрд. кВт·ч (43,2%): с 991,3 млрд. кВт·ч в 2007 г. до 1419,3 млрд. кВт·ч в 2015 г. В умеренном варианте производство электроэнергии в 2015 г. составит 1353,0 млрд. кВт·ч; прирост по сравнению с 2007 г. составит 361,7 млрд. кВт·ч (36,5%).

Наибольший относительный прирост выработки электроэнергии к 2015 г. по сравнению с 2007 г. будет иметь место на АЭС; абсолютный прирост – на ТЭС. Выработка электроэнергии АЭС увеличится на 81,8 млрд. кВт·ч, или на 51,2 %. Выработка электроэнергии ГЭС возрастет на 10,1 %, или 17,6 млрд. кВт·ч. Прирост выработки ТЭС в умеренном варианте составит 39,9 %, или 262,3 млрд. кВт·ч; в оптимистическом варианте – 50,0 %, или 328,5 млрд. кВт·ч.

В рамках Прогнозного баланса выполнен прогноз объемов отпуска теплоэнергии от ТЭС, включая блок-станции и котельные, принадлежащие генерирующим компаниям.

В настоящее время доля этого сектора в суммарном объеме теплоэнергии, производимой централизованными источниками, составляет примерно 40-45%. Наибольшая доля (более 50%) приходится на котельные предприятий жилищно-коммунального хозяйства. Из-за отсутствия статистической информации и актуальных аналитических наработок в данном прогнозном цикле прогноз отпуска теплоэнергии в этом секторе и в целом по централизованным источникам не производился.

Прогноз отпуска теплоэнергии от ТЭС (включая котельные, принадлежащие генерирующим компаниям) на период 2008 - 2015 гг. разработан на основе прогнозов генерирующих компаний (включая независимые генерирующие

компаний и электростанции), представленных в составе собственных планов-прогнозов на 2008 - 2015 гг.

Рост отпуска теплоэнергии от электростанций в период 2008 - 2015 гг. в значительной мере определяется перераспределением объемов производства теплоэнергии от котельных к ТЭС в результате переключения действующих тепловых нагрузок, а также подключением к ТЭС (новым или действующим) новых потребителей, в том числе районов массовой жилой застройки. Генерирующие компании, заинтересованные в увеличении доли электроэнергии, производимой в комбинированном цикле, приступили в последние годы к разработке и осуществлению инвестиционных проектов, направленных на расширение рынков сбыта теплоэнергии.

Объем отпуска теплоэнергии в 2010 и в 2015 гг. оценивается соответственно величиной 698,8 и 772,2 млн. Гкал. Прирост отпуска теплоэнергии по сравнению с 2006 г. составит: к 2010 г. 43,0 млн. Гкал, или 6,6 %; к 2015 г. 116,5 млн. Гкал, или 17,8 %. Среднегодовой темп прироста отпуска теплоэнергии в период до 2010 г. составит 1,6%, в период 2011 - 2015 гг. увеличится до 2,0%. В целом за прогнозируемый период до 2015 г. среднегодовой темп прироста отпуска теплоэнергии составит 1,8%.

Важной частью балансовой работы является оценка **потребности энергетических компаний в топливе**. Прогнозируемый прирост отпуска теплоэнергии и выработки электроэнергии на тепловых электростанциях (включая котельные генерирующих компаний) приводит к росту как общей потребности в топливе, так и потребности в различных его видах.

Потребность ТЭС (включая котельные генерирующих компаний) в топливе в зоне централизованного электроснабжения России в условиях средневодного года на уровне 2015 г. оценивается в объеме:

- для умеренного варианта – 373,6 млн. т у.т., в т.ч. в газе – 245,8 млн.т у.т., в нефтетопливе – 6,2 млн. т у.т., в угле – 111,1 млн. т у.т., в прочих видах топлива – 10,5 млн. т у.т.;

- для оптимистического варианта – 392,8 млн. т у.т., в т.ч. в газе – 258,2 млн. т у.т., в нефтетопливе – 6,5 млн. т у.т., в угле – 117,6 млн. т у.т., в прочих видах топлива – 10,5 млн. т у.т.

Дополнительная загрузка ТЭС, необходимая для обеспечения электроснабжения при оптимистическом варианте электропотребления по сравнению с умеренным, приводит к увеличению потребности в топливе в 2015 г. в размере 19,2 млн. т у.т., в том числе потребность в газе увеличивается примерно на 12,4 млн. т у.т., в угле – на 6,5 млн. т у.т., в нефтетопливе – на 0,3 млн. т у.т. Практически треть суммарной потребности в угле будет составлять потребность в кузнецком угле.

Прирост потребности ТЭС (здесь и далее включая котельные генерирующих компаний) в топливе в зоне централизованного электроснабжения России к 2015 г. по сравнению с 2006 г. составит:

- в умеренном варианте - 26,6%, или 78,5 млн. т у.т.,
- в оптимистическом варианте - 33,1%, или 97,7 млн. т у.т.

Наибольший абсолютный прирост потребности в топливе прогнозируется в ОЭС Урала и в ОЭС Сибири (обусловлено учетом в прогнозе выработки электроэнергии ГЭС в условиях среднемноголетней водности), более чем на 75% увеличится потребность в топливе в ОЭС Востока (обусловлено реализацией проекта широкомасштабного экспорта в Китай).

Прирост потребности ТЭС в газе к 2015 г. по сравнению с 2006 г. составит:

- в умеренном варианте 22,6%, или 45,3 млн. т у.т.,
- в оптимистическом варианте 28,8%, или 57,8 млн. т у.т.

Наибольший абсолютный прирост потребности в газе прогнозируется в ОЭС Урала (почти на 20 млн. т у.т.), наибольший относительный – в ОЭС Сибири (почти в 2 раза).

Потребность ТЭС в нефтетопливе к 2015 г. по сравнению с 2006 г. сократится:

- в умеренном варианте на 41,2%, или 4,3 млн. т у.т.,
- в оптимистическом варианте на 38,9%, или 4,1 млн. т у.т.

Практически на уровне 2006 г. сохранится потребление нефтетоплива в ОЭС Сибири, в остальных энергообъединениях потребность в нефтетопливе к 2015 г. сократится по сравнению с 2006 г.

Потребность ТЭС в угле к 2015 г. по сравнению с 2006 г. увеличится:

- в умеренном варианте на 48,7%, или 36,4 млн. т у.т.,
- в оптимистическом варианте на 57,3%, или 42,9 млн. т у.т.

Наибольший абсолютный прирост потребности в угле прогнозируется в ОЭС Сибири (более 20 млн. т у.т.), наибольший относительный – в ОЭС Юга, ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада (почти в 2 раза).

В обоих вариантах доля газа в зоне централизованного электроснабжения России к 2015 г. сократится по сравнению с 2006 г. на 2,1-2,2 п.п., доля угля увеличится на 4,4-4,6 п.п., доля мазута сократится примерно в 2 раза, прочих видов топлива – на 0,4-0,5 п.п.

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения России сократится к 2015 г. с 333,4 г/кВт·ч в 2006 г. до 304,7 г/кВт·ч в умеренном варианте электропотребления и до 306,7 г/кВт·ч в оптимистическом варианте электропотребления. Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии в зоне централизованного электроснабжения России сократится к 2015 г. с 149,6 кг/Гкал в 2006 г. до 147,6 кг/Гкал в умеренном варианте и до 147,4 кг/Гкал – в оптимистическом варианте.

Прогнозный баланс содержит **экологическую оценку развития электроэнергетики на 2008 - 2015 гг.** Экологические проблемы являются одним из факторов, определяющих выбор структуры, единичной мощности и места размещения источников энергии.

Обязательным условием развития электроэнергетики России является обеспечение внутригосударственных природоохранных норм и соблюдение международных конвенций в области охраны окружающей среды. В рамках проведения экологической оценки прогнозного баланса на 2008 - 2015 гг. выполнен анализ соблюдения экологических ограничений на глобальном, региональном и локальном уровнях.

Глобальный уровень – это ограничения на выбросы парниковых газов, региональный – ограничения на валовые выбросы SO₂ от энергопредприятий, расположенных на Европейской территории России (ЕТР), локальный – ограничения по валовым выбросам загрязняющих веществ на уровне предельно допустимых (ПДВ).

При разработке прогнозного баланса на период 2008 - 2015 годы для двух сценариев развития электроэнергетики (оптимистического и умеренного вариантов электропотребления) проведены прогнозные расчеты сводных экологических показателей по ОЭС и зоне централизованного электроснабжения России в целом. Оценка ожидаемого воздействия электроэнергетики на окружающую среду проведена по следующим сферам воздействия: атмосфера, гидросфера (водные объекты), почва (размещение отходов).

За счет ввода более эффективного оборудования при реконструкции действующих и строительстве новых ТЭС в рассматриваемый период прогнозируется улучшение удельных показателей выбросов летучей золы, сернистого ангидрида и парниковых газов.

Таким образом, экологическая оценка вариантов прогнозного баланса на 2008 - 2015 гг. показала, что в целом по зоне централизованного электроснабжения России при росте выработки электроэнергии на ТЭС почти на 40 % (по оптимистическому варианту):

- суммарный выброс загрязняющих веществ увеличится примерно на 17%,
- выброс парниковых газов возрастет менее чем на 26%,
- забор свежей воды и сброс сточных вод увеличится примерно на 21%,

- объем образования золошлаковых отходов увеличится на 39%, при этом объем переработки (утилизации) золошлаковых отходов возрастет с 5,7 до 9,2 млн.т/год, что в 2015 г. составляет около 20% от объема золошлаковых отходов.

Особое внимание в прогнозном балансе уделено **развитию электросетевых объектов**. В рассматриваемых вариантах развития электроэнергетики на период до 2015 г. для минимизации сетевых ограничений в отдельных энергозонах и энергоузлах, выдачу мощности генерирующих мощностей и обеспечения надежности электроснабжения потребителей необходим ввод электросетевых объектов, обеспечивающих:

- выдачу «запертой» мощности, если это экономически эффективно (выдачу «запертой» электроэнергии Кольской АЭС, запертой мощности Кольской и Карельской энергосистем, Печорской ГРЭС, Саяно-Шушенской ГЭС, Зейской ГЭС);

- надежное электроснабжение регионов пиковых нагрузок;
- надежное электроснабжение дефицитных энергоузлов (Котласского энергоузла Архангельской энергосистемы, Карельской энергосистемы, Белгородского энергоузла, Крымско-Новороссийского и Сочинского энергоузлов Кубанской энергосистемы, Казанского района Татарской энергосистемы, Саратовского и Самарского энергоузлов, юга Кузбасской энергосистемы, юга Приморского края и др.);

- приведение схем выдачи мощности атомных электростанций к нормативным требованиям по надежности (Ленинградской, Нововоронежской и Балаковской АЭС);

- выдачу мощности новых и расширяемых электростанций, намечаемых к сооружению в период до 2015 г.;

- надежное электроснабжение новых потребителей. Рост уровня спроса на электроэнергию в регионах связан как с общим развитием экономики страны, так и

с развитием и размещением в них отдельных крупных потребителей (алюминиевые, металлургические и электрометаллургические заводы и комплексы; химические, никелевые комбинаты; нефтеперерабатывающие, нефтегазовые, газохимические комплексы, морские порты; заводы по сборке автомобилей; железорудные месторождения; туристско-спортивный горно-курортный комплекс; олимпийские комплексы и др.);

- прогнозируемый объем увеличения экспорта-импорта электроэнергии.

Для усиления межсистемных сечений необходим ввод следующих электросетевых объектов:

- сечение ОЭС Северо-Запада – ОЭС Центра – ВЛ 750 кВ Ленинградская ГАЭС – Белозерская с расширением ПС 750 кВ Белозерская;

- сечение ОЭС Центра, ОЭС Средней Волги – ОЭС Юга – ВЛ 500 кВ Курдюм – Фролово;

- сечение ОЭС Центра – Восток – ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская и ВЛ 500 кВ Владимир – Радуга-2;

- сечение ОЭС Центра, ОЭС Средней Волги – ОЭС Урала – ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская и ВЛ 500 кВ Помары – Удмуртская;

- сечение ОЭС Сибири – Казахстан, ОЭС Урала – ВЛ 500 кВ Восток – Ишим;

- сечение ОЭС Сибири – ОЭС Востока – вставка несинхронной связи на ПС 220 кВ Могоча, вставка несинхронной связи на ПС 220 кВ Хани с подвеской второй цепи на ВЛ 220 кВ Тында - Чара.

За период 2008 - 2015 гг. в зоне централизованного электроснабжения вводы линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше составят 74366 км (в т.ч. новое строительство – 57606 км, или 77,5%, реконструкция и техперевооружение – 16760 км, или 22,5%), ввод трансформаторной мощности – 272086 МВА (в т.ч. новое строительство – 146734 МВА, или 53,9%; реконструкция и техперевооружение – 125352 МВА, или 46,1%).

В зоне централизованного электроснабжения России за период 2008 - 2015 гг. прогнозируется ввод линий электропередач напряжением 110 кВ и ниже протяженностью 106,5 тыс. км; трансформаторной мощности – 62,3 тыс. МВА. Объем ввода линий электропередачи и подстанций по МРСК намечен в размере 100,8 тыс. км и 59,5 тыс. МВА, что составляет соответственно 94,6 и 95,6 % от суммарных объемов в зоне централизованного электроснабжения России.

Суммарные вводы линий электропередачи напряжением 750 - 0,4 кВ за период 2008 - 2015 гг. в зоне централизованного электроснабжения России составляют 180880 км. Наибольшие по протяженности вводы приходятся на линии электропередачи напряжением 0,4 кВ – 44135 км (24,4 %) и напряжением 220 кВ – 42326 км (23,4 %), наименьшие - на линии электропередачи напряжением 750 кВ – 1688 км (0,9 %).

Суммарные вводы трансформаторной мощности на подстанциях напряжением 750 - 0,4 кВ за период 2008 - 2015 гг. в зоне централизованного электроснабжения России составят 334374 МВА. Наибольшие вводы мощности приходятся на подстанции напряжением 220 кВ – 140447 МВА (42,0 %), наименьшие вводы – на подстанции напряжением 0,4 кВ – 62 МВА (0,02 %).

В рамках прогнозного баланса выполнен также **прогноз цен на топливо**.

Основным видом топлива для российских электростанций является газ, доля которого в топливном балансе электростанций составляет около 70%. Принятые Правительством Российской Федерации в ноябре 2006 г. решения предусматривают переход к долгосрочным пятилетним договорам на поставки газа с фиксированными темпами роста регулируемых цен на период до 2011 г.:

2007 г. – 15%;

2008 г. – 25%;

2009 и 2010 гг. – по 27,7% (13% каждое полугодие);

2011 г. – 40%.

Фактически данные решения обеспечивают постепенность выхода к 2013 г. цен газа на уровень равновесия («netback») с европейским рынком за вычетом всех затрат по доставке в Европу российского газа (включая экспортные пошлины и плату за транзит). В расчет цен на топливо до 2013 г. заложены указанные темпы роста цен на газ, поставляемый по долгосрочным договорам (так называемый лимитный газ). В последующие годы темп роста цен на газ принят на уровне прогнозного темпа роста цен на нефть марки Urals по данным информации Annual Outlook 2008.

Прогноз роста регулируемых цен на газ, поставляемый сверх договорных объемов (так называемый сверхлимитный газ), определялся с учетом предельных максимальных уровней цен на газ, утвержденных Постановлением Правительства от 28.05.2007 № 333 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ».

Средний тариф на «сверхлимитный» газ принят с превышением над регулируемым тарифом:

в 2008 г. – 1,4;

в 2009 г. – 1,35;

в 2010 г. – 1,15.

С 2011 г. цены на «лимитный» и «сверхлимитный» газ приняты одинаковыми.

При указанных темпах роста в 2013 г. цены на газ достигнут цены «netback» (190-200 долл. США/тыс. куб.м).

Прогноз цен на мазут предусматривает их незначительный рост в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2009 - 2011 гг. с последующим ростом, учитывающим прогнозируемую динамику цен на нефть.

Прогнозируется рост средневзвешенной цены на мазут для электростанций в зоне централизованного электроснабжения с 5 140 руб./т у.т. в 2008 г. до 6 350 руб./т у.т. в 2015 г.

Основными факторами, влияющими на рост цен на уголь, являются:

- индекс роста цен производителей промышленной продукции;
- объем потребления угля на ТЭС России;
- цены на уголь на условиях CIF (т.е. франко-порт назначения) на международном рынке (Европейском или Азиатском в зависимости от преобладающего экспортного направления конкретного российского энергетического угля).

Прогнозируется рост средневзвешенной цены на уголь с учетом железнодорожного тарифа в целом в умеренном варианте с 680 - 710 руб./т н.т. в 2008 г. до 930 - 980 руб./т н.т. в 2015 г.; в оптимистическом варианте с 690 - 720 руб./т н.т. в 2008 г. до 930-980 руб./т н.т. в 2015 г.

Общая **потребность в инвестициях** на развитие электроэнергетики в 2008-2015 гг. оценивается в размере 10,8 трлн. руб., в т.ч. в период 2008 - 2010 гг. - 4,0 трлн. руб. и в период 2011 - 2015 гг. – 6,8 трлн. руб.

Потребность в инвестициях на развитие генерации (включая блок-станции – электростанции в составе промышленных предприятий) в период 2008 - 2015 гг. составляет 6,1 трлн. руб. (2,4 трлн. руб. в период 2008 - 2010 гг., 3,7 трлн. руб. – в 2011 - 2015 гг.), из них 3,5 трлн. руб. – на развитие тепловой генерации, 1,2 трлн. руб. – на развитие гидроэнергетики и 1,4 трлн. руб. – на развитие атомной энергетики. Суммарная потребность в инвестициях на развитие блок-станций оценивается в размере 0,1 трлн. руб.

Потребность в инвестициях на развитие электросетевых объектов составляет 4,6 трлн. руб., в том числе 1,6 трлн. руб. в период 2008 - 2010 гг., 3,0 трлн. руб. – в период 2011 - 2015 гг. Потребность в инвестициях на развитие распределительных электрических сетей (напряжением 110 кВ и ниже) в период 2008 - 2015 гг. составляет 1,5 трлн. руб., напряжением 220 кВ и выше – 3,1 трлн. руб.

В качестве источников инвестиций приняты:

- для генерирующих компаний - собственные средства (амортизация, прибыль на капитальные вложения, накопленная прибыль прошлых лет, средства

от возврата НДС) и внешние поступления (кредиты, эмиссия акций, выпуск облигаций и бюджетные средства);

- для электросетевых компаний – собственные средства (амортизация, прибыль на капитальные вложения, накопленная прибыль прошлых лет, плата за присоединение, средства, получаемые от возврата НДС) и внешние поступления (кредиты, эмиссия акций и бюджетные средства).

Объем инвестиций за счет бюджетных средств предусмотрен в рамках действующих федеральных целевых программ, в частности: «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007 - 2010 гг. и на перспективу до 2015 г.»; «Развитие города Сочи как горно-климатического курорта на 2006 - 2014 гг.»; «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2013 г.»; «Социально-экономическое развитие Курильских островов (Сахалинская область) на 2007 - 2015 гг.»; «Развитие Калининградской области на период до 2010 г.».

Рекомендуемая литература к главе 14

1. Проект Федерального закона "О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон 'О государственном прогнозировании и программах социально-экономического развития Российской Федерации'"

2. Е.А. Медведева, В.М. Никитин. Энергопотребление и уровень жизни. – Новосибирск, Наука 1991. Е.А. Медведева. Методы прогнозирования энергопотребления в новых экономических условиях. Известия РАН. Энергетика и транспорт, 1992 № 6.

3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. – М., Экономика, 2000.

4. П.Л. Виленский, В.Н. Лившиц, С.А. Смоляк. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. - М., Дело, 2002.

5. Рапопорт А.Н., Горюнов П.В. и др. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. - М., РАО «ЕЭС России» 1999.

6. В. Шевелёв, А.В. Клименко. Экономика ядерного топливно-энергетического комплекса. - М., РГТУ 1996.

7. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. – М., Энергоатомиздат, 1985.

8. Методика формирования региональных энергетических программ (проект). – М., СОПС 1999. Методы и модели разработки региональных энергетических программ. Под ред. Б.Г. Санеева – Новосибирск, Наука 2003.

9. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России №277 от 30.06.2003 г.

10. Концепция технической политики ОАО РАО «ЕЭС России», утверждена решением Правления РАО №1190 ПР/2 от 11.04.2005 г.

11. Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше, утвержденные Приказом Минэнерго России № 284 от 30.06.2003 г.

12. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утвержденные Приказом Минэнерго России № 288 от 30.06.2003 г.

13. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 31. Нормативные требования к надежности систем энергетики. Новосибирск, Наука, 1986 г.

14. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России № 277 от 30.06.2003 г.

15. Постановление Правительства РФ от 7 декабря 2005 г. № 738 «О порядке формирования источника средств на услуги по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования

объектов по производству электрической энергии (мощности) в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности»

16. Энергетика России. Стратегия развития М., Минэнерго РФ, 2003

Рекомендуемая литература

К разделу I

1. Безруких П.П., Стребков Д.С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // Малая энергетика, № 1—2, 2005. С. 5—12.
2. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. — М.: Энергоатомиздат, 2001. 432 с.
3. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес: Учебное пособие. 2-е изд. испр., М.: Дело, 2002.
4. Дьяков А.Ф. (главный редактор) Электротехническая энциклопедия, том 1-й // Изд-во МЭИ. 2005.
5. Дьяков А. Ф., Платонов В. В. Единая электроэнергетическая система России в период рыночных преобразований. Изд-во МЭИ, 2004.
6. Зотов В.М., Новоженин В.Д., Файн И.И. Гидроэнергетика России // Электрические станции, 2000, № 1.
7. Кожуховский И.С., Новоселова О.А. Энергетика и окружающая среда. Экологическая политика ОАО РАО «ЕЭС России». Журнал «Теплоэнергетика» № 6, 2007 г.
8. Красник В.В. Коммерческая электроэнергетика. Словарь-справочник // Издательство: НЦ ЭНАС. 2006.
9. Кузовкин А.И. Реформирование электроэнергетики и энергетическая безопасность // Издательство: Институт микроэкономики. 2006.

-
10. Нейман Л.Р., Демирчян К.С. Теоретические основы электротехники. Ч. I. — М.: Энергия, 1967. — 522 с.
 11. Новые технологии в энергетике. М., РАО «ЕЭС России»; 2002
 12. Ольховский Г.Г. Технологии для тепловых электростанций. Теплоэнергетика. 1999. № 8, с. 20—25.
 13. Основы современной энергетики: Учебник для вузов. В двух частях. / Под общей редакцией чл.-корр. РАН Аметистова Е.В. — 4-е издание, перераб. и доп. М.: Издательство МЭИ, 2008. Часть 1, 2.
 14. Поваров О.А., Томаров Г.В. Развитие геотермальной энергетики в России и за рубежом // Малая энергетика, № 1—2, 2005. С. 84—98.
 15. Правила устройства электроустановок. — 6-е изд. М.: ЗАО «Энергосервис», 2000.
 16. Рамочная конвенция ООН об изменении климата (далее РКИК ООН) <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convru.pdf>
Киотский протокол к РКИК ООН
http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php
 17. Раппопорт А.Н. Реструктуризация российской электроэнергетики: методология, практика, инвестирование // Экономика. 2005.
 18. Росстат, Российский статистический ежегодник, 2007; Социально-экономическое положение России, декабрь 2007.
 19. Современные природоохранные технологии в электроэнергетике. Информационный сборник. М., МЭИ, 2007 г.
 20. Теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. Книга первая, под общей редакцией А.В.Клименко и В.М.Зорина.
 21. Трухний А.Д. Переход к ультрасверхкритическим параметрам пара — важнейшая задача теплоэнергетики России // Тяжелое машиностроение. 1994. № 9, 10, с. 2—8.
 22. Уроки, извлеченные из либерализации рынков электроэнергии. Опыт энергорынков. IEA. OECD. 2005
 23. Фомина В.Н. Экономика электроэнергетики // ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКГосслужбы. 2005.
 24. Хлебников В.В. Рынок электроэнергии в России. М.: Издательство «Владос», 2005.

-
25. Экологическая политика ОАО РАО «ЕЭС России». «Теплоэнергетика». 2007. № 6.
 26. Экология энергетики. Учебное пособие. М. МЭИ, 2003 г.
 27. Экономика и управление энергетическими предприятиями / Под ред. Н.Н. Кожевникова, М.: Издательский центр «Академия», 2004.
 28. Экономическая теория: Учебник / Под общ. Ред. Акад. В.И. Видяпина, А.И. Добрынина, Г.П. Журавлевой, Л.С. Тарасевича. - М: ИНФРА-М, 2002. -714 с.
 29. Bodie Z., Kane A., Marcus A. Investments. Chicago: Irvin, 1996. DOE (U.S. Department of Energy) / Assumption to the annual energy outlook 2001. Electricity market module. DOE/EIA-0554 (2001). Washington, D.C. FERC (U.S. Federal Energy Regulatory Commission). 2000. Creating or maintaining a monopoly. Washington, D.C.
 30. Energy Information Administration (EIA), International Energy Annual 2005 <http://www.eia.doe.gov/iea/elec.html>
 31. International Energy Agency (IEA), Key world energy statistics, 2007.
 32. NECA (National Electricity Code Administrator Limited). A plain English Guide to VoLL. Report of the Reliability Panel. Adelaide, Australia, 1996.
 33. NERC (North American Electric Reliability Council). Reliability assessment 2000—2009. Princeton, New Jersey, 2000.
 34. PJM (PJM Interconnection, L.L.C.) State of market report 2000, Valley Forge, Pennsylvania, 2001.
 35. Stoft Steven. Power System Economics, IEEE Press, 2002.
 36. William J. Baumol. Transmission and Stranded Costs in the Electric Power Industry. The AEI Press, Washington, D.C., 1995

К разделу II.

1. Аньшин В.М. Технологический бизнес: формы, проблемы, перспективы. М.: ВНТИЦ. 1998. — 426 с.

-
2. Бондаренко А.Ф., Лисицын Н.В., Морозов Ф.Я. и др. Зарубежные энергообъединения; Под ред. В.А. Семенова. — М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2001, 360 с.
 3. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика /. — М.: Дело, 2002.
 4. ГОСТ Р ИСО 14001 «Система экологического менеджмента».
 5. Давидсон М.Р., Догадушкина Ю.В., Крейнс Е.М., Новикова Н.М., Удальцов Ю.А., Ширяева Л.В. Математическая модель конкурентного оптового рынка электроэнергии в России. Известия РАН. Теория и система управления. 2004, № 3. С. 72—83.
 6. Инновационный менеджмент в электроэнергетике. /Под ред. Воронина В.П., Ливинского А.П., Салтанова Г.А.. М.: РАО «ЕЭС России», ВИПКэнерго. 2003. — 388 с.
 7. Карташев И.И., Тульский В.Н. и др. под ред. Шарова Ю.В. Управление качеством электроэнергии. — М.: Издательский дом МЭИ, 2006. — 320 с.
 8. Коссов В.В. Взаимосвязь и взаимовлияние развития экономики России и электроэнергетического комплекса страны // Энергетик. 2006. № 4. С. 2—9.
 9. Коссов В.В. Относительные цены как инструмент среднесрочного прогнозирования оптовых цен (например, цен на электроэнергию) // Проблемы прогнозирования. 2005. № 12. Стр. 60—75.
 10. Коссов В.В. Бизнес план. Обоснование решений — М.: Изд. ГУ-ВШЭ, 2000 и 2002.
 11. Лазебник А.И., Сорокин И.С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии: пер. с англ. — М.: Мир, 2006. — 623с.
 12. Ламбер Ж-Ж. Менеджмент, ориентированный на рынок. СПб.: Питер. 2006. — 800 с.
 13. Липсиц И.В., Коссов В.В. Экономический анализ реальных инвестиций. Изд. Магистр. М. 2007.

14. Методология и опыт прогнозирования полезного отпуска электроэнергии потребителям (Беркович М.М. и др.). Энергетик. 2003, № 7.

15. Медведева Е.А. Энергопотребление и уровень жизни / Е.А. Медведева, В.М. Никитин. — Новосибирск: Наука 1991.

16. Медведева Е.А. Методы прогнозирования энергопотребления в новых экономических условиях // Известия РАН. Энергетика и транспорт. — 1992 — № 6.

17. Методика формирования региональных энергетических программ (проект). — М., СОПС 1999. Методы и модели разработки региональных энергетических программ / под ред. Б.Г. Санеева. Новосибирск: Наука, 2003.

18. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 31. Нормативные требования к надежности систем энергетики. — Новосибирск: Наука, 1986.

19. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. — М.: Экономика, 2000. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России № 277 от 30 июня 2003 г.

20. Минакир, Е.Н. Галичанин. Экономика Дальнего Востока: пять лет реформ /П.А. Хабаровск, 1998.

21. Новиков Д.А., Иващенко А.А. Модели и методы организационного управления инновационным развитием. М.: ЛЕНАНД. 2006. — 336 с.

22. Основы современной энергетики. Учебник для ВУЗов. В двух частях / Под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В.Аметистова. М.: изд-во МЭИ, 2008 г. — 4 издание.

23. От холода к теплу. Политика в сфере теплоснабжения в странах с переходной экономикой. Монография. — ОЭСР/ МЭА, 2005. — 302 с.

24. Проблемы теплофикации в странах с переходной экономикой // Сборник докладов на Международном семинаре. — М.: ОАО «ВТИ», 2004. — 136 с.

25. Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Утверждены Приказом Минэнерго России № 284 от 30 июня 2003 г.

26. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35—750 кВ. Утверждены Приказом Минэнерго России № 288 от 30 июня 2003 г.

27. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети / Учебник для вузов. — М.: Издательство МЭИ, 1999. — 472 с.

28. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

29. Стивен Стофт. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии / Пер. с англ., под ред. А.И. Лазебника, И.С. Сорокина. М.: Мир, 2006.

30. Туменов А.А. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. — М.: Энергоатомиздат, 2005. — 416с.

31. Уринсон Я., Эдельман В., Кожуховский И., Коссов В.. Факторы устойчивости. Экономика России XXI века. — 2003. — № 13.

32. Чернышев С.. Ремонт как выгодная инвестиция / Эксперт. 2005, № 2

33. Шевелев В., Клименко А.В. Экономика ядерного топливно-энергетического комплекса /. — М.: РГТУ, 1996.

34. Ширяева Л.В. Развитие электроэнергетического сектора РФ. Препринт РАО «ЕЭС России», 2007 г.

35. Электротехнический справочник в 4 т., Т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ Герасимова В.Г. и др. (гл. ред. Попов А.И.) — 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.

36. Энергетика России. Стратегия развития М., Минэнерго РФ. 2003.

-
37. Cramton P., Wilson R.A. review of ISO New England's Proposed Market Rules, White Paper, Market Design Inc., September 1998.
 38. Cramton P. Electricity Market Design: The Good, the Bad and the Ugly. University of Maryland, 2003.
 39. Cameron L., Cramton P. The role of the ISO in U.S. Electricity Markets: A Review of restructuring in California and PJM. *Electricity Journal*, 1999, 12 (3): p. 71—81.
 40. Comnes G.A., Stoft S., Greene N. and Hill L. J.. Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities: Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues (LBL-37577) / G.A. Comnes et al. — Berkeley, California: Energy & Environment Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, 1995.
 41. Economics Briefing: The General Cap in Incentive Regulation. *Energy Utilities*, November 1995.
 42. Farrier Swier Consulting, «Comparison of Building Block and Index-based Approaches,» paper prepared for the Utility Regulators Forum, Australian Competition and Consumer Commission, 2002.
 43. Green R., Newbery D. Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy*, 1992, 100 (5). P. 929—953.
 44. Kenneth E. Train. Optimal regulation: the economic theory of natural monopoly. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts/London, England, 1991.
 45. Knittel C. The origin of state electricity regulation: revisiting an unsettled topic / C. Knittel. PWP-048., University of California Energy Institute, Berkeley, 1999.
 46. Littlechild S.C. Sport Pricing of Electricity: Arguments and Prospects // *Energy Policy*. 1988. V. 16. № 4.
 47. Nagurney A. Network Economics: A Variational Inequality Approach. Dordrecht, Netherlands: Kluwer Acad. Publ., 1999.
 48. Rothwell G. Electricity Economics: Regulation and Deregulation / G. Rothwell, T. Gomez IEEE Press, New-York, Wiley, 2002. Ruff L. Competitive

electricity markets: Why they are working and how to improve them. National Economic Research Associates, Cambridge, MA, 1999.

49. Ruff L. Origins of the Original UK pool. Private memorandum to S. Littlechild, 2001.

50. Richard G., and Martin Rodriguez Pardina, Resetting Price Controls for Privatized Utilities: A Manual for Regulators / G. Richard and M.R. Pardina. — Washington, D.C.: World Bank, 1999.

51. Schweppe F.C., Caramanis M.C., Bohn R., Tabor R.D. Spot Pricing of Electricity. Norwell, MA: Kluwer Acad. Publ., 1988.

52. Smith V. Regulatory reform in the electric power industry. Working paper/ Department of Economics. University of Arizona, 1995.

53. Joskow P. Market for power: An analysis of electric utility deregulation / P. Joskow, R. Schmalensee. Cambridge, MA: The MIT Press, 1983.

К разделу III.

1. Аалдерс Р. ИТ-аутсорсинг: практическое руководство: пер. с англ. М.: Альпина бизнес букс, 2004.

2. Акулов В.Б. и Рудаков М.Н. Теория организации: учебное пособие. — Петрозаводск: Издательство ПетрГУ, 1999.

3. Анализ финансовой отчетности: учеб. пособие/ под ред. О.В.Ефимовой, М.В.Мельник. — 2-е изд. — М.: Изд-во ОМЕГА-Л, 2005.

4. Асфандияров Б.М., Казанцев В.И. Право интеллектуальной собственности. М.: Экзамен, 2003.

5. Аудит: учеб. пособие / Ю.А. Данилевский и др. — М.: ИД ФБК-Пресс, 2002.

6. Банкротство градообразующей организации: 50 вопросов и ответов; самоучитель для арбитраж. управляющего / А.Г. Смолянинов, Ю.Н. Клещевский, В.Б. Кузнецов; М-во экон. развития и торговли [и др.]. Кемерово: Кузбассвуиздат, 2000.

-
7. Богданов А.А. Тектология: всеобщая организационная наука: в 2-х т. — М.: Экономика, 1989.
 8. Васильева Л.С., Ряховский Д.И., Петровская М.В. Бухгалтерский управленческий учет: учеб. пособие. — М.: Эксмо, 2007.
 9. Вахрушина М.А. Бухгалтерский управленческий учет: учеб. — М.: Омега-Л, 2003.
 10. Введение в ИТ сервис-менеджмент / М.Ю. Потоцкий (перевод на рус. язык), под ред. Ян Ван Бон (англ. версия); под ред. М.Ю. Потоцкого. М., 2003.
 11. Веников В.А., Чернухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетики СССР, 2 изд., М., 1975.
 12. Всеобщее управление качеством: стратегии и технологии, применяемые сегодня в самых успешных компаниях. Джордж С: Пер. с англ. / С. Джордж, А. Ваймерскирх. - СПб., изд-во «Виктория плюс», 2002 год.
 13. Врублевский Н.Д. Управленческий учет издержек производства: теория и практика. — М.: Финансы и статистика, 2002.
 14. Вумек Дж., Джонс Д. Бережливое производство: как избавиться от потерь и добиться процветания вашей компании. М.: Альпина бизнес букс, 2006.
 15. Вэйдер М. Инструменты бережливого производства: мини-руководство по внедрению методик бережливого производства. М.: Альпина бизнес букс, 2005.
 16. Габов А.В. Нормативное регулирование корпоративного управления// Экономика и финансы электроэнергетики. 2003. № 1.
 17. Габов А.В. Вопросы компетенции общего собрания акционеров // Законодательство. Июль 2003 г. № 7
 18. Габов А.В. Сделки с заинтересованностью в практике акционерных обществ: проблемы правового регулирования. М.: Статут, 2005.
 19. Габов А.В., Смирнова П.В., Сорокин Р.Ю. О некоторых вопросах правового регулирования реорганизации акционерных обществ// Предпринимательское право. 2007. № 1.

-
20. Габов А.В. Депозитарный договор в системе обязательственного права// Право и экономика. 1999. № 7.
 21. Габов А.В. Очерки по теории вексельного права. М.: Социум, 2000.
 22. Габов А.В. Правовое регулирование отношений акционерного общества и лица, имеющего право давать обществу обязательные указания // Вестник Федерального арбитражного суда Западно-Сибирского округа. Март-апрель 2003 г.
 23. Глауберман А.О. Как преуспеть в сфере услуг с помощью бережливых технологий // Методы менеджмента качества. 2006. № 8.
 24. Гончаренко Е.О. Слияния и поглощения. Сер. Экономист-международник. М.: ВАВТ, 2006.
 25. Горкина М. PR на 100 %. Как стать хорошим менеджером по PR. — М.: Альпина бизнес букс. М.: 2006.
 26. Горелова М.Ю. Методы калькулирования себестоимости. — М.: Налог-Инфо, 2007.
 27. Донцова Л.В., Никифорова Н.А. Анализ финансовой отчетности: учебн. — 3-е изд. — М.: Дело и сервис, 2005.
 28. Друкер Питер Ф. Практика менеджмента. — М.: Издательский дом «Вильямс», 2003.
 29. Друкер Питер Ф. Эффективное управление. — М.: ООО «Издательство Астрель», 2004.
 30. Дубинин С.К. Эпоха дефицитов /С.К. Дубинин // Экономическая политика — 2007. — № 2.
 31. Дьяков А.Ф. Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике / М.: Издательство МЭИ, 2005.
 32. Единая система конкурсных закупок РАО «ЕЭС России» — дело сегодняшнего дня: интервью с заместителем председателя правления РАО «ЕЭС России» Я.М. Уринсоном // Информационно-аналитический бюллетень «Конкурсные торги». Март—апрель, 2001.

-
33. Ежов Ю.А. Банкротство коммерческих организаций. Издательство: ИТК Дашков и К, 2007 г.
34. Жданов Д.В. Реорганизация акционерных обществ в Российской Федерации. М.: Статут, 2001.
35. Зарнадзе А.А., Саурина Н.Д., Аксенова М.С. Платежеспособность и банкротство в отраслях топливно-энергетического комплекса: учеб. пособие для студентов специальности «Менеджмент» 061100 специализаций «Управление в энергетике» 061102, «Междунар. топлив.-энерг. бизнес» 061114 / М-во общ. и проф. образования РФ; Гос. ун-т упр.; Ин-т упр. в энергетике. М.: ГУУ, 1998.
36. Зыкова И.В. Юридические лица. Создание, реорганизация, ликвидация. М.: Ось-89, 2005.
37. Имаи М. Кайдзен: Путь к снижению затрат и повышению качества. М.: Альпина бизнес букс, 2006.
38. Имаи М. Кайдзен. Ключ к успеху японских компаний. М.: Альпина бизнес букс, 2006.
39. Инновационный менеджмент / под ред. П.Н. Завлина, А.К. Кузанцева, П.Э. Миндели. М.: ЦИСН, 1998.
40. Интеллектуальные системы поддержки принятия решений в нештатных ситуациях с использованием современной информационной технологии / В.А. Геловани, А.А. Башлыков, В.Б. Бритков, Е.Д. Вязилов. М.: Едиториал УРСС, 2001.
41. Ионцев М.Г. Корпоративные захваты: слияния, поглощения, гринмэйл. М.: Ось-89, 2006 г.
42. Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н. Анализ финансово-хозяйственной деятельности организации. — М.: Бухгалтерский учет, 2005.
43. Информационно - аналитическая система технического регулирования www.eias-tr.elektra.ru
44. Информационно - аналитическая и торго-опреационная Интернет-система нового поколения. А.И. Агеев Н.П. Лаверов, В.Л. Макаров, аналитический доклад РАН, 2005 год.

-
45. Каплан Роберт С., Нортон Дейвид П. Стратегические карты. Трансформация нематериальных активов в материальные результаты. — М.: ЗАО «Олимп-бизнес», 2005.
46. Карелина С.А. Правовое регулирование несостоятельности (банкротства). М.: Волтерс Клувер, 2007.
47. Ковалев В.В. Финансовый анализ: методы и процедуры. — М.: Финансы и статистика, 2006.
48. Кожуховский И.С., Новоселова О.А.. "Энергетика и окружающая среда. Экологическая политика ОАО РАО «ЕЭС России». Журнал «Теплоэнергетика» № 6, 2007 г.
49. Коровайко А.В. Реорганизация хозяйственных обществ: теория, законодательство, практика, учеб. пособие. М.: Норма (изд. группа Норма—Инфра-М), 2001.
50. Кросби Ф.Б. Качество и я. Жизнь бизнесмена в Америке. М.: РИА Стандарты и качество, 2003.
51. Круглов М.Г., Шишков Г.М. Менеджмент качества как он есть. М.: ЭКСМО, 2006.
52. Курбангалеева О.А. Как реорганизовать предприятие? Преобразование. Разделение. Выделение. Присоединение. Слияние. М.: Вершина, 2004.
53. Лайкер Дж. Дао Toyota: 14 принципов ведущей компании мира. М.: Альпина бизнес букс. 2006.
54. Лихачева О.Н. Финансовое планирование на предприятии. — М.: Велби, 2005.
55. Любимова Н.Г. Внутрифирменное планирование в электроэнергетике: учеб. — М.: ИУЭ ГУУ, ИПКГосслужбы, 2006.
56. Мазманова Б.Г. Управление оплатой труда. М.: Финансы и статистика, 2001.
57. Маршев В.И. История управленческой мысли: учебник. — М.: Инфра-М, 2005.

58. Материалы встреч G8 («Группы восьми»): Заявление и План действий «Группы восьми» по климату (Глениглс, 8 июля 2005г.); Глобальная энергетическая безопасность (Санкт-Петербург, 16 июля 2006 г.).

59. Материалы Третьего науч.-техн. семинара «Системы АСКУЭ и автоматизация расчетов с потребителями электроэнергии в энергосистемах», Москва, 16—20. 09. 2002 г. М.: Научно-учебный центр ЭНАС, 2002.

60. Международные стандарты финансовой отчетности — 2006: изд. на русском языке. — М.: Аскери-АССА, 2006.

61. Международные стандарты учета и финансовой отчетности: учеб. пособие / под ред. М.А. Вахрушиной — М.: Финансы и статистика, 2007.

62. Международные стандарты финансовой отчетности: учеб. пособие / под ред. И.А. Смирновой. — М.: Финансы и статистика, 2006.

63. Мескон М.Х., Альберт М., Хедоури Ф. Основы менеджмента. — М.: Дело, 1998.

64. Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов и программ ГК АЭС / С.Н. Иванов и др. М.: НЦПИ, 2005.

65. Методы и модели разработки региональных энергетических программ / под ред. Б.Г. Санеева. Новосибирск: Наука, 2003.

66. Мильнер Б.З. Теория организации: учебник. — М.: Инфра-М, 1999.

67. Моисеев В.А. Паблик рилейшнз: теория и практика. М.: Омега, 2001.

68. Молотников А.Е. Слияние и поглощение. Российский опыт. Издательство: Вершина, 2007.

69. МСФО: точка зрения КПМГ: Практическое руководство по международным стандартам финансовой отчетности, подготовленное КПМГ. Издание 2005/6/ пер. с англ. — М.: Альпина бизнес Букс, 2006.

70. Минько Э.В., Кричевский М.Л. Качество и конкурентоспособность. М., 2004.

-
71. Новицкий А.Л., Болотина Т.Э. Стандарты ISO 9000: Идентификация процессов системы менеджмента качества // Методы менеджмента качества. 2005. № 4.
72. О'Лири Д. ERP-системы. Современное планирование и управление ресурсами предприятия. М.: Вершина, 2004.
73. Опыт внедрения иерархических сетей контроля и учета энергии / Е.П. Забелло и др. // Промышленная энергетика. 1990. № 1.
74. Организация и методы оценки предприятия (Бизнеса) / В.П. Кошкин и др. М, 2002.
75. Организация и проведение конкурсов на закупку продукции для федеральных государственных нужд / под ред. В.И. Смирнова. М., 2001.
76. Осика Л.К. Коммерческий и технический учет электрической энергии на оптовом и розничном рынке: теория и практические рекомендации. М: Политехника, 2006.
77. О системе технического регулирования в электроэнергетике. Г.А. Томчин, А.А. Романов, Е.И. Гаврилов, журнал «Вести в электроэнергетике» №2, 2006 год.
78. Романов А.А. О системе технического регулирования в электроэнергетике. Издание МИНПРОМЭНЕРГО РФ «Вопросы разработки технических регламентов», 2006 год.
79. Отраслевое тарифное соглашение в электроэнергетике РФ на 2005—2006 гг. (утв. Объединением РаЭл и ВРК «Электропрофсоюз» 19.08.2004 г.)
80. Палий В.Ф. Международные стандарты учета и финансовой отчетности: учеб. — М.: Инфра-М, 2003.
81. Патрик А. Гохан. Слияния, поглощения и реструктуризация компаний. М.: Альпина Бизнес Букс, 2006.
82. Петриков М., Аметистов Е. Новая образовательная система Корпоративный энергетический университет // Энергия России. 2006. № 05., С. 4.

83. Повышение стандартов ведения бизнеса в России. Статья «Опыт компании РАО ЕЭС: снижение риска и повышение эффективности в системе закупок», издание Международного форума лидеров бизнеса (IBLF), 2008г.

84. Погребс А.Б. Реорганизация фирмы без негативных последствий. М.: Вершина, 2006.

85. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами) / А.Н.Раппопорт и др. Книга 1 / Мю: НЦПИ, 2000.

86. Проведение операций в депозитарии (совместно с Осиновским А.Д.): уч. пособие для руководителей и специалистов, осуществляющих деятельность по ведению реестра владельцев именных ценных бумаг и депозитарную деятельность. Глава 3. М.: Деловой экспресс, 1998.

87. Поршнева А.Г., Румянцева З.П., Соломатина Н.А. Управление организацией. М.: ИНФРА-М, 2000.

88. Прангишвили И.В., Амбарцумян А.А. Научные основы построения АСУ ТП сложных энергетических систем. М.: Наука, 1992.

89. Развитие безбумажной технологии в организационных системах. — М.: Едиториал УРСС, 1999.

90. Разьяняк В.О. Методологические и методические рекомендации по внедрению систем менеджмента качества на предприятиях энергетического комплекса. Автореферат диссертации на соиск. учен. степени канд. экон. наук. М., 2005.

91. Реформа технического законодательства в Российской Федерации. Система технических регламентов и стандартов. А.В. Рубцов, СВ. Загоруйко, изд-во «Известия» Управления делами Президента РФ, 2005 год.

92. Рудык Н.Б. Конгломеративные слияния и поглощения. Серия: Современные финансы и корпоративное управление. М.: Дело, 2005.

-
93. Руководство к Своду знаний по управлению проектами: 3-е изд. (Руководство PMBOK®): Американский национальный стандарт ANSI/PMI 99-001-2004. М., 2005.
94. Рыбакова О.В. Бухгалтерский управленческий учет и управленческое планирование. — М.: Финансы и статистика, 2005.
95. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учеб. — 3-е изд. — М.: Инфра-М, 2005.
96. Сборник нормативных документов по проведению конкурса инновационных проектов «Наука — технология — производство — рынок» / Минпромнауки и технологий РФ. М., 2001.
97. Система исключает возможность размещения заказов без проведения конкурсов // В.В. Кумин и др. Приложение к информационно-аналитическому бюллетеню «Конкурсные торги». 2003. № 20 (137). Октябрь.
98. Система менеджмента качества: разработка и внедрение на основе международного стандарта ISO 9001:2000. С. В. Шарипов, Ю. В. Толстова. - СПб., изд-во «Питер», 2004 год.
99. Романов А.А. Система b2b-energo - прообраз будущего, журнал «Энергополис» № 3, 2007 г.
100. Слияния и поглощения. Сер. Классика Harvard Business Review. М.: Альбина Бизнес Букс, 2007.
101. Современные природоохранные технологии в электроэнергетике". М. Издательский дом МЭИ. 2007 г. (под общей редакцией Путилова В.Я.).
102. Современный экономический словарь. М.: ИНФРА, 2000.
103. Словарь-справочник менеджера.— М.: ИНФРА, 1996.
104. Сотникова Л.В. Бухгалтерская отчетность организации. — М.: ИПБР-БИНФА, 2005.
105. Сотникова Л.В. Реорганизация юридических лиц: правовые основы, бухучет, налогообложение. Сер. Бухгалтерский учет в целях налогообложения. М.: Налоговый вестник, 2006.

-
106. Суворова С.П., Парушева Н.В., Галкина Е.В. Международные стандарты аудита: учеб. пособие. — М.: Инфра-М, 2007.
107. Техническое регулирование. Теория и практика / под ред. В.Г. Версана.
108. Романов А.А. «Техническое регулирование для российской энергетики» журнал «Стандарты и качество» № 2, 2008 год.
109. Томпсон А.А. Стратегический менеджмент: концепции и ситуации. М.: Вильямс, 2007.
110. Тихомиров М.Ю. Акционерное общество: создание, реорганизация, ликвидация. М.: Изд-во Тихомирова, 2007.
111. Трофимов С.А. CRM для практиков. Второе дыхание отдела продаж. М.: АвтоКод, 2006.
112. Уайт Т. Чего хочет бизнес от IT: Стратегия эффективного сотрудничества руководителей бизнеса и IT-директоров / под ред. А.Н. Ковалевич; пер. с англ. А.Н. Поплавской. М.: Гревцов Паблишер, 2007.
113. Уильямсон О.И. Экономические институты капитализма. Фирмы, рынки и «отношенческая» контрактация: пер. с англ. — СПб.: Лениздат, 1996.
114. Управление качеством: учебник для вузов/ Европейский центр по качеству. Т. 1. Основы обеспечения качества / под ред. В.Н. Азарова. М.: 1999.
115. Федченко А.А., Одегов Ю.Г. Оплата труда и доходы. М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и Ко», 2004.
116. Финансовый менеджмент: теория и практика: учеб./ под ред. Е.С.Стойановой. — 5-е изд. — М.: Перспектива, 2005.
117. Щиборщ К.В. Бюджетирование деятельности промышленных предприятий России. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: ДиС, 2005.
118. Хаммер М., Чампи Дж. Реинжиниринг корпорации. Манифест революции в бизнесе. М.: Манн, Иванов и Фербер, 2005.
119. Хлебников В.В. Рынок электроэнергетики в России. М.: МО РФ, 2006.

120. Цапенко М.П. Измерительные информационные системы: структуры и алгоритмы, системотехническое проектирование. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985.

121. Штыков Д.В., Дашков С.Б. Роль совета директоров в организации закупочной деятельности // Управление компанией. 2005. № 10 (№ 53).

122. Эванс Ф.. Оценка компаний при слияниях и поглощениях. Создание стоимости в частных компаниях. М.: Альпина Бизнес Букс, 2007.

123. Экономика и управление энергетическими предприятиями / Басова Т.Ф. и др. / Под ред. Н.Н. Кожевникова. М.: АCADEMA, 2004.

124. Электронная коммерция: перспективы развития рынка продукции, услуг и технологий для электроэнергетики. Романов А.А., 2-ой международный форум «Топливо-энергетические ресурсы России», 2004 г.

125. Эленбоген Г.Н. Особенности проведения конкурсов для строительства объектов электроэнергетики / под. ред. Г.А. Салтанова. М.: ВИПКэнерго, 2005-12-13.

126. Эталонная модель НР по управлению информационными услугами / под ред. В.Ю. Дмитриева // Информационный бюллетень Jet Info. 2001. № 12.

127. 80 лет развития энергетики. От плана ГОЭЛРО к реструктуризации РАО «ЕЭС России» / под общ. ред. А.Б. Чубайса. М.: АО «Информэнерго», 2000.

128. Эффективное управление корпоративными закупками / Г.А. Сухадольский и др.; Под ред. Г.А. Сухадольского. М., СПб., 2007.

129. Эффективный юридический департамент: сост. О.А. Филимонова, М., Волтерс Клувер, 2007 // сер. Библиотека журнала «Корпоративный юрист».

130. Яковлев Р.А. Оплата труда в организации. М.: МЦФЭР, 2003.

131. ISO 9000 Introduction and Support Package: Guidance on the Concept and Use of the Process Approach for management systems. ISO/TC 176/SC 2/N 544R2(r), 2004.

132. Keller, Erik L. Enterprise Resource Planning. The changing application model // GartnerGroup, February 5, White paper, 1996.

133. Quality management principles and guidelines on their application. - ISO/TC 176/sc2/n 130—133, 1997.

К разделу IV

1. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. М.: Дело, 2002.

2. Дубинин С.К. Эпоха дефицитов /С.К. Дубинин // Экономическая политика — 2007. — № 2.

3. Лимитовский М.А. Инвестиционные проекты и реальные опционы на развивающихся рынках: 4-е изд. / М.А. Лимитовский. М.: ЮРАЙТ, 2008.

4. Макаров А.А. Электроэнергетика России в период до 2030 года: контуры желаемого будущего. М., Институт энергетических исследований РАН. 2007.

5. Медведева Е.А. Методы прогнозирования энергопотребления в новых экономических условиях // Известия РАН. Энергетика и транспорт. 1992. № 6.

6. Медведева Е.А., Никитин В.М. Энергопотребление и уровень жизни. Новосибирск, Наука, 1991.

7. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 31. Нормативные требования к надежности систем энергетики. Новосибирск: Наука, 1986.

8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. М.: Экономика, 2000.

9. Методы и модели разработки региональных энергетических программ / под ред. Б.Г. Санеева. Новосибирск: Наука, 2003.

10. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985.

11. Шевелев В., Клименко А.В. Экономика ядерного топливно-энергетического комплекса. М.: Изд-во РГТУ, 1996.

Федеральные законы РФ

1. Конституция Российской Федерации
2. Федеральный закон «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации» № 1488 от 26 июня 1991 г. в редакции от 25 февраля 1999 года № 39-ФЗ.
3. Гражданский кодекс Российской Федерации. Ч. 1 (Федеральный закон от 30 ноября 1994 г. № 51-ФЗ).
4. Федеральные законы № 35-ФЗ, № 6-ФЗ и № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (от 14.04.1995, с ред. 04.11.2007).
5. Федеральный закон «О бухгалтерском учете» (от 21.11.96 № 129-ФЗ).
6. Федеральный закон Налоговый кодекс (часть первая) (от 31.07.98 № 146-ФЗ).
7. Федеральный закон об иностранных инвестициях в РФ № 160-ФЗ от 9 июля 1999 г. в редакции от 08.12.2003 г.
8. Федеральный закон Налоговый кодекс (часть вторая) (от 05.08.00 № 117-ФЗ).
9. Федеральный закон «Об аудиторской деятельности» (от 07.08.01 № 119-ФЗ).
10. Федеральный закон РФ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» (от 26.03.2003 г. № 36-ФЗ).

11. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (от 10.01.2002. № 7-ФЗ).

12. Федеральный закон РФ «О стандартизации» от 10 июня 1993 № 5154-1 (с изменениями от 12.95, 30 декабря 2001 г., 10 июля 2002, 25 июля 2002, 10 января 2003).

13. Федеральный Закон Российской Федерации № 128-ФЗ от 4 ноября 2004 года «О ратификации Киотского протокола к рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата».

14. Федеральный закон № 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» (от 04.11.2007).

15. Рамочная конвенция ООН об изменении климата (далее РКИК ООН)
<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convru.pdf>

16. Киотский протокол к РКИК ООН
http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php

17. Решение 16/CP.7 (Руководящие принципы для осуществления статьи 6 Киотского протокола) 7-ой сессии Конференции Сторон РКИК ООН (Марракешское соглашение)
<http://unfccc.int/resource/docs/russian/cop7/cp713a02r.pdf#page=5>

18. Решение 9/СМР.1 (Руководящие принципы для осуществления статьи 6 Киотского протокола) 11-сессии Конференции Сторон РКИК ООН, действующей в качестве совещания Сторон Киотского протокола
<http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/rus/08a02r.pdf#page=3>

19. Решение 10/СМР.1 (Осуществление статьи 6 Киотского протокола) 11-сессии Конференции Сторон РКИК ООН, действующей в качестве совещания Сторон Киотского протокола
<http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/rus/08a02r.pdf#page=16>

20. Методологии утверждения Исполнительным Комитетом по механизму чистого развития при РКИК ООН в энергетической отрасли

(<http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html>)

21. Федеральный закон «Об акционерных обществах» от 26.12.1995 г. №208-ФЗ (в ред. от 29.04.2008 г., с изм. от 13.10.2008).

Постановления Правительства РФ

1. Постановления Правительства РФ от 13 августа 1997 г. № 1013 «Об утверждении перечня товаров, подлежащих обязательной сертификации, и перечня работ и услуг, подлежащих обязательной сертификации».

2. Постановление Правительства РФ от 06.03.98 № 283 «Об утверждении программы реформирования бухгалтерского учета в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности».

3. Постановление Правительства Российской Федерации от 11.07.2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации».

4. Постановление Правительства РФ от 01.01.02 № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

5. Постановление Правительства РФ от 29.03.02 № 190 «О лицензировании аудиторской деятельности».

6. Постановление Правительства РФ от 23.09.02 № 696 «Об утверждении федеральных правил (стандартов) аудиторской деятельности».

7. Постановление Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (в ред. постановлений Правительства РФ от 01.02.2005 г. № 49, от 16.02.2005 г. № 81, от 15.04.2005 г. № 219, от 17.10.2005 г. № 620, от 07.11.2005 г. № 661, от 11.11.2005 г. № 676, от 31.08.2006 г. № 529, от 29.12.2006 г. № 830, от 07.04.2007 г. № 205).

8. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 г. № 792 «О перечне услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России».

9. Постановление Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» от 26 февраля 2004 г. № 109 (в ред. постановлений Правительства РФ от 31.12.2004 г. № 893, от 17.10.2005 г. № 620, от 11.11.2005 г. № 676, от 07.12.2005 г. № 738, от 29.05.2006 г. № 330, от 31.08.2006 г. № 529, от 31.08.2006 г. № 530, от 29.12.2006 г. № 830, от 21.03.2007 г. № 168, от 07.04.2007 г. № 205).

10. Постановление Госкомстата России № 50 от 3 ноября 2004 года «Об утверждении порядка заполнения форм статистического наблюдения № П-2 «Сведения об инвестициях».

11. Постановления Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

12. Постановления Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказании этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказании этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам Администратора торговой системы оптового рынка и оказании этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям».

13. Постановления Правительства РФ от 6 мая 2005 г. № 291 «Об утверждении положения о лицензировании деятельности по продаже энергии гражданам».

14. Постановление Правительства РФ от 7 декабря 2005 г. № 738 «О порядке формирования источника средств на услуги по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования объектов по производству электрической энергии (мощности) в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности».

15. Постановление Госкомстата России № 64 от 26 августа 2005 года «Об утверждении порядка заполнения форм статистического наблюдения № 1-Инвест «Сведения об Инвестициях в Россию из за рубежа».

16. Постановление Правительства РФ № 530 от 31.08.2006г «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».

17. Постановление Правительства РФ № 706 от 30.11.06. «О мерах по обеспечению проведения обязательного аудита».

18. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 мая 2007 г. №332 «О порядке утверждения и проверки хода реализации проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата»
<http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/myconnect/economvlib/mert/welcome/economy/kiorealize/normacts/>

Приказы Министерств РФ

1. Приказ Минфина от 29.07.98 № 34н «Об утверждении положения по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации».

2. Приказ Минфина от 09.12.98 № 60н «Об утверждении положения по бухгалтерскому учету «Учетная политика организации» ПБУ 1/98».

3. Приказ Минфина от 06.05.99 № 33н «Об утверждении положения по бухгалтерскому учету «Расходы организации» ПБУ 10/99».

4. Приказ Минфина от 06.07.99 № 43н «Об утверждении положения по бухгалтерскому учету «Бухгалтерская отчетность организации» (ПБУ 4/99)».

5. Приказ Минфина от 31.10.00 № 94н «Об утверждении плана счетов бухгалтерского учета финансово-хозяйственной деятельности организаций и инструкции по его применению».

6. Приказ Минфина от 30.03.01 № 26н «Об утверждении положения по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01».

7. Приказ Минфина от 09.06.01 № 44н «Об утверждении положения по бухгалтерскому учету «Учет материально-производственных запасов» ПБУ 5/01».

8. Приказ Минфина от 28.12.01 № 119н «Об утверждении методических указаний по бухгалтерскому учету материально-производственных запасов».

9. Приказ Минфина от 26.12.02 № 135н «Об утверждении методических указаний по бухгалтерскому учету специального инструмента, специальных приспособлений, специального оборудования и специальной одежды».

10. Приказ Минфина РФ от 22.05.03 г. № 67н «О формах бухгалтерской отчетности организаций».

11. Приказ Минфина от 01.07.04 № 180 «Об одобрении концепции развития бухгалтерского учета и отчетности в Российской Федерации на среднесрочную перспективу».

12. Приказ ФСТ РФ от 26.07.2005 г. № 320-э/1 «Об утверждении порядка и условий оплаты услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России».

13. Приказы Минфина РФ от 18.09.06 г. № 115н и 116н «О внесении изменений в нормативные правовые акты по бухгалтерскому учету».

14. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации № 121 и Министерства экономического развития и торговли Российской Федерации № 148 от 7 мая 2007 года «Об утверждении порядка формирования и ведения российского реестра углеродных единиц»

<http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/myconnect/economylib/mert/welcome/economy/kiorealize/normacts/>

15. Приказ Минэкономразвития России № 422 от 30 ноября 2007 г. «Об утверждении лимитов величины сокращения выбросов парниковых газов»

<http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/myconnect/economylib/mert/welcome/economy/kiorealize/normacts/>

16. Приказ Минэкономразвития России № 424 от 30 ноября 2007 г. «Об утверждении Положения о Комиссии по рассмотрению заявок об утверждении проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата»

<http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/myconnect/economylib/mert/welcome/economy/kiorealize/normacts/>

17. Приказ Минэкономразвития России № 444 от 20 декабря 2007 г. «Об утверждении Методических указаний по рассмотрению проектной документации»

<http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/myconnect/economylib/mert/welcome/economy/kiorealize/normacts/>

18. Приказ Минэкономразвития России № 21 от 1 февраля 2008 г. «Об утверждении состава Комиссии по рассмотрению заявок об утверждении проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата»

<http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/myconnect/economylib/mert/welcome/economy/kiorealize/normacts/>

19. Приказ Минэкономразвития России № 52 от 22.02.2008 г. «Об утверждении формы паспорта проекта, осуществляемого в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата»

<http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/myconnect/economylib/mert/welcome/economy/kiorealize/normacts/>

20. Приказ Минэкономразвития России от 14.03.2008 г. № 70 «Об утверждении перечня независимых экспертных организаций»

<http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/myconnect/economylib/mert/welcome/economy/kiorealize/normacts/>

21. Приказ Минэкономразвития России № 248 от 15.08.2008 г. «Об утверждении типовых показателей эффективности проектов и их предельных значений»

<http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/myconnect/economylib/mert/welcome/economy/kiorealize/normacts/>

22. Приказ Минэкономразвития России № 271 от 10.09.2008 г. «Об утверждении состава Комиссии по рассмотрению заявок об утверждении проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата»
<http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/myconnect/economylib/mert/welcome/economy/kiorealize/normacts/>

23. «Тарифно-квалифицированный справочник работ и профессий рабочих электроэнергетики». Постановление правительства Минтруда РФ от 12 марта 1999 г. №5.

24. «Квалифицированный справочник должностей руководителей, специалистов и служащих организаций электроэнергетики». Постановление Минтруда РФ от 29.01.2004 г.

25. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России № 277 от 30 июня 2003 г.

26. Рекомендация по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Утверждены Приказом Минэнерго России № 284 от 30 июня 2003 г.

27. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Утверждены Приказом Минэнерго России № 288 от 30 июня 2003 г.

28. Энергетика России. Стратегия развития М., Минэнерго РФ, 2003.

Методические указания

1. Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, утвержденные приказом ФСТ России от 21.03.2006 г. № 56-э/1 (в ред. Приказа ФСТ РФ от 22.12.2006 г. № 472-э/32).

2. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России № 277 от 30 июня 2003 г.

3. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденные приказом ФСТ РФ от 06 августа 2004 г. № 20-э/2 (в ред. Приказов ФСТ РФ от 23.11.2004 г. № 193-э/11, от 14.12.2004 г. № 289-э/15, от 28.11.2006 г. № 318-э/15, от 30.01.2007 г. № 14-э/14).

4. Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, утвержденные приказом ФСТ РФ от 24 августа 2004 г. № 45-э/4с изменениями и дополнениями, внесенными Приказом ФСТ России от 24 мая 2005 г. (в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 г. № 211-э/1).

5. Методические указания по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность от 5 июля 2005 г. № 275-э/4.

6. Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденные Приказом ФСТ РФ от 15 февраля 2005 г. № 22-э/5 (в ред. Приказов ФСТ РФ от 24.01.2006 г. № 5-э/5, от 14.11.2006 г. № 275-э/10).

7. Методические указания по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии, утвержденными приказом ФСТ России от 24 ноября 2006 г. № 302-э/5.

8. Сайт Энергетического углеродного фонда www.carbonfund.ru

9. «Трудовой кодекс российской федерации» от 30 декабря 2001 года № 197-ФЗ (в ред. от 22.07.2008 г.)

10. «Отраслевое тарифное соглашение в электроэнергетике РФ на 2009-2011 гг.» Москва, 2008 г.

