





Публичное акционерное общество
«Российские сети»



ПОБЕДИТЕЛЬ
Всероссийского конкурса
рукописей учебной,
научно-технической
и справочной литературы
по энергетике 2017 года

*Книга издана
при поддержке
Публичного акционерного общества
«Российские сети»*

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

Н.Д. Рогалев, Б.К. Максимов, В.В. Молодюк

СОВРЕМЕННАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ И РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Рекомендовано федеральным учебно-методическим объединением
в системе высшего образования по укрупненным группам специальностей
и направлений подготовки 13.00.00 «Электро- и теплоэнергетика»
в качестве учебного пособия для реализации
основных образовательных программ высшего образования
по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника»

Издание третье, переработанное и дополненное

Москва
Издательство МЭИ
2018

УДК 621.317

ББК 31.2

Р 59

Рецензенты: канд. техн. наук, директор по энергетическим рынкам АО «СО ЕЭС» А.М. Катаев;
канд. техн. наук, ученый секретарь научно-технической коллегии НП НТС ЕЭС Я.П. Исамухаметов

Рогалев, Н.Д.

Р 59 Современная электроэнергетика России и рынок электроэнергии: учеб. пособие / Н.Д. Рогалев, Б.К. Максимов, В.В. Молодков. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2018. – 204 с.

ISBN 978-5-7046-1945-1

Рассмотрены основные принципы и этапы создания электроэнергетики России. Представлена Единая энергетическая система России. Описаны цели и задачи реформирования отрасли. Показана необходимость акционирования предприятий и приватизации тепловой энергетики.

Представлена современная структура электроэнергетики России после проведения реформ. Рассмотрены основы управления акционерными обществами электроэнергетики. Представлена производственно-финансовая деятельность предприятия электроэнергетики и способы привлечения инвестиций на развитие акционерного общества электроэнергетики.

Описаны причины создания рынка электроэнергии. Показаны особенности формирования рынка электроэнергии как особого вида товара. Описана структура рынка электроэнергии и мощности в России. Рассмотрена организация работы оптового и розничного рынков электроэнергии.

Перечислены цели государства на рынке электроэнергии. Описаны принципы государственного регулирования тарифов на электрическую энергию. Представлена законодательная и нормативная основа регулирования тарифов в России.

Обсуждены основные модели рынка электроэнергии с различной степенью государственного участия. Описаны рынки электроэнергии в разных странах.

Для студентов вузов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника», а также для преподавателей, аспирантов и инженерно-технических работников, для слушателей курсов подготовки, переподготовки и повышения квалификации.

УДК 621.317

ББК 31.2

© Рогалев Н.Д., Максимов Б.К.,
Молодков В.В., 2018

© Национальный исследовательский
университет «МЭИ», 2018

ISBN 978-5-7046-1945-1

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	7
Глава первая	
СОВРЕМЕННАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ: ПРИНЦИПЫ И ЭТАПЫ ЕЕ СОЗДАНИЯ	8
1.1. Принципы и важнейшие этапы создания электроэнергетики России.....	8
1.2. Современная структура электроэнергетики России	23
1.3. Государственные и частные энергетические компании.....	32
1.4. Единая энергетическая система России	35
1.5. Основные документы, определяющие развитие электроэнергетики России.....	38
Темы проверочных самостоятельных работ по главе 1.....	43
Глава вторая	
АКЦИОНЕРНЫЕ ОБЩЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ..	46
2.1. Акционерная форма управления деятельностью обществ электроэнергетики.....	46
2.2. Маркетинг в электроэнергетике.....	52
2.3. Производственно-финансовая деятельность акционерного общества электроэнергетики.....	57
Темы проверочных самостоятельных работ по главе 2.....	66
Глава третья	
РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	68
3.1. Причины создания рынка электроэнергии.....	68
3.2. Рынок совершенной конкуренции.....	73
3.3. Рынок электроэнергии – рынок несовершенной конкуренции.....	84
3.4. Особенности создания рынка электрической энергии в России.....	94
3.5. Виды деятельности на рынке электроэнергии России и организации, их осуществляющие.....	97

3.6. Организация работы рынка электроэнергии по времени принятия решений.....	106
3.7. Работа ТЭЦ на рынке электроэнергии и тепла.....	118
Темы проверочных самостоятельных работ по главе 3.....	128

Глава четвертая

ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	132
4.1. Цели государственного регулирования на рынке электроэнергии.....	132
4.2. Органы государственного регулирования тарифов на электроэнергию в России.....	137
4.3. Законодательная и нормативная основа государственного регулирования тарифов на электроэнергию в России.....	138
4.4. Модели рынка электроэнергии с различной степенью участия государства.....	140
Темы проверочных самостоятельных работ по главе 4.....	148

Глава пятая

РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА РУБЕЖОМ.....	150
5.1. Рынок электроэнергии Великобритании.....	150
5.2. Рынок электроэнергии США.....	158
5.3. Рынок электроэнергии Германии.....	170
5.4. Рынок электроэнергии Нидерландов.....	174
5.5. Рынок электроэнергии Скандинавии.....	176
Темы проверочных самостоятельных работ по главе 5....	187

Основные определения.....	189
----------------------------------	------------

Список литературы.....	199
-------------------------------	------------

ПРЕДИСЛОВИЕ

В России завершена реформа электроэнергетики, создан оптовый рынок электроэнергии. Вертикальная система управления электроэнергетикой сменилась системой отношений акционерных обществ электроэнергетики.

Одна из главных трудностей, с которой столкнулась отрасль после проведения реформ, – это возникшее противоречие интересов между технологическим единством работы объектов электроэнергетики и рыночным характером отношений между ними. С одной стороны, все элементы электроэнергетики должны работать согласованно по единым технологическим правилам, с другой, – интересы компаний направлены на повышение, прежде всего, эффективности своей работы и прибыли.

Сейчас в отрасли в различных видах деятельности (производство электроэнергии, ее передача и распределение, регулирование режимов, сбыт) работают десятки тысяч хозяйствующих предприятий (организаций), которые оформлены в виде акционерных обществ и самостоятельно решают проблемы своего функционирования и развития. Государство в лице федеральных органов исполнительной власти (министерств, ведомств, комиссий и др.) и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации регулирует их деятельность.

В настоящее время перед отраслью стоят следующие наиболее важные задачи: разработка нормативных правовых актов регулирования развития и функционирования электроэнергетики, совершенствование оптового рынка электроэнергии (мощности), создание розничных рынков электроэнергии, включение тепловой энергии в совместный розничный рынок электроэнергии и тепла и др.

Книга является третьим исправленным и дополненным изданием учебного пособия «Электроэнергетика России после проведения реформ и основы рынка электроэнергии», опубликованного в Издательском доме МЭИ в 2016 г. Материал учебного пособия состоит из пяти глав, объединенных одной крупной темой – современная электроэнергетика России и рынок электроэнергии.

Учебное пособие адресовано студентам вузов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника», преподавателям, аспирантам и инженерно-техническим работникам, слушателям курсов подготовки, переподготовки и повышения квалификации.

Авторы

ГЛАВА ПЕРВАЯ

СОВРЕМЕННАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ: ПРИНЦИПЫ И ЕЕ ЭТАПЫ СОЗДАНИЯ

1.1. Принципы и важнейшие этапы создания электроэнергетики России

Современная электроэнергетика нашей страны была создана в период существования СССР в результате упорного труда советских людей.

В основу создания отечественной электроэнергетики были заложены следующие основные принципы [1,2]:

- опережающее развитие электроэнергетики для обеспечения электроэнергией будущих промышленных предприятий и населения;
- строительство крупных районных электростанций, снабжающих электроэнергией всех потребителей независимо от их ведомственной принадлежности. Средние и небольшие электростанции строятся в дополнение к крупным электростанциям;
- объединение электростанций для совместной работы вначале на территории районов, а затем и создание объединенных энергосистем (ОЭС). Создание Единой энергетической системы (ЕЭС) страны;
- единое диспетчерское управление режимами работы электростанций и линий электропередачи (ЛЭП);
- преимущественное развитие теплофикации на основе строительства крупных ТЭЦ;

- выпуск серийных агрегатов (котлов, турбин, генераторов, оборудования ЛЭП);
- создание мощной отечественной отрасли энергетического машиностроения и электротехнической промышленности;
- единые правила и стандарты проектирования, строительства и эксплуатации энергетических объектов (электростанций, подстанций, ЛЭП) и энергосистем;
- постоянное повышение параметров пара (температуры пара и давления) для увеличения КПД электростанций и рост напряжения ЛЭП.

Развитие электроэнергетики в нашей стране (вначале в СССР, а потом и в России) можно условно поделить на три основных периода, различающихся принципами государственного управления функционированием и развитием отрасли, способами финансирования ее развития (табл. 1.1):

- от плана ГОЭЛРО до 1991 г.;
- период реформирования отрасли 1992–2007 гг.;
- период после 2008 г. (период после ликвидации ОАО «РАО ЕЭС России»).

Таблица 1.1

Этапы развития электроэнергетики и их основные характеристики

Этап развития	Принципы управления функционированием и развитием отрасли		
	характеристика управления	органы управления	источники финансирования развития
Период СССР. От ГОЭЛРО до 1991 г.	Вертикальная структура управления	Минэнерго СССР. Центральное диспетчерское управление СССР	Бюджет государства

Этап развития	Принципы управления функционированием и развитием отрасли		
	характеристика управления	органы управления	источники финансирования развития
1992–2007 гг. Распад СССР. Акционирование предприятий отрасли, создание оптового рынка электроэнергии	Государственное регулирование. Договорные отношения между акционерными обществами	Митопэнерго России. ОАО «РАО ЕЭС России». Системный оператор	Составляющая в тарифе на развитие отрасли (абонентная плата ОАО «РАО ЕЭС России»)
С 2008 г. по настоящее время. Приватизация тепловых генерирующих мощностей. Развитие рынка электроэнергии	Государственное регулирование. Договорные отношения между акционерными обществами	Минэнерго России. Системный оператор	Для государственных компаний – бюджет, прибыль и договоры о предоставлении мощности (ДПМ). Для частных генерирующих компаний – прибыль и ДПМ

От плана ГОЭЛРО до 1991 г. ГОЭЛРО (Государственная комиссия по электрификации России) – орган, созданный для разработки проекта электрификации России. Это был первый в мире план развития экономики страны на основе энергетики.

К работе Комиссии были привлечены около 200 ученых и инженеров. Комиссией руководил **Г.М. Кржижановский**. В последующих государственных планах и программах развития экономики сохранялась ведущая роль электроэнергетики как базы для развития всего народного хозяйства России.

В декабре 1920 г. разработанный Комиссией план был одобрен 8-м Всероссийским съездом Советов, а через год его утвердил 9-й Всероссийский съезд Советов [1].

Государственный план электрификации России предусматривал сооружение 20 тепловых (ТЭС) и 10 гидроэлектростанций (ГЭС) районного типа общей мощностью 1750 МВт (включая 250 МВт уже существующих) для централизованного электроснабжения потребителей независимо от их ведомственной принадлежности.

Принцип опережающего развития электроэнергетики был заложен уже в плане ГОЭЛРО. Этот план, несмотря на свое название – электрификация России – был планом развития всей экономики страны на основе электрификации. ГОЭЛРО предусматривал также и возведение предприятий – будущих потребителей электроэнергии.

Среди них – основа отечественного танкостроения – Сталинградский тракторный завод, заложенный в 1927 г. В рамках плана ГОЭЛРО также началось освоение Кузнецкого угольного бассейна, вокруг которого возник новый промышленный район. Был построен Электростанция в Москве, который эффективно работает и сейчас. Позже аналогичные производства открылись в Саратове, Ростове и других городах.

Для электрификации народного хозяйства была выбрана генеральная линия на сооружение крупных районных электростанций (ГРЭС), сооружение же относительно мелких электростанций местного значения являлось только дополнением этой генеральной линии. В плане ГОЭЛРО в крупных промышленных центрах намечалось образование районных электроэнергетических систем на основе совместной работы электростанций на общую нагрузку. Объединение электростанций и центров электропотребления единой сетью высокого напряжения было одной из основных принципов плана ГОЭЛРО. Планом ГОЭЛРО предусматривалось также возведение крупных ГЭС на Волге, хотя в действительности их строительство началось только в 50-е гг.

Первыми решили строить Каширскую и Шатурскую электростанции по соседству с Москвой. На это послали комсомоль-

цев, военных и рабочих с бездействующих заводов. Голодные и раздетые люди работали по 18 часов в сутки. Каширская электростанция мощностью 12 МВт, работавшая на подмосковном угле, была открыта в июне 1922 г. Тогда же построили первую в стране ЛЭП, по которой электричество доставлялось из Каширы в Москву.

Электростанции также были построены в крупных промышленных центрах (Ленинградском, Московском, Донцком) и в промышленных узлах (Ивано-Вознесенском, Горьковском, Казанском и Свердловском), а также на Кавказе.

За десять лет, на которые был рассчитан план ГОЭЛРО, он был перевыполнен. Производство электроэнергии в СССР в период 1925–1940 гг. росло небывалыми темпами: с 2,9 до 48,3 млрд кВт·ч. Установленная мощность электростанций за этот же период увеличилась с 1,4 до 11,2 млн кВт.

Принцип объединения электростанций для совместной работы вначале на территории районов, а затем и создания ОЭС последовательно выполнялся и в дальнейших планах развития отрасли. Так, в пятилетнем плане на 1932–1937 гг. была реализована задача объединения районных электроэнергетических систем (РЭС) в ОЭС. Были объединены Московская, Горьковская и Ивановская системы, а также Донбасская и Ростовская; в последующем первая межсистемная линия электропередачи 220 кВ связала Донцкую и Днепровскую системы. Начало создания Единой энергетической системы (ЕЭС) относится к 1940 г., когда была включена первая межсистемная линия 220 кВ Днепр – Донбасс.

В годы Великой отечественной войны была полностью разрушена промышленность и энергетика Белоруссии, Украины и западных районов России. Большая часть промышленных предприятий и электростанций были перебазированы в восточные районы России, Урала, Казахстана и Средней Азии, в послевоенные годы они стали точками роста промышленности в этих регионах. Уже с 1942 г. началось восстановление энергетики. В 1944 г. было создано ОДУ Юга, в 1945 г. – ОДУ Центра, а уже в 1946 г. установленная мощность электростанций достигла довоенного уровня.

Уже в 1945 г. производство электроэнергии в СССР превысило довоенный уровень, а в 1947 г. по этому показателю страна вновь вышла на второе место в мире. Запасы «живучести» отрасли позволили пережить чернобыльскую катастрофу 1996 г., период развала экономики в 90-х гг. прошлого столетия, а также кризис экономики страны.

В послевоенный период целесообразность принципа преимущественного сооружения крупных районных электростанций стала еще более очевидной. В пятилетие 1946–1950 гг. в СССР было введено 8,5 млн кВт, в 1951–1955 гг. – 18 млн кВт, а в 1956–1960 гг. – 30 млн кВт. Такая программа ввода новых мощностей, естественно, могла быть реализована только при вводе крупных электростанций. Наибольшее развитие в этот период получили паротурбинные тепловые электростанции (ТЭС), работающие на органическом топливе (угле и газе).

Преимущественное развитие теплофикации на основе строительства крупных теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) также является одним из основных принципов развития отечественной электроэнергетики. По уровню развития теплофикации Советский Союз занимал первое место в мире. Еще в 1931 г. было принято решение о широком строительстве мощных ТЭЦ, а к 1940 г. в стране уже действовало около 100 ТЭЦ общей мощностью 2 млн кВт, отпуск тепла составлял 24 млн Гкал, а протяженность тепловых сетей достигла 650 км.

Теплофикация — производство тепловой и электрической энергии в едином технологическом процессе комбинированного производства на основе теплового потребления без сброса тепла в окружающую среду. Основным условием эффективной работы ТЭЦ является требование максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, для чего необходима длительная загрузка отборов турбин ТЭЦ по отпуску тепла. При снижении же тепловой нагрузки экономичность выработки электроэнергии на ТЭЦ резко падает из-за необходимости пропускать неостребованный потребителем пар в конденсатор. Теплофикация позволяет сократить расход топлива на 20–25 %. Централизованные системы теплоснабжения существенно улучшают бытовые условия жизни населения.

Дальнейшее развитие теплофикации было связано с освоением высоких и сверхкритических параметров, увеличением единичных мощностей турбин и котлов, строительством ТЭЦ из блоков с мощностью более 100 МВт. В СССР была создана самая крупная в мире теплофикационная турбина мощностью 250/300 МВт на закритические параметры.

Одновременно с развитием централизации электроснабжения происходила концентрация мощностей электрических станций и рост протяженности высоковольтных сетей. Количественный и качественный скачок в развитии тепловой энергетики произошел в конце 50-х и в 60–70-х гг., когда был осуществлен переход к строительству ТЭС с серийными агрегатами единичной мощностью 150, 200, 300, 500 и 800 МВт.

Теплоснабжение – обеспечение теплом зданий и сооружений. Централизованное теплоснабжение базируется на использовании крупных районных котельных, характеризующихся большей экономичностью, чем мелкие отопительные установки. В отличие от теплофикации теплоснабжение не обеспечивает выработку электроэнергии на тепловом потреблении.

В 50-е гг. в связи с открытием крупных газовых месторождений на севере Западной Сибири было принято решение изменить топливный баланс электростанций в направлении резкого увеличения природного газа и нефтепродуктов (т. н. «газовая пауза»), что сняло остроту с топливоснабжением, однако затормозило развитие технологий сжигания угля на электростанциях.

Управление электроэнергетикой страны до 1991 г. происходило в условиях полной государственной собственности на все предприятия отрасли. Все электростанции и ЛЭП строились по государственным планам за счет средств государственного бюджета и принадлежали государству.

Для управления отраслью использовалась вертикальная схема: Министерство энергетики и электрификации СССР (Минэнерго СССР) – главные энергетические управления энергетики – районные энергетические управления – энергетические предприятия.

Эффективность текущей работы предприятий электроэнергетики обеспечивалась централизованным управлением режимами работы электростанций и электрических сетей, планированием и контролем их технико-экономических показателей. Развитие отрасли координировалось ЦК КПСС, Советом Министров СССР, материально-техническое снабжение обеспечивалось Госпланом СССР и Госснабом СССР.

Единое технологическое функционирование электроэнергетики в этот период обеспечивалась Центральным диспетчерским управлением (ЦДУ) и его территориальными филиалами – объединенными и районными диспетчерскими управлениями.

Основными организациями отрасли, обеспечивающими потребителей электрической энергией, были районные энергетические управления (РЭУ). В рамках РЭУ осуществлялась как вся основная хозяйственная деятельность на территории республик, краев, областей, так и оперативное диспетчерское управление электроснабжением всех потребителей, расположенных на территории. РЭУ были очень крупными предприятиями, в состав которых в качестве структурных подразделений входили электростанции, электрические и тепловые сети, сбыты. В период реформирования на основе РЭУ были созданы АО энергетики и электрификации, сохранившие те же функции и территории обслуживания.

Директивная система позволяла легко осуществлять перераспределение средств, полученных от деятельности предприятий электроэнергетики, исходя из интересов всего народного хозяйства страны, а экономические противоречия между производителями и потребителями без особого труда разрешались единым собственником – государством.

Бюджетное финансирование создавало благоприятные условия для масштабного развития отрасли. Возврат государству денежных средств, вложенных в строительство электростанций и ЛЭП из бюджета, не предусматривался. Государственный бюджет обеспечил возможность строительства таких крупных капиталоемких энергетических объектов, как ГЭС Волжско-Камского и Ангаро-Енисейского каскадов, а также тепловых и атомных электростанций большой мощности.

Новые электростанции размещались там, где производство электроэнергии было экономически выгодно с точки зрения народного хозяйства страны. К строительству объектов электроэнергетики привлекалось большое количество высококвалифицированных специалистов. Новые электростанции конденсационного типа (КЭС) назывались государственными (построенными на средства государственного бюджета) районными (обеспечивающими электроэнергией крупный район радиусом 500–600 км) электрическими станциями – ГРЭС.

Как правило, вместе с электростанциями строились новые города, крупные промышленные предприятия, потребляющие большие объемы электроэнергии, и создавалась инфраструктура.

В стране действовала развитая сеть научно-исследовательских институтов и научных подразделений при крупных проектных организациях, что позволяло разрабатывать новые технологии производства и передачи электроэнергии.

В СССР расчеты потребителей с энергосбытовыми организациями энергосистем осуществлялись по утвержденным Госкомцен СССР прейскурантным тарифам. Прямое государственное установление цен (тарифов) на электрическую энергию во времена существования СССР было вполне оправданным, так как отсутствовали экономические противоречия между производителями и потребителями электрической энергии, имущество которых принадлежало одному собственнику – государству.

Тарифы устанавливались одинаковыми для всех промышленных потребителей на всей территории страны на уровне 2 коп/(кВт·ч). Тарифы для населения также были едиными и составляли 4 коп/(кВт·ч). Для сельскохозяйственных и приравненных к ним потребителей действовал льготный (пониженный) тариф – ниже 4 коп/(кВт·ч).

Низкие тарифы не отягощали потребителей расходами на оплату электроэнергии и обеспечивали не только самоокупаемость отрасли, но и получение прибыли, достаточной для ее развития. Они были самыми низкими среди стран, у которых в структуре мощностей преобладают тепловые и атомные электростанции и соответствовали фактическим затратам по всей технологической «цепочке» производитель – потребитель.

Кризис экономики и создание акционерных обществ электроэнергетики. Неоднократно принимались попытки реформировать советскую систему управления в направлении большей самостоятельности и заинтересованности предприятий в результатах своей работы. Однако эти попытки не принесли результата. К 90-м гг. прошлого века советская электроэнергетика стала отставать в техническом отношении от электроэнергетики передовых стран.

Резкое снижение мировых цен на нефть, вызванное действиями США, которые активно вели против СССР «холодную войну», негативно отразилось на экономике СССР, построенной во многом на экспорте нефти и газа. Все это привело к экономическому спаду в стране.

Кризис экономики России в 90-х гг. прошлого века негативно отразился на электроэнергетике России. В 1991–1992 гг. из-за отсутствия бюджетных средств были остановлены все крупные стройки. Доходная часть бюджета собиралась на 55–60 % запланированных налоговых сборов, а сама налоговая база сократилась в несколько раз. Централизованное финансирование отрасли прекратилось из-за нехватки финансовых и материальных ресурсов. Значительно сократились вводы новых мощностей. Так, ввод новых мощностей с 1992 по 2006 гг. составил немногим более 20 млн кВт (в среднем 1,4 млн кВт в год), а это в 5 раз меньше среднегодовых вводов 60–80-х гг. прошлого столетия.

Под влиянием политических, социальных и экономических факторов были отпущены цены на уголь, продукты нефтепереработки, промышленное оборудование, работы, услуги и другие продукты производства, которые использовались для производства электроэнергии и тепла. Под давлением забастовок шахтеров накануне президентских выборов 1996 г. была приватизирована угледобывающая отрасль России, и цены на уголь ушли из-под контроля государства, стали рыночными и значительно возросли. Однако цены на газ, электроэнергию и тепло оставались под государственным контролем.

Энергетика оказалась в тяжелом финансовом положении: оборудование и уголь закупались по рыночным ценам, а

электроэнергия и тепло продавались по низким государственным ценам.

Гиперинфляция и неплатежи за поставляемые энергетические ресурсы нарушили финансово-экономическую деятельность энергокомпаний. Обесценивание основных фондов привело к занижению амортизационной составляющей тарифов, которую приходилось расходовать не на обновление оборудования, а на другие более насущные нужды.

Главным направлением государственной политики в период экономического кризиса и гиперинфляции было сдерживание роста тарифов на электрическую и тепловую энергию. В период резкого экономического спада тариф на электроэнергию на следующий период устанавливался умножением действующего тарифа на величину инфляции и на коэффициент 0,9. Это позволяло сдерживать инфляцию в стране, поддерживать промышленное производство, однако такая политика в отношении электроэнергетики привела к тому, что в отрасли перестали строиться новые электростанции и вводиться новые ЛЭП. Нарастало старение оборудования. Основная часть потребителей вообще перестала платить за электроэнергию.

За потребленную электроэнергию промышленные предприятия расплачивались так называемым «бартером», т. е. продукцией своего же производства: рыбой, грузовиками, лесоматериалами и т.п. Заработная плата сотрудникам энергетических предприятий подолгу не выплачивалась.

В этих тяжелых условиях Правительство РФ пошло на радикальные меры по осуществлению стратегической задачи сохранения отрасли и всей экономики России – срочно, начиная с 1992 г., акционировать основные отрасли промышленности с переводом их на самофинансирование.

Акционирование – создание на базе государственной собственности акционерных обществ (АО) с переходом государственного имущества в собственность акционеров. Государственная собственность отчуждается путем выпуска акций акционерного общества.

Приватизация – продажа акций АО физическим или юридическим лицам.

Создание ОАО «РАО ЕЭС России». Электроэнергетику России надо было срочно спасать. Указом Президента РФ № 923 от 15 августа 1992 г. «Об организации управления электроэнергетическим комплексом РФ в условиях приватизации» было создано Российское акционерное общество энергетики и электрификации. В уставный капитал ОАО «РАО ЕЭС России» были переданы самые крупные ТЭС единичной мощностью от 1000 МВт и ГЭС от 300 МВт суммарной мощностью 95 тыс. МВт, системообразующие ЛЭП, центральное и объединенные диспетчерские управления (ЦДУ и ОДУ), а также другие отраслевые предприятия и организации. Приватизация крупных электростанций была проведена в виде создания дочерних ОАО «РАО ЕЭС России» районных акционерных обществ электроэнергетики (АО-энерго) с передачей контрольного пакета акций в уставный капитал ОАО «РАО ЕЭС России». Такой порядок акционирования в форме холдинга (по отношению к АО-энерго) и владения крупными электростанциями позволил сохранить электроэнергетику России.

На территории субъектов РФ на базе РЭУ были образованы 74 АО-энерго и государственное унитарное предприятие (ГУП) «Татэнерго», обеспечивающие электроэнергией и теплом потребителей на соответствующей территории. В уставный капитал АО-энерго были включены электростанции, которые были расположены на территории, обслуживаемой этим АО-энерго (как правило, это были средние и небольшие электростанции, а также ТЭЦ). В уставный капитал АО-энерго также были включены воздушные и кабельные линии напряжением 6–220 кВ и некоторые ЛЭП напряжением 330 кВ.

АО-энерго непосредственно обслуживало всех потребителей электрической и тепловой энергии на территории соответствующего субъекта РФ заключая с ними прямые договоры энергоснабжения. Иными словами, за каждым АО-энерго была закреплена территория соответствующей республики, края, области, на территории которой это АО-энерго расположено. Так, например, АО «Томскэнерго» несло полную ответственность за энергоснабжение потребителей, расположенных на территории

Томской области, АО «Иркутскэнерго» – на территории Иркутской области и т. д.

Производственный потенциал ОАО «РАО ЕЭС России» составили тепловые и гидравлические электростанции общей установленной мощностью 156 млн кВт. В Холдинге было сосредоточено более 72 % установленной мощности электростанций России или 93 % установленной мощности ТЭС и 63 % установленной мощности ГЭС. Обслуживание электрических сетей, принадлежащих РАО «ЕЭС России», осуществлялось предприятиями электрических сетей – подразделениями РАО «ЕЭС России» – или персоналом региональных АО-энерго на условиях договора аренды с РАО «ЕЭС России».

Фактически РАО «ЕЭС России» в хозяйственном отношении заменило собой прежнее Минэнерго СССР, а АО-энерго – ранее существовавшие РЭУ. Для финансирования перешедших по наследству от Минэнерго СССР энергетических строек был установлен финансовый источник в виде инвестиционной составляющей стоимости услуг ОАО «РАО ЕЭС России» по обеспечению эксплуатации и развития ЕЭС России (абонентной платы). Этих средств хватало только на удержание строительных коллективов на стройках в минимально допустимом количестве.

Системы электроснабжения городов и населенных пунктов были переданы в местное (городское и муниципальное) управление с созданием территориальных сетевых организаций (ТСО).

В этот период электроэнергетика продолжала оставаться надежной базой поддержания экономики страны и социального положения граждан. Однако постепенно год за годом терялся «запас прочности», созданный в советское время (табл. 1.2). Нарастала проблема старения оборудования электростанций и электрических сетей. Ограничение мощностей по различным причинам (в основном за счет отсутствия топлива и неплательщиков) возросло в 2 раза.

Кризис экономики в эти годы продолжался, хотя страна постепенно выходила из него. В значительной мере за счет электроэнергетики в стране поддерживалась промышленность, хотя потребление электроэнергии снизилось. В результате сокраще-

ния финансирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в 15 раз было потеряно время для развития передовых технологий [3].

Таблица 1.2

**Основные показатели российской электроэнергетики
накануне ликвидации ОАО «РАО «ЕЭС России» (2007 г.)
в сравнении с советской электроэнергетикой (1990 г.)**

Показатель	Размерность	Годы	
		1990	2007
Вводы мощностей	млн кВт/г.	4,9	2,2
Ограничение мощностей	млн кВт	12	28
Численность специалистов-ремонтников	тыс. чел.	40	7
Потери электроэнергии	%	8,2	14
Удельный расход топлива	г у.т/(кВт·ч)	311,9	333,5
Тариф на электроэнергию для промышленных предприятий (в сопоставимых ценах)	цснт/(кВт·ч)	1,2	5,7
Финансирование научных работ	млн долл.	150	10
Доля отечественного оборудования на новых объектах	%	99	35
Износ основных фондов	%	40,6	56,4
Доля транспортной составляющей в тарифе на электроэнергию	%	20	60*
Численность эксплуатационного персонала	тыс. чел.	545	710*
Коэффициент использования мощности	%	57,2	51,9
Оплата топ-менеджеров компаний (превышение над средней оплатой)	разы	3 – 5	70 – 100

* данные за 2012 г.

Приватизация тепловых генерирующих мощностей. Ввод мощностей в этот период оставались низкими. Ограничение мощностей по различным причинам (в основном за счет отсутствия топлива и платежей) возросло в 2 раза. В этих условиях Правительство РФ пошло на реформирование электроэнергетики.

Правительство РФ выпустило постановление № 526 от 11 июля 2001 г. «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» и распоряжение № 1040-р от 3 августа 2001 г. в котором утвердило план мероприятий реформирования электроэнергетики. В соответствии с указанным постановлением Правительство РФ поставило задачу – создать на базе имущества ОАО «РАО «ЕЭС России» оптовые и территориальные генерирующие компании с приватизацией тепловой энергетики [4,5].

Целесообразность приватизации тепловых электростанций обосновывалась необходимостью привлечения частных инвестиций на основе либерализации торговли электроэнергией.

С 1 июля 2008 г. РАО ЕЭС России прекратило свое существование, и на его основе были созданы оптовые генерирующие компании (ОГК), территориальные генерирующие компании (ТГК), ОАО «Федеральная сетевая компания» (ОАО «ФСК»), ОАО «Системный оператор – Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»), компании магистральных и распределительных электрических сетей.

После ликвидации ОАО «РАО ЕЭС России» отрасль пошла по пути создания рынка электроэнергии.

Ввод новых мощностей электростанций в нашей стране в течение многих лет падали. Выход из критического положения был найден в механизме соглашения между Правительством РФ и генерирующими компаниями в форме заключения договоров о предоставлении мощности (ДПМ).

Договор о предоставлении мощности – договор между генерирующей компанией и Правительством РФ о вводе новой мощности в установленный договором срок на определенной территории с тарифом, обеспечивающим окупаемость проекта.

Правительство РФ в соответствии с ДПМ берет на себя обязательство установить для этой компании такой тариф на ее электроэнергию, который не только обеспечит возврат вложенных

средств в развитие мощностей, но и позволит получить достойную прибыль на вложенный капитал.

Управление тарифами. В 1995 г. Государственной думой РФ были приняты законы «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и «О естественных монополиях», которые заложили основы системы государственного регулирования тарифов в России. В 1996 г. было принято постановление Правительства РФ № 793 от 12.07.1996 г. «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)» и создан оптовый рынок электрической энергии и мощности.

С 1996 г. стала работать Федеральная энергетическая комиссия (ФЭК) России – федеральный орган исполнительной власти по управлению тарифами, а в субъектах РФ ценовое регулирование в этот период было поручено региональным энергетическим комиссиям (РЭК), которые до сих пор входят в аппарат администраций субъектов РФ, но в методическом отношении расчета тарифов подчинялись ФЭК России. В 2004 г. ФЭК России была преобразована в Федеральную службу по тарифам (ФСТ), а в 2015 г. правовое регулирование тарифами передали в Федеральную антимонопольную службу.

1.2. Современная структура электроэнергетики России

Производственную основу российской электроэнергетики сейчас составляют более 700 электростанций общей мощностью 245,8 млн кВт и ЛЭП протяженностью более 2,5 млн км. В структуре генерирующих мощностей электростанций преобладают тепловые электростанции (ТЭС), доля которых в установленной мощности составляет 68 %, атомные (АЭС) – 11 % и гидравлические (ГЭС) – 21 %. Основная часть мощностей ТЭС Европейской части страны (включая Урал) работают на газе, а в восточной части страны (в Сибири и на Дальнем Востоке) 80 % электростанций потребляют уголь.

Самой крупной ТЭС в мире является Сургутская ГРЭС-2 установленной мощностью 4,8 млн кВт, работающая на природном газе. Из электростанций, работающих на угле, наибольшая установленная мощность у Рефтинской ГРЭС (3,8 млн кВт). К крупнейшим российским ТЭС относятся также Сургутская ГРЭС-1 и Костромская ГРЭС, каждая мощностью свыше 3 млн кВт.

Современная структура электроэнергетики России представлена на рис. 1.1.



Рис. 1.1. Современная структура электроэнергетики России

Производство электроэнергии обеспечивают электростанции, объединенные в следующие генерирующие компании:

- оптовые генерирующие компании (ОГК);
- территориальные генерирующие компании (ТГК);
- ПАО «РусГидро»;
- АО «Концерн Росэнергоатом» (электроэнергетический дивизион Госкорпорации «Росатом»);
- ПАО «Интер РАО»;

- дивизион «Дальний Восток» ПАО «РусГидро» (бывшая Дальневосточная энергетическая компания – ПАО «РАО Энергетические системы Востока»);

- неререформированные АО-энерго;
- прочие генерирующие компании.

Оптовые генерирующие компании. Принципы формирования ОГК состоят в следующем:

- значительный масштаб компании: установленная мощность ОГК должна быть в пределах 8,5–22 ГВт;
- сопоставимые стартовые условия вступления ОГК на оптовый рынок (по установленной мощности, стоимости активов, износу оборудования, экономичности электростанций);
- экстерриториальный принцип создания ОГК: станции одной ОГК должны располагаться в различных регионах страны.

При создании ОГК стремились избежать появления монополистов в сфере производства электроэнергии и обеспечить максимально возможное выравнивание стартовых условий хозяйствования этих компаний. Так, например, в состав ОГК-1 (ОАО «Первая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии») вошли следующие электростанции: Верхнетагильская ГРЭС, Пермская ГРЭС, Каширская ГРЭС-4, Ириклинская ГРЭС, Нижневартовская ГРЭС, Уренгойская ГРЭС, а в состав ОГК-2 – Псковская ГРЭС, Ставропольская ГРЭС, Троицкая ГРЭС, Серовская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1. Как видно из приведенных примеров, все электростанции ОГК-1 и ОГК-2 расположены в различных субъектах РФ и не сосредоточены на одной территории. Такой принцип формирования обеспечивает снижение возможностей для монопольных злоупотреблений на оптовом рынке электроэнергии. Данные об установленной мощности ОГК, состава их электростанций и основных владельцах приведены в табл. 1.3.

Территориальные генерирующие компании. На основе имущества бывших АО-энерго было создано 15 территориальных генерирующих компаний (ТГК) – самостоятельных участников оптового и розничного рынков электроэнергии.

Последней из них в 2010 г. была создана ТГК-16, включившая в свой актив ТЭЦ на территории Республики Татарстан (порядковый номер 16 получила по номеру региона – Республики Татарстан).

Принципы формирования территориальных генерирующих компаний состоят в следующем:

- основой создания ТГК являются региональные генерирующие компании, выделенные из АО-энерго;
- объединение электростанций в ТГК по территориальному признаку.

Таблица 1.3

Огневые генерирующие компании России

ОГК	Установленная мощность, млн кВт	Электростанции, вошедшие в уставной капитал ОГК	Основной владелец
ОГК-1	9,5	Верхнетагильская ГРЭС; Пермская ГРЭС; Каширская ГРЭС-4; Ириклинская ГРЭС; Нижневартовская ГРЭС; Уренгойская ГРЭС	ПАО «Интер РАО»
ОГК-2	8,7	Исковская ГРЭС; Ставропольская ГРЭС; Троицкая ГРЭС; Серовская ГРЭС; Сургутская ГРЭС-1	ПАО «Газпром»
ОГК-3	8,5	Гусиноозерская ГРЭС; Печорская ГРЭС; Костромская ГРЭС; Харанорская ГРЭС; Черепетская ГРЭС	ПАО «Интер РАО»
ОГК-4 (О-ОН Россия)	10,3	Березовская ГРЭС-1; Сургутская ГРЭС-2; Яйвинская ГРЭС; Патурская ГРЭС-5; Смоленская ГРЭС	E.ON (Германия)
ОГК-5 (Энель ОГК-5)	8,7	Конаковская ГРЭС; Невинномысская ГРЭС; Рефтинская ГРЭС; Среднеуральская ГРЭС	ПАО «Enel Россия»
ОГК-6	9,1	Рязанская ГРЭС; Новочеркасская ГРЭС; Кирилпская ГРЭС; Красноярская ГРЭС 2; Череповецкая ГРЭС	ПАО «ОГК-2»

Электростанции ТГК располагаются на территории соседних субъектов Федерации и поставляют электроэнергию в распределительные сети розничного рынка. Так, самая крупная ТГК-3 (она сохранила бренд – ПАО «Мосэнерго») обеспечивает выработку электроэнергии на электростанциях, расположенных территории Москвы и Московской области, а ТГК-11, например, обеспечивает выработку электроэнергии на территории Омской и Томской областей. ТГК-14 обеспечивает генерацию на территории Республики Бурятия и Забайкальского края.

В состав ТГК вошли ТЭЦ и поэтому ТГК обеспечивают не только электро-, но и теплоснабжение территорий (табл. 1.4).

Были созданы генерирующие компании, состоящие из нескольких электростанций и тепловых сетей и те, которые не вошли в состав ни одной ОГК и ТГК. Среди них – Амурская, Хабаровская, Приморская генерация. Продолжают работать в прежней (вертикальной) структуре АО «Магаданэнерго», «Якутскэнерго», «Сахаэнерго», «Башкирэнерго», «Новосибирскэнерго», «Иркутскэнерго», «Татэнерго» и др. В указанных энергосистемах реформы проведены не были по различным причинам.

Другие крупные генерирующие компании. На базе ГЭС создано ПАО «РусГидро». ПАО «РусГидро» – самая крупная российская генерирующая компания по установленной мощности ГЭС. Общая установленная мощность активов компании составляет 38,5 ГВт, включая дивизион «Дальний Восток». Около 67 % акций ПАО «РусГидро» принадлежит государству. В состав ПАО «РусГидро» входят 55 ГЭС и две гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), три геотермальные станции на Камчатке, а также единственная в России приливная электростанция. Крупнейшая ГЭС входящая в состав ПАО «РусГидро» – Саяно-Шушенская (6,7 млн кВт) и каскад Волжских ГЭС (10,3 млн кВт). Самой новой ГЭС России является Богучанская ГЭС на реке Ангаре установленной мощностью около 3 млн кВт.

Красноярская ГЭС (6 млн кВт) и ГЭС на реке не входит в состав ПАО «РусГидро». Все ГЭС на реке Ангаре, включая Братскую ГЭС (4,5 млн кВт) входят в уставный капитал ПАО «Иркутскэнерго», которое является дочерним зависимым обществом (ДЗО) АО «ЕвроСибэнерго».

АО «Концерн Росэнергоатом». Особое место в электроэнергетике России занимает атомная энергетика. Функции эксплуатирующей организации (оператора) атомных станций выполняет ОАО «Концерн Росэнергоатом» – предприятие государственной корпорации «Росатом». На 10 действующих атомных электростанциях страны, которые являются филиалами ОАО «Концерн Росэнергоатом», эксплуатируется 34 энергоблока общей установленной мощностью 26,2 млн кВт. Крупнейшие АЭС – Ленинградская, Калининская, Курская, Балаковская имеют установленную мощность по 4000 МВт каждая.

ПАО «Интер РАО» – российская энергетическая компания, работающая как на российском, так и на зарубежных рынках. В состав ПАО «Интер РАО» входят 17 крупнейших электростанций суммарной установленной мощностью 21,2 млн кВт. Основными акционерами ПАО «Интер РАО» являются государственные организации: ПАО «Россети», Росимущество, ОАО «Концерн Росэнергоатом», ЗАО «Интер РАО Капитал», ПАО «РусГидро».

Таблица 1.4

Территориальные генерирующие компании России

ТГК	Установленная мощность, млн кВт	Районы энергоснабжения	Основной владелец, (доля в уставном капитале, %)
ТГК-1	6,9	г. Санкт-Петербург, Ленинградская, Мурманская области, Республика Карелия	ООО «Газпром энергохолдинг», Fortum Power and Heat Oy
ТГК-2	2,5	Архангельская, Вологодская, Костромская, Новгородская, Тверская, Ярославская области	ООО «Группа «Сигтез»
ТГК-3 (Мосэнерго)	12,3	г. Москва, Московская область	ООО «Газпром энергохолдинг» (53,5), правительство Москвы (26,5), ПАО «Интер РАО» (5,1)

ТГК	Установленная мощность, млн кВт	Районы энергоснабжения	Основной владелец, (доля в уставном капитале, %)
ТГК-4 (Квadra)	3,5	Белгородская, Брянская, Липецкая, Воронежская, Калужская, Курская, Орловская, Рязанская, Смоленская, Тамбовская, Тульская области	Группа ОИЖСМ
ТГК-5	2,5	Кировская область, республики Марий Эл, Чувашия, Удмуртия	Российская Федерация (25,1), ООО «КЭС-Холдинг» (21,2), Integrated Energy Systems Ltd (19,0), Merol-trading Ltd (11,1)
ТГК-6	3,1	Нижегородская, Владимирская, Ивановская, Пензенская области и республика Мордовия	ПАО «Интер РАО» (26,1), Jamica Ltd (19,5), Primagate Trading Ltd (18,4), Integrated Energy Systems Ltd (13,1), Merol Trading Ltd (9,0)
ТГК-7 (Волжская)	6,9	Самарская, Ульяновская, Оренбургская области	ПАО «Интер РАО» (32,4), ЗАО «КЭС-Холдинг» (24,9), Integrated Energy Systems Ltd (19,3), ИШФ «Газфонд» (6,7), Merol Trading Ltd (6,6)
ТГК-8 (Южная)	3,6	Астраханская, Волгоградская, Ростовская области, Краснодарский и Ставропольский края, Республика Дагестан	ООО «Лукойл-энерго»
ТГК-9	3,3	Свердловская область, Пермский край, Республика Коми	ПАО «Т Плюс»

ТГК	Установ- ленная мощность, млн кВт	Районы энергоснабжения	Основной владелец, (доля в уставном капитале, %)
ТКГ-10 (Фор- тум)	3,8	Тюменская и Челябинская области, Ханты-Мансийский, Ямало-Ненецкий автономные округа	ПАО «Фортум»
ТКГ-11	2,0	Томская, Омская области	ПАО «Интер РАО» (67,5), ЗАО «Интер РАО Капи- тал» (17,0)
ТКГ-12 (Куз- басс- энерго)	4,5	Кемеровская область, Алтайский и Красноярский край, Республика Хакасия	Siberian Energy Invest- ment Ltd. (66,1), VIB Bank (Austria) AG (10,6), ОАО «Сибэнергохолдинг» (6,7)
ТКГ-13 (Фи- сей- ская)	2,7	Красноярский край и Республика Хакасия	Siberian Energy Invest- ments Ltd (61,2), ОАО Сибэнергохолдинг» (13,7)
ТКГ-14	0,7	Забайкальский край и Республика Бурятия	ООО «Энергопромсбыт» (39,8), ЗАО «УК Трансфил- груп» (24,9), ЗАО «УК Тринфико» (20,5)
ТКГ-16	1,3	Республика Татарстан	ОАО «ТЛИФ»

Дальневосточная энергетическая компания – дивизион «Дальний Восток» ПАО «РусГидро», установленной мощностью 8,8 млн кВт, – управляет дочерними и зависимыми обществами в девяти субъектах Дальневосточного федерального округа по принципу вертикально-интегрированной компании.

Продолжает работать в прежней вертикальной структуре ПАО «Иркутскэнерго». Такие генерирующие компании принято называть нереформированными АО-энерго, поскольку в указанных энергосистемах реформы проведены не были.

Компании по передаче и распределению электроэнергии. Передачу и распределение электроэнергии обеспечивают сетевая

компания ПАО «Россети» и ее дочернее ПАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС», в состав последней входят системообразующие сети.

Системообразующие и распределительные электрические сети составляют технологическую основу работы соответственно оптового и розничного рынков электроэнергии. ПАО «Россети» – одна из крупнейших электросетевых компаний в мире по числу потребителей и протяженности сетей низкого напряжения 0,4–110 кВ. ПАО «Россети» находится под полным контролем государства.

Около 80 % акций ПАО «ФСК ЕЭС» передано в уставный капитал ПАО «Россети», а 20 % акций находится в собственности миноритарных акционеров.

Управление режимами осуществляет Системный оператор.

АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») – организация, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС России. 100 % акций Системного оператора принадлежат государству. Управление режимами работы ЕЭС России осуществляется из центрального диспетчерского пульта АО «СО ЕЭС», режимами ОЭС – из семи объединенных диспетчерских управлений (ОДУ), режимами РЭС – из 57 районных диспетчерских управлений (РДУ), а отдельных электростанций – из соответствующего диспетчерского пункта (ДП) электростанции.

Организации, обеспечивающие работу рынка электроэнергии. ОАО «Администратор торговой системы» (ОАО «АТС») – коммерческий оператор оптового рынка – организует торговлю на оптовом рынке, связанную с заключением и исполнением сделок по обращению электрической энергии. Администратор торговой системы – 100 % дочерняя компания Некоммерческого партнерства «Совет рынка».

НП «Совет рынка» объединяет продавцов и покупателей электрической энергии на оптовом рынке.

ОАО «Центр финансовых расчетов» (ОАО «ЦФР») создан ОАО «АТС» для проведения финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии. Основной задачей ЗАО «ЦФР» является оказание услуг участникам оптового рынка электроэнергии и мощности по проведению финансовых расчетов между ними. Акции Центра

финансовых расчетов распределены между двумя основными акционерами – НП «Совет рынка» (26 %) и ОАО «АТС» (74 % акций).

Некоммерческое партнерство (НП) «Совет производителей энергии» объединяет генерирующие компании и обеспечивает защиту их интересов путем участия в подготовке отраслевых документов на различных уровнях принятия решений.

НП «Сообщество потребителей энергии» объединяет потребителей для защиты их интересов в условиях развития конкурентного рынка электроэнергии и мощности.

В электроэнергетике работают электроэнергетические компании, принадлежащие как государству, так и частным владельцам (российским и иностранным).

1.3. Государственные и частные энергетические компании

Государственные энергетические компании. *Генерирующие компании:*

- АО «Концерн Росэнергоатом»;
- ПАО «РусГидро»;
- дивизион «Дальний Восток» ПАО «РусГидро»;
- ПАО «Интер РАО».

Основной владелец энергетических компаний – государственная компания ПАО «Газпром» – владеет следующими:

- ПАО «ТГК-1» (через ОАО «Интер РАО ЕЭС»);
- ПАО «ТГК-3» (Мосэнерго);
- ПАО «ОГК-1»;
- ПАО «ОГК-2»;
- ПАО «ОГК-6» (вошло в ОГК-2).

Вместе с Интер РАО, Газпромом, РусГидро и Росэнергоатомом государство владеет 70 % генерирующих мощностей, контролируя рынок электроэнергии.

Сетевые компании, обеспечивающие передачу и распределение электрической энергии и принадлежащие государству:

- ПАО «Россети»;
- ПАО «ФСК».

Системный оператор:

- АО «СО ЕЭС».

Иностранные владельцы. *E-On* (Германия, г. Дюссельдорф) – крупнейший дистрибьютер газа в Германии – владеет ОКГ-4, в которую входят Березовская ГРЭС-1, Сургутская ГРЭС-2, Яйвинская ГРЭС-1, Шатурская ГРЭС-2, Смоленская ГРЭС. Общая установленная мощность станций – 10,3 млн кВт.

Enel – итальянская энергетическая компания – владеет ПАО «Энел ОГК-5», в которую входят Конаковская ГРЭС, Невинномысская ГРЭС, Рефтинская ГРЭС, Среднеуральская ГРЭС. Общая установленная мощность станций – 8,7 млн кВт.

Fortum Corporation – финская энергетическая компания – владеет ТГК-10 общей установленной мощностью 3,2 млн кВт. *Fortum Corporation* – поставщик электрической и тепловой энергии на Урале и в Западной Сибири. Является российским подразделением финского энергетического концерна *Fortum*.

Предприятия *Fortum Corporation* расположены на Урале и в Западной Сибири. В структуру компании входят 8 тепловых электростанций, расположенных в Тюменской и Челябинской областях.

Российские частные владельцы. АО «ЕвроСибэнерго» – энергетическая компания, крупнейшая по установленной мощности (19,5 млн кВт) частная энергокомпания страны, принадлежит компании En+ Group. Основные активы ЕвроСибэнерго расположены в Восточной Сибири.

В ЕвроСибэнерго входят следующие гидроэлектрические станции: Братская ГЭС, Иркутская ГЭС, Красноярская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, а также тепловые станции, расположенные на территории Иркутской и Нижегородской областей.

ЕвроСибэнерго – вертикально-интегрированная компания. Основными потребителями электроэнергии, вырабатываемой ЕвроСибэнерго, являются алюминиевые заводы ОК РУСАЛ: Братский, Иркутский и Красноярский. На их долю приходится около половины потребления производимой станциями компании электроэнергии. Компании, контролируемые Группой En+ Group, построили Хакасский алюминиевый завод (ОК РУСАЛ), ферромолибденовые заводы в Сорске и Жирекене (Союзметаллресурс), в

стадии строительства находятся Тайшетский и Богучанский алюминиевые заводы, Богучанская ГЭС (ОК РУСАЛ), проектируется электростанция в Усть-Куте мощностью до 1200 МВт (ЕвроСиб-энерго).

ЗАО «Комплексные энергетические системы» (КЭС-Холдинг) – крупнейшая в России частная компания, которая работает в сфере электроэнергетики и газораспределения. КЭС-Холдинг владеет контрольными пакетами акций ТГК-5, ТГК-6, ТГК-7 (Волжская ТГК), ТГК-9. Компания занимает 5 место по установленной мощности среди электроэнергетических компаний России и является крупнейшим в России производителем тепловой энергии и газа. Общая установленная мощность электростанций КЭС-Холдинга составляет 16 тыс. МВт. КЭС-Холдинг занимает 12 % рынка централизованного теплоснабжения России.

В КЭС-Холдинге созданы подразделения по обеспечению производства электроэнергии в крупных регионах страны:

- генерация Урала;
- генерация Центра;
- генерация Волги.

В сфере газораспределения компания обслуживает более 4 млн абонентов и 20 тыс. 900 предприятий. Клиентами энергосбытовых компаний КЭС-Холдинга являются более 10 млн физических и около 62 тыс. юридических лиц.

ОАО «Генерирующая компания». Установленная электрическая мощность ОАО «Генерирующая компания» составляет 5,0 млн кВт, в том числе мощность всех ТЭС 3,8 млн кВт (75,9 %), мощность Нижнекамской ГЭС – 1,2 млн кВт (24,1 %). Продажу тепловой энергии ОАО «Генерирующая компания» осуществляет на территории Республики Татарстан. В десятку крупнейших производителей электроэнергии входят (расположены в порядке уменьшения доли в производстве электроэнергии) Росэнергоатом, ЕвроСибэнерго, ОГК-2, РусГидро, ТКГ-3 (Мосэнерго), ОГК-4 (Квадра), ОГК-5, ОГК-1, ОГК-3 и ТГК-1.

Если рассматривать крупнейших производителей электроэнергии с точки зрения собственников генерирующих компаний, то их десятка располагается в следующем порядке: Государство

(Российская Федерация), Газпром, Интер РАО, ЕвроСибэнерго, E-On, КЭС-Холдинг, Enel, СУЭК, правительство Республики Татарстан, Fortum.

Если учесть, что государство является основным владельцем ОАО «Газпром», ПАО «Интер РАО», ОАО «РЖД», электростанций Республики Татарстан, то общая выработка электроэнергии в генерирующих компаниях, принадлежащих государству, составляет более половины (54 %).

1.4. Единая энергетическая система России

В 1966 г. по системным связям 330 кВ на параллельную работу была подключена ОЭС Северо-Запада. К этому времени функционировали ОДУ Северо-Запада, Северного Кавказа, Закавказья, Средней Волги, Сибири и Средней Азии. Создались предпосылки для формирования Единой энергетической (ЕЭС) системы СССР. Для централизованного управления ее функционированием и развитием в 1969 г. было создано Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС СССР. Это был первый мировой опыт организации централизованного трехуровневого диспетчерского управления: ЦДУ ЕЭС – ОДУ ОЭС – диспетчерские центры энергосистем.

В 1978 г. был сделан важный шаг к завершению формирования ЕЭС – вслед за подключением ОЭС Казахстана на параллельную работу к ЕЭС присоединилась ОЭС Сибири. В том же году было завершено сооружение электропередачи 750 кВ Западная Украина – Альбертирша (Венгрия), и с 1979 г. началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран-членов Совета экономической взаимопомощи (СЭВ). С присоединением к ЕЭС СССР стран СЭВ на западе и ОЭС Сибири и энергосистемы Монголии на востоке границы синхронной работы протянулись от Берлина до Улан-Батора.

Единая энергетическая система (ЕЭС) России – это технологическая совокупность объектов электроэнергетики (электрических станций, электрических и тепловых сетей и др.), связанных

единым процессом производства, передачи энергии и управляемых централизованно системным оператором. Около 90 % генерирующих мощностей России сосредоточено в ЕЭС России.

ЕЭС России является уникальным электроэнергетическим комплексом мира, расположенным на седьмой части территории земли и охватывающим девять часовых поясов. Протяженность электрических сетей 110 кВ и выше составляет более 440 тыс. км, в том числе 500 кВ и выше – 41 тыс. км.

ЕЭС России является крупнейшим в мире централизованно управляемым национальным энергетическим объединением. Работа такой системы возможна только при едином оперативно-диспетчерском управлении, осуществляемом Системным оператором, и четком действии систем автоматического управления. Организация, обеспечивающая оперативно-диспетчерское управление режимами ЕЭС России – АО «СО ЕЭС».

ЕЭС России создавалась как единый технологический комплекс для одновременного электроснабжения более 70 регионов страны, каждый из которых сопоставим с территорией европейского государства. Единая система оперативно-диспетчерского управления обеспечивает наилучшие в мире показатели безаварийной работы электроэнергетики. Технологической основой ЕЭС России является единая системообразующая сеть, высокая степень надежности которой обеспечена за счет автоматического управления процессами ЕЭС России.

Системообразующие ЛЭП имеют напряжение 220 кВ и выше. Услуги по передаче электроэнергии по системообразующим ЛЭП относятся к монопольному виду деятельности и регулируются государством. Распределительные сети связывают подстанции ЕЭС России с потребителями. Распределительные ЛЭП имеют напряжение 110 кВ и ниже. Услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям также относятся к монопольному виду деятельности и регулируются государством.

Объединенные электроэнергетические системы. ЕЭС России состоит из 69 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем (Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-

Запада). Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи; работают в синхронном режиме (параллельно).

Межсистемные ЛЭП не в состоянии передать между ОЭС неограниченное количество электроэнергии, и поэтому на общем пространстве ЕЭС России существует семь зон оптового рынка электроэнергии (по числу ОЭС).

Объединение электростанций в рамках ОЭС также дает ряд технических и экономических преимуществ, которые решающим образом влияют на построение рынка электроэнергии [6]:

- повышается надежность электроснабжения потребителей;
- обеспечивается экономичность производства и передачи электроэнергии за счет наиболее рационального распределения нагрузки между электростанциями при наилучшем использовании энергоресурсов (топлива, водяной энергии и т. д.).

Пространственное расположение электростанций в зоне нескольких часовых поясов позволяет выравнивать суммарные графики нагрузок за счет переноса максимумов нагрузки. Объединение свыше 500 крупных электростанций в ЕЭС России позволяет реализовать следующие преимущества их совместной работы:

- снизить суммарный максимум нагрузки на 5 млн кВт;
- сократить потребность в установленной и резервной мощности электростанций на 10–12 млн кВт;
- распределять нагрузку между электростанциями с целью сократить расход топлива;
- маневрировать топливно-энергетическими ресурсами;
- применять крупноблочное высокоэффективное генераторное оборудование;
- поддерживать высокий уровень надежности энергетических объединений и др.

Системообразующие и распределительные электрические сети составляют технологическую основу работы соответственно оптового и розничного рынков электроэнергии.

Районные электроэнергетические системы. Электроэнергетическая система, расположенная на территории отдельного субъекта РФ или смежных субъектов РФ, образует районную

энергетическую систему (РЭС) и является технологической основой работы розничного рынка на территории этого субъекта РФ.

РЭС, связанные между собой системообразующими ЛЭП, образуют ОЭС.

1.5. Основные документы, определяющие развитие электроэнергетики России

Главной целью разработки документов, определяющих развитие электроэнергетики России, является надежное и экономичное обеспечение растущего спроса потребителей на электрическую энергию (мощность) на основе оптимального и согласованного развития генерирующих мощностей и электрических сетей. Правила, устанавливающие порядок разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утверждены постановлением Правительства РФ № 823 от 17.09.2009 г.

В системе управления развитием электроэнергетики сохранились принципы системного подхода [7]. На верхнем уровне иерархии разрабатываются государственные федеральные и региональные программы и схемы развития в рамках экономики страны, топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны и ее регионов.

На нижнем уровне системы управления разрабатываются инвестиционные программы и проекты отдельных энергетических компаний (генерирующих, сетевых, сбытовых).

Основными документами, определяющими перспективное развитие электроэнергетики России, являются:

- энергетическая стратегия России;
- долгосрочный прогноз спроса на электрическую энергию и мощность; генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на 15 лет с корректировкой каждые три года;
- ежегодно уточняемая схема и программа развития ЕЭС России (схема и программа развития единой национальной (общероссийской) электрической сети на семилетнюю перспективу);

- схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ (схемы и программы развития электроэнергетики регионов на пятилетний период с ежегодной корректировкой);
- перспективные планы частных тепловых генерирующих компаний (оптовых и территориальных) по вводу и выводу из эксплуатации своего генерирующего оборудования;
- программа деятельности АО «ГК Росатом», ПАО «РусГидро», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и др.

Энергетическая стратегия России – документ, устанавливающий государственную энергетическую политику России на 10–15 лет на основе эффективного использования природных энергетических ресурсов для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и укрепления ее внешнеэкономических позиций. Энергетическую стратегию России разрабатывает Институт энергетической стратегии по заказу Минэнерго России. Энергетическая стратегия утверждается Правительством РФ.

Государственная подпрограмма Российской Федерации «Развитие и модернизация электроэнергетики» решает задачи модернизации отрасли и перевод ее на новый технологический уровень, повышения надежности и эффективности электроэнергетики. Разрабатывается Минэнерго России.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики формируется на 15 лет (с корректировкой не реже одного раза в 3 года) с детализацией по ОЭС. В ней конкретизируются стратегические цели развития электроэнергетики, определенные в энергетической стратегии России. Корректировку генеральной схемы проводит Институт энергетических исследований РАН.

Основой для разработки генеральной схемы является долгосрочный прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на 15 лет по ОЭС с учетом различных сценариев спроса на электрическую энергию и мощность.

Цели разработки генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики:

- обеспечение перспективного баланса производства и потребления электроэнергии и мощности в ЕЭС России, а также в изолированных электроэнергетических системах;

- определение размещения линий электропередачи и подстанций, необходимых для обеспечения баланса производства и потребления по объединенным энергетическим системам (ОЭС);
- формирование оптимальной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов;
- обеспечение выдачи мощности новых либо увеличения выдачи мощности существующих электрических станций.

Заказчиком разработки генеральной схемы от лица государства является Минэнерго России, оно же и представляет ее в Правительство РФ для утверждения. Разработчиками генеральной схемы являются ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ФАС России, АО «Концерн Росэнергоатом», АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС» и др.

При разработке генеральной схемы учитываются:

- энергетическая стратегия России (в части электроэнергетики);
- прогнозируемые режимы работы энергосистем при работе в условиях максимальных и минимальных нагрузок, необходимого технологического резерва и основных технологических ограничений перетока электрической энергии;
- перспективные планы отдельных генерирующих компаний (оптовых и территориальных) по вводу и выводу из эксплуатации генерирующего оборудования;
- программа деятельности ГК «Росатом», ПАО «РусГидро»;
- предложения Системного оператора о перечне и размещении объектов электроэнергетики, необходимых для достижения технологической сбалансированности и допустимости перспективных режимов работы Единой энергетической системы России;
- предложения организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ФСК ЕЭС);
- предложения органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации о перечне объектов электроэнергетики и их размещении на территории этих субъектов;
- схемы и программы развития, реализуемые собственниками и владельцами инфраструктуры железнодорожного транспорта общего пользования и Единой системы газоснабжения;

- информация, представляемая крупными потребителями электрической энергии.

Схема и программа развития ЕЭС России определяют развитие единой национальной (общероссийской) электрической сети на семилетний период и формируются с учетом утвержденной генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

Схема – изложение, представление чего-либо в общих чертах, упрощённо.

Программа – описание предстоящих действий для достижения конечного результата с указанием сроков исполнения.

Схема и программа развития ЕЭС России разрабатываются по заказу Минэнерго России АО «Институт «Энергосетьпроект», Системным оператором, ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС» и представляются ежегодно до 1 февраля в Минэнерго России. Схема и программа развития ЕЭС России утверждаются Минэнерго России ежегодно, до 1 марта.

При разработке схемы и программы развития ЕЭС России учитываются:

- предложения Системного оператора по развитию ЕЭС России по перечню электрических станций и электросетевых объектов и их размещению;

- объекты по производству электрической энергии, вводимые в эксплуатацию по результатам проведения Системным оператором конкурентного отбора мощности и конкурсов по формированию резерва мощностей по производству электрической энергии;

- инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, а также сетевых организаций;

- предложения органов исполнительной власти субъектов РФ о размещении объектов электроэнергетики на их территории;

- инвестиционные программы, ведомственные целевые программы, программы деятельности ГК «Росатом», ОАО «Рус-Гидро», ПАО «РАО Энергетические системы Востока» на долгосрочный период.

Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ (схемы и программы развития электроэнергетики регионов) разрабатываются органами исполнительной власти субъектов РФ на 5-летний период.

Схемы и программы развития электроэнергетики регионов формируются на основании:

- **схемы и программы развития ЕЭС России;**
- **прогноза спроса на электрическую энергию и мощность и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории субъекта РФ;**
- **сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;**
- **предложений Системного оператора по развитию электрических сетей.**

Схемы и программы развития электроэнергетики регионов утверждаются ежегодно, до 1 мая, органами исполнительной власти субъектов РФ.

Программы деятельности государственных предприятий – ГК «Росатом», ПАО «РусГидро», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и др. – определяют мероприятия и сроки по вводу и выводу из эксплуатации оборудования перечисленных государственных предприятий.

Перспективные планы развития частных генерирующих компаний (оптовых и территориальных) устанавливают мероприятия и сроки по вводу и выводу из эксплуатации своих генерирующих мощностей.

Правила государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ (утверждены постановлением Правительства РФ № 109 от 26.02.2004 г., ред. от 27.06.2013 г.) определяют основания и порядок установления регулируемых тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию.

Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке (утверждены приказом Фсдс-

ральной службы по тарифам № 20-э/2 от 06.08.2004 г.) предназначены для использования регулирующими органами (федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий и органами исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов), органами местного самоуправления, регулируемые организациями для расчета методом экономически обоснованных расходов уровней регулируемых тарифов и цен на розничном (потребительском) рынке электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности).

ТЕМЫ ПРОВЕРОЧНЫХ САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ РАБОТ ПО ГЛАВЕ 1

1.1. Вопросы и задания по теме «Принципы и важнейшие этапы создания электроэнергетики России»

Опишите основные цели плана ГОЭЛРО.

Характеризуйте основные этапы развития и принципы создания отечественной электроэнергетики.

Характеризуйте кризис 90-х годов прошлого столетия.

Чем было вызвано создание ОАО «РАО «ЕЭС России»?

Опишите, какую положительную роль сыграло создание ОАО «РАО «ЕЭС России».

Перечислите причины ликвидации ОАО «РАО ЕЭС России».

В чем заключается принцип теплофикации и в чем его отличия от теплоснабжения?

Опишите основные принципы управления электроэнергетикой, источники финансирования ее развития и порядок назначения тарифов на электроэнергию до 1991 г. и после 1991 г.

1.2. Вопросы и задания по теме «Современная структура электроэнергетики России»

Опишите современную структуру российской электроэнергетики и ее связь с видами деятельности в отрасли.

Перечислите виды деятельности в электроэнергетике и назовите компании, их обеспечивающие.

Назовите коммерческий и технологический операторы оптового рынка электроэнергии и перечислите основные их задачи.

Какие виды деятельности в электроэнергетике были акционированы, но не приватизированы и почему?

1.3. Вопросы и задания по теме «Государственные и частные энергетические компании»

Перечислите государственные энергетические компании.

Какими генерирующими компаниями владеет ОАО «Газпром»?

Перечислите основных иностранных и российских частных владельцев генерирующих компаний.

В чем заключается различие в способах финансирования развития мощностей государственных и частных компаний?

1.4. Вопросы и задания по теме «Единая энергетическая система России»

Дайте определение Единой энергетической системе.

Какие преимущества дает создание Единой энергетической системы России?

Перечислите основные подразделения Системного оператора и их функции.

Какие задачи решает объединенная энергосистема и районная энергосистема?

1.5. Вопросы и задания по теме «Основные документы, определяющие развитие электроэнергетики России»

Перечислите основные документы, определяющие развитие электроэнергетики России.

Назовите основные цели и принципы формирования документов, определяющие развитие электроэнергетики России.

Кто разрабатывает, и кто принимает основные документы, определяющие развитие электроэнергетики России?

ГЛАВА ВТОРАЯ

АКЦИОНЕРНЫЕ ОБЩЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

2.1. Акционерная форма управления деятельностью обществ электроэнергетики

Современная электроэнергетика России работает в условиях, в основе которых лежат не только производственные (технологические) отношения, но и отношения отдельных хозяйствующих субъектов отрасли. Вертикальная система управления, во главе которой ранее стояло Минэнерго СССР (до 1991 г.), а затем и ОАО «РАО ЕЭС (до 2008 г.) России», сменилась системой отношений акционерных обществ на основе договорных отношений. После акционирования и приватизации электроэнергетической отрасли, проведенной в начале 1990-х гг., в электроэнергетике России работают тысячи, десятки тысяч хозяйствующих предприятий (организаций), которые оформлены в виде акционерных обществ и теперь самостоятельно решают проблемы своего функционирования и развития.

Акционерное общество – одна из наиболее распространенных организационно-правовых форм предприятий, представляющая собой объединение граждан и (или) юридических лиц для совместной предпринимательской деятельности.

Деятельность акционерного общества регулируется Федеральным законом № 208-ФЗ «Об акционерных обществах», который определяет порядок создания и ликвидации акционерных обществ на территории России, определяет права и обязанности

акционеров, порядок создания уставного капитала акционерного общества и др. [8].

Акционерное общество имеет уставный капитал, разделенный на определенное число акций равной номинальной стоимости. Уставный капитал формируется за счет вкладов акционеров. Вкладом в уставный капитал акционерного общества может быть имущество, финансовые средства, ценные бумаги и др. Внесение вкладов в уставный капитал оформляется выдачей соответствующего количества акций. В процессе реформирования отрасли государственное регулирование деятельности акционерных обществ электроэнергетики в производстве и сбыте электроэнергии постепенно заменяется на рыночное. Схема формирования акционерного капитала акционерных обществ электроэнергетики представлена на рис. 2.1.

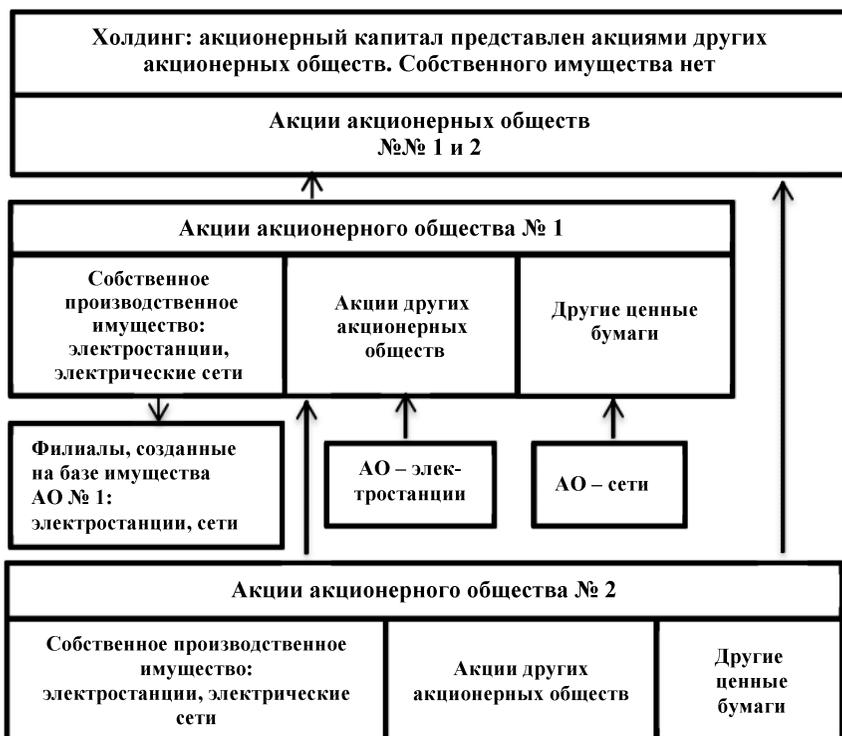


Рис. 2.1. Схема формирования акционерного капитала обществ электроэнергетики

Акционерная форма управления предприятием электроэнергетики (генерирующей компанией, электрическими сетями, отдельной электростанцией и др.) должна быть ясной для акционеров и давать им возможность участвовать в управлении акционерным обществом в рамках своих прав. Высшим органом управления АО является общее собрание акционеров, на котором избирают совет директоров АО и его председателя. В период между собраниями стратегические задачи АО решает совет директоров АО во главе с председателем, а хозяйственные – правление АО. Соотношение государственной и акционерной формой управления представлено в табл. 2.1.

Еще **Адам Смит** предостерегал: «...интересы предпринимателей в той или иной отрасли торговли или промышленности всегда в некоторых отношениях расходятся с интересами общества и даже противоречат им ... К предложениям, исходящим от этого класса, надо относиться с величайшей осторожностью, с чрезвычайно подозрительным вниманием» [9].

Таблица 2.1

Соотношение государственной и акционерной формы управления

Участники, задачи и их формы выполнения	Органы управления и формы принятия решений для объединения граждан и акционеров	
Форма объединения для совместной деятельности	Государство	Акционерное общество (АО)
Участники объединения	Граждане страны	Акционеры общества
Форма входа (выхода) из объединения	Получение (смена) гражданства	Покупка (продажа) акций общества
Основная задача (цель) объединения	Получение наибольшего общественного блага	Получение максимальной прибыли акционеров
Документы, определяющие общие принципы работы объединения	Конституция страны, кодексы, федеральные законы	Устав АО

Участники, задачи и их формы выполнения	Органы управления и формы принятия решений для объединения граждан и акционеров	
Высший орган управления объединением	Всенародные очередные выборы президента страны. Выборы парламента страны	Общее очередное годовое собрание акционеров общества. Выборы совета директоров АО
Утверждение бюджета	Государственная Дума	Совет директоров АО
Орган исполнительной власти	Правительство страны (назначается президентом)	Правление общества (назначается советом директоров)
Руководитель органа исполнительной власти	Председатель правительства (назначается президентом страны)	Председатель правления – генеральный директор АО (назначается советом директоров)
Форма управления со стороны руководителя исполнительного органа	Постановления правительства	Решения совета директоров и правления АО
Руководители исполнительной власти по отдельным направлениям	Министры, руководители ведомств, комитетов, служб	Члены правления АО, курирующие отдельные направления работы общества (директора по направлениям)
Подразделения, готовящие проекты принципов работы объединением	Комитеты в ГД (проекты законов). Комитет по энергетике ГД	Комитеты совета директоров АО (готовят решения по направлениям деятельности)
Орган, контролирующий расходование средств	Счетная палата РФ	Аудитор АО

Открытое акционерное общество – это акционерное общество, участники которого могут отчуждать принадлежащие им акции без согласия других акционеров. По своей экономической природе акционерное общество представляет собой именно ОАО, поскольку только в ОАО проявляются все заложенные в нем возможности в форме объединения капиталов участников рынка. Только форма ОАО делает акцию акцией, поскольку без свободного ее обращения она утрачивает свой характер ценной бумаги. Акции ОАО обращаются на фондовых рынках в форме виртуального капитала. Только открытое акционерное общество (ОАО) создаст фондовый рынок как рынок акций.

С 1 сентября 2014 г. вступил в силу закон Российской Федерации № 99-ФЗ от 05.05.2014 г., который внес изменения в Гражданский кодекс, в частности, в названия и содержание АО. Закон ввел понятие «публичный» и «непубличный». «Публичное» подразумевает свободное обращение акций и облигаций данного акционерного общества.

Публичное акционерное общество (ПАО) отличается от ОАО тем, что ПАО будут вести более открытую информационную политику: чаще проводить акционерные собрания, допускать проверки, т.е. чаще принимать «публичные» решения. Возрастают требования к проведению аудита ПАО.

ОАО должны сами определиться, стать ли ПАО или остаться ОАО. Поскольку переходный период формирования ПАО из ОАО будет продолжительным и не все АО будут переоформлены из ОАО в ПАО, далее будем использовать термины ПАО и ОАО как равноценные.

Закрытое акционерное общество – акционерное общество, акции которого распределяются только среди учредителей или заранее определенного круга лиц. Акционеры данного общества имеют преимущественное право на приобретение акций, продаваемых другими акционерами.

Число участников закрытого акционерного общества (ЗАО) ограничено законом. ЗАО не обязано публиковать отчетность и не выставляет свои акции на продажу, поскольку их цена очень низкая, и ЗАО не интересны инвесторам в качестве объекта вложения

инвестиций. Уставный капитал ЗАО – чрезвычайно мал, он образован непроизводственным имуществом и малым денежным вкладом ограниченного числа членов ЗАО.

Как правило, в электроэнергетике ЗАО создается для реализации крупных проектов (дирекции строительства станции или создания новой энергетической компании) и выполняет роль управляющей компании проекта. После выполнения своей задачи – например, ввода объекта в эксплуатацию – ЗАО, как правило, упраздняют. Акции ЗАО не обращаются на фондовом рынке, поскольку не имеют рыночной стоимости.

Общество с ограниченной ответственностью – юридическое лицо, учрежденное одним или несколькими лицами, уставный капитал которого разделен на доли (паи), принадлежащие учредителям (участникам) общества с ограниченной ответственностью (ООО). Размер доли (пая) участника ООО в уставном капитале общества определяется в процентах или в виде дроби.

Форма организации ООО близка к форме организации артели – добровольного объединения людей для совместной деятельности с участием в общих доходах на основе круговой поруки. Количество членов ООО, как правило, невелико. В нем чаще всего участвуют лица, хорошо знающие друг друга или находящиеся в родстве.

Пайщикам выдается свидетельство о внесенном вкладе – пассивное свидетельство. Оно дает право на получение части прибыли, но не является ценной бумагой и не может в отличие от акций делиться или передаваться третьим лицам без предварительного согласия других пайщиков. Внесенный вклад дает право на получение части прибыли и право на голос. Участники ООО отвечают по обязательствам общества только своим вкладом. В ООО вкладываемый капитал получает наименование *пая*. Количество участников ООО не может быть слишком велико (не более пятидесяти человек). В противном случае ООО обязано преобразоваться в ОАО.

ООО – одна из самых массовых форм организации совместной деятельности, более 80 % всех организационно-правовых форм составляют общества с ограниченной ответственностью. В электроэнергетике ООО не получили распространения.

2.2. Маркетинг в электроэнергетике

В отличие от операций на бирже, где осуществляются спекуляции с фиктивным капиталом, слабо или никак не связанным с реальным производством, акционерные общества электроэнергетики обеспечивают управление реальным капиталом — электростанциями, линиями электропередачи, системами управления и защиты и др.

Любой субъект рыночных отношений работает в энергосистеме, со сложными экономическими и технологическими связями, и должен учитывать экономику ее развития, функционирования и режимы работы. Производитель товара (электроэнергии и тепла) должен уметь правильно рассчитать цену предложения, которая во многом зависит от графика нагрузки, затрат на использование генерирующей мощности, структуры мощностей электростанций, расходных характеристик агрегатов, стоимости энергетических ресурсов.

Более того, поскольку результаты деятельности на рынке непосредственно сказываются на финансовом положении и личном благополучии собственников, задачи управления развитием и функционированием предприятий электроэнергетики становятся заботой самих собственников, а не государства. Поэтому для успешной деятельности менеджеры должны, как минимум, усвоить весь накопленный опыт по экономике предприятий и применить его применительно к рынку.

Маркетинг (англ. *market* – рынок) – управление производственной деятельностью организации на рынке, направленное на получение максимальной прибыли. Маркетинг в разных отраслях промышленности имеет свои особенности, но везде в его основе лежит одна главная задача – получение максимальной прибыли (выигрыша) от деятельности на рынке.

Необходимость изучения основ маркетинга обусловлена введением конкуренции в электроэнергетике. Для успешного управления электроэнергетическим предприятием овладение искусством маркетинга становится просто необходимым.

Отраслевой менеджмент в электроэнергетике рассматривает проблему управления функционированием и развитием электроэнергетики и ее отдельных объектов. В основе отраслевого менеджмента лежат следующие ключевые понятия: рынок электроэнергии (мощности), электроэнергия как особый вид товара, спрос на электроэнергию, предложение электроэнергии, рыночная цена на электроэнергию, договор на поставку электроэнергии, затраты, выручка, прибыль и др.

Маркетинг – это также процесс установления договорных отношений производителей и потребителей на рынке товара и услуг. Концепция маркетинга опирается на союз производителя и потребителя: от производителя к потребителю поступает необходимые потребителю товары и услуги, а от потребителя к производителю – финансовые средства (выручка), необходимые для его успешного функционирования и развития. Маркетинг выступает как процесс рыночного согласования возможностей производителей и потребителей, результатом которого являются торговый график – для торговой площадки рынка электроэнергии и диспетчерский график нагрузки – для системного оператора.

Маркетинг в электроэнергетике имеет ряд особенностей. Можно выделить две основные области этого маркетинга:

- маркетинг субъектов электроэнергетики (производителей и организаций, оказывающих услуги);
- маркетинг потребителей электроэнергии.

Субъекты электроэнергетики – юридические лица, осуществляющие деятельность в электроэнергетике, в том числе производство и передачу электрической энергии, предоставление услуг по распределению и сбыту электроэнергии, оперативно-диспетчерскому управлению совместной работой объектов электроэнергетики, организацию купли-продажи электрической энергии.

В электроэнергетике выделяют следующие виды деятельности:

- производство электрической энергии (осуществляют генерирующие компании, отдельные электростанции);

- передача электрической энергии по межсистемным сетям напряжения 220 кВ и выше (осуществляет ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – ПАО «ФСК ЕЭС»);

- распределение электрической энергии по сетям 110 кВ и ниже (осуществляет подразделение распределительных сетей ПАО «Россетис ссти»);

- сбыт электрической энергии (выполняют энергосбытовые организации, работающие непосредственно с потребителями и обеспечивающие взыскание денежных средств с потребителей за поставленную электроэнергию, техническое обслуживание и эксплуатацию приборов и систем учета электрической энергии);

- потребление электроэнергии (осуществляют промышленные, бытовые и другие потребители);

- регулирование режимов потребления (выполняет системный оператор и его подразделения).

Перед производителем электроэнергии стоят следующие задачи:

- обеспечить такую структуру выработки электроэнергии, которая минимизирует его затраты;

- продать произведенную и купленную у других компаний электроэнергию с максимальной прибылью;

- провести ремонт оборудования в соответствии с оптимальным графиком ремонта;

- сформировать инвестиции на развитие своих производственных мощностей.

Все перечисленные выше действия производителя направлены на формирование предложения электроэнергии и определение затрат на ее производство.

Основной особенностью производства электрической энергии является его неразрывная связь с потреблением, что создает для производителей проблему оптимального использования своих генерирующих мощностей с целью минимизировать затраты на ее производство. В условиях неравномерности электропотребления производитель стремится к экономически рациональному произ-

водству электроэнергии с учетом обеспечения резерва и проведения ремонта оборудования.

Экономика большинства генерирующих компаний определяется сравнительно небольшим числом крупных промышленных потребителей, на долю которых падает основная часть потребления электроэнергии на территории, обслуживаемой генерирующей компаний. В этой связи необходимо развивать такое направление маркетинга, как работа с каждым отдельным крупным потребителем с целью согласовать интересы и организовать взаимовыгодные договорные отношения.

Другим направлением маркетинга является организация отношений с поставщиками топлива и оборудования для электростанций. В этом случае генерирующая компания выступает как потребитель энергетических ресурсов и товаров энергетического и электротехнического машиностроения.

Потребители электрической энергии – физические или юридические лица (промышленные и коммунально-бытовые предприятия), использующие электроэнергию для своих нужд. Цель деятельности потребителей электрической энергии на рынке состоит в покупке электроэнергии по минимальной цене (тарифу) с максимальной для себя пользой. Потребителю важно определить объемы ее покупки, исследовать возможность замены электроэнергии другими видами топливно-энергетических ресурсов или рассмотреть создание собственных источников электроэнергии.

Крупный потребитель может выбрать в качестве поставщика электрической энергии территориальную генерирующую компанию, на территории которой он находится, или покупать электрическую энергию с оптового рынка. Потребитель может сам заключить договор на энергоснабжение или доверить организацию своего электроснабжения другому юридическому лицу (энергосбытовой организации). В любом случае потребитель электроэнергии осуществляет маркетинг, направленный на удовлетворение своих потребностей в электроэнергии с учетом условий рынка.

Основным результатом согласования интересов, с одной стороны, производителей электроэнергии, ее поставщиков и организаций, оказывающих различные услуги на рынке электроэнер-

гии и, с другой стороны, потребителей является цена на электроэнергию и тарифы на услуги.

Крупный потребитель электрической энергии может построить собственный источник энергии, если посчитает, что цена энергоресурса, поставляемая с рынка, для него слишком велика.

Под *ценой* будем понимать стоимость электрической энергии на шинах электростанции (стоимость продукта), а под *тарифом* – стоимость электроэнергии непосредственно у потребителя с учетом дополнительных услуг (передачу, распределение, сбыт, диспетчеризацию, обеспечение надежности и др.). При таком понимании стоимость услуги на передачу и распределение электроэнергии (перевозку товара) – чистый тариф.

Рассмотренные выше особенности характеризуют *эксплуатационный маркетинг*, однако очевидна необходимость разрабатывать и *перспективный маркетинг*.

В основе эксплуатационного маркетинга лежит прогноз электропотребления, который зависит от темпов экономического развития региона. Если принято решение обеспечить рост электропотребления за счет создания новых генерирующих мощностей, то возникает необходимость решить ряд и других проблем, которые следует рассматривать как маркетинговые. Это проблема выбора оптимального варианта развития генерирующих мощностей электростанций. В этом случае производится экономическая оценка энергоресурсов региона и возможность их использования для увеличения выработки электроэнергии. В качестве альтернативного решения рассматривается покупка ее у других поставщиков.

Расширение производства электроэнергии должно быть согласовано с федеральным органом исполнительной власти и органом исполнительной власти субъекта Федерации, на территории которого расположен производитель электроэнергии. Создание новых объектов электроэнергетики требует отвода значительных земельных площадей для размещения электростанций, топливных складов, золоотвалов, водохранилищ ГЭС, полос отчуждения ЛЭП и т.д. Объекты электроэнергетики также оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду. В условиях рыноч-

ных отношений земля, как всякое ограниченное благо, имеет свою стоимость. Нужна также разъяснительная работа в администрации субъекта Федерации о целесообразности создания на их территории новой электростанции, в результате строительства которой будут обеспечены экономический подъем региона, рост занятости населения, увеличение налогов в бюджет региона, помощь региону в решении социальных проблем.

Формирование инвестиций на строительство новой электростанции – важное направление маркетинга в электроэнергетике. Инвестиции могут быть сформированы из нескольких источников: амортизации, прибыли, заемных средств, поступлений от продажи акций, бюджетного финансирования. Все эти источники необходимо оценить с точки зрения их целесообразности с учетом ставки кредитования, доходов на выпущенные акции и др.

2.3. Производственно-финансовая деятельность акционерного общества электроэнергетики

Под термином «организация электроэнергетики» будем понимать предприятие электроэнергетики, оформленное в виде отдельного хозяйствующего субъекта (акционерного общества) и самостоятельно осуществляющее свою производственно-финансовую деятельность. К организациям электроэнергетики относятся все предприятия отрасли, обеспечивающие производство, передачу, распределение и сбыт электроэнергии. Важным показателем в работе организации электроэнергетики является необходимая валовая выручка [10].

Необходимая валовая выручка – экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимый организации электроэнергетики для осуществления своей деятельности в течение определенного периода. Источниками формирования необходимой валовой выручки предприятия является тариф на электроэнергию и ее объем. Иными словами, организация электроэнергетики должна через цену электроэнергии (или тариф на свои услуги) обеспечить компенсацию своих затрат (издержек) на произведенный объем электроэнергии (или оказанные услуги) и еще по-

лучить прибыль. Сумма затрат и прибыли дает необходимую валовую выручку.

В необходимую валовую выручку включается также налог на прибыль организации.

Окончательную цену электроэнергии установит рынок, а вот объем производимой электроэнергии (услуг) предприятие должно рассчитать заранее и выйти на рынок со своими предложениями по определенной цене в зависимости от объема производства (рассчитать свою кривую предложения).

Для обоснования объема производимой продукции организация, производящая электроэнергию, рассчитывает:

- баланс электрической энергии и мощности, подтверждающий необходимость выработки определенного количества продукции (электроэнергии и мощности);
- полезный отпуск электроэнергии с обоснованием расхода энергии на собственные нужды и потери.

При расчете себестоимости продукции (издержек производства, затрат на производство электроэнергии) учитывают затраты на следующие материалы, работы и услуги:

- топливо, расходуемое на производство энергии;
- сырье, основные и вспомогательные материалы, запасные части для ремонта оборудования;
- работы и услуги по проведению ремонтных работ;
- топливо на вспомогательные технологические цели;
- покупную энергию со стороны;
- оплату труда в основной технологической деятельности в соответствии с отраслевым тарифным соглашением;
- амортизацию основных фондов по утвержденным нормам;
- отчисления на социальные нужды предприятия;
- прочие затраты, включающие нормируемые средства на обязательное страхование, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, плату за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду в соответствии с экологическими нормативами;

- непроизводственные расходы на выплату обязательных сборов, отчислений и платежей, а также налогов, включаемых в себестоимость в соответствии с нормативно-правовыми актами РФ.

При расчете прибыли учитывают:

- инвестиции на расширение основного производства;
- отчисления в фонд потребления социальной сферы;
- налоги, уплачиваемые за счет прибыли в соответствии с налоговым законодательством РФ;
- расходы на прочие цели, включая платежи за превышение предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду;
- дивиденды по акциям, согласованные с величиной дивидендов в схожих отраслях промышленности.

Схема производственно-финансовой деятельности предприятия электроэнергетики представлена на рис. 2.2.

Все приведенные выше расчеты по объему производства энергии, себестоимости и прибыли являются обосновывающим материалом для расчета цены на электроэнергию и тарифов на оказываемые услуги.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, и объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования. Расчетный годовой объем производства продукции и оказываемых услуг определяется на основе формируемого федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) по субъектам РФ.

Тариф на электроэнергию определяется по следующей формуле:

$$T_3 = \frac{НВВ}{Э_{п}}, \quad (2.1)$$

где НВВ – необходимая валовая выручка АО-энергетики; Э_п – количество электроэнергии, отпущенной потребителю.

Необходимая валовая выручка рассчитывается по выражению

$$НВВ = З + П, \quad (2.2)$$

где $З$ – затраты АО энергетики на производство электроэнергии, оказание услуг по ее передаче, распределению; $П$ – прибыль АО энергетики.



Рис. 2.2. Схема производственно-финансовой деятельности организации электроэнергетики:

в прямоугольниках представлены виды деятельности организации; стрелками показаны направления движения продукции (электроэнергии и мощности) и финансовых средств организации

К общим затратам (издержкам) предприятия относят:

- переменные затраты (зависящие от объема производства);
- постоянные затраты (не зависящие от объема производства).

Для того, чтобы предприятие электроэнергетики могло компенсировать свои затраты, связанные с вложением капитала на

расширение своей деятельности, цена товара (услуг) должна быть выше переменных затрат. Превышение цены над переменными затратами может быть небольшим, но в итоге длительной работы предприятия оно получит дополнительный доход, необходимый для возмещения постоянных затрат.

Краткосрочный период – это период времени, достаточный для изменения интенсивности использования уже существующих производственных мощностей предприятия, но недостаточный для их изменения.

В течение *долгосрочного периода* можно не только изменить величину производственных мощностей, но и вступить на рынок другому предприятию или покинуть его. Средства на финансирование капитальных вложений, направляемых на развитие производства, определяются с учетом амортизационных отчислений и сумм заемных средств, а также условий их возврата.

Привлечение инвестиций на развитие деятельности акционерного общества электроэнергетики. На традиционных рынках нормальной считается такая ситуация, при которой расширение деятельности компаний обеспечиваются за счет ее собственных или заемных средств. Однако рынок электроэнергии имеет свои особенности, которые не позволяют использовать только механизм традиционных товарных рынков для привлечения инвестиций.

Главной особенностью рынка электроэнергии является его значительное влияние на экономику страны, социальную политику государства. Поэтому функционирование и развитие рынка электроэнергии сопровождается специальными регулятивными мерами со стороны государства для привлечения инвестиций, которые не предусмотрены на традиционных товарных рынках. Необходимость такой регуляции показал и опыт работы электроэнергетики в нашей стране после ее реформирования.

Мировая практика формирования инвестиций в развитие производства. В мировой практике сложились два основных пути формирования инвестиций в развитие производства: американский и европейский. Так, законодательство США предусматривает осуществление инвестиций в экономику страны за счет

основной деятельности предприятий, а прибыль предприятий облагается высокой налоговой ставкой.

В европейских странах инвестиции осуществляются в основном за счет заемного капитала, который погашается (с процентами) в течение ряда лет за счет прибыли созданных предприятий, а налог на прибыль имеет пониженную учетную ставку.

Первый путь дает минимальную инвестиционную нагрузку на цену товара, но требует определенного времени для накопления необходимого объема инвестиций.

При втором пути инвестиционный капитал представляется сразу, но инвестиционная нагрузка на цену товара, по сравнению с первым путем, увеличивается вдвое за счет длительного (свыше 10 лет) использования заемного капитала. Таким образом, инвестиции всегда включаются в цену товара, независимо от способа их формирования – через себестоимость или через прибыль.

Как уже было сказано выше, в нашей стране с 1991 по 1997 гг. формирование инвестиционных фондов осуществлялось за счет включения соответствующей статьи в себестоимость тарифа. Однако после акционирования предприятий отрасли и развития рыночных отношений от этого механизма пришлось отказаться. Взамен была предложена схема формирования инвестиционных фондов из собственных средств предприятий электроэнергетики (амортизации и прибыли).

Сейчас в нашей стране используют следующие способы привлечения инвестиций (капитальных вложений) в электроэнергетику:

- тарифные отчисления (абонентная плата);
- средства федерального бюджета;
- собственные средства предприятия (амортизация и прибыль);
- привлечение сторонних инвесторов;
- выпуск дополнительных акций;
- использование кредита;
- договоры о предоставлении мощности.

В настоящее время больше половины инвестиций на развитие объектов электроэнергетики обеспечиваются за счет тарифных отчислений и средств федерального бюджета.

Тарифные отчисления (абонентная плата в тарифе на электроэнергию). Получение средств на развитие из тарифа на электроэнергию возможно только для организаций электроэнергетики, принадлежащих государству. Так, инвестиции на развитие АЭС включают в цену на электроэнергию АЭС и составляют до 40 % тарифа на электроэнергию АЭС. Это вызвано необходимостью обеспечить безопасность работы АЭС.

Для ГЭС, входящих в государственные компании, инвестиции собираются путем установления абонентной платы сверх цены на электроэнергию.

Для частных энергетических компаний этот путь получения инвестиций не применяется.

Средства федерального бюджета или кредит Центрального банка России направляются только на строительство объектов, принадлежащих государству. Это – АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «Россетские сети», ПАО «РусГидро» и др.

На развитие частных генерирующих компаний (в основном – это тепловые генерирующие компании) средства федерального бюджета не направляются.

Собственные средства предприятия – это амортизационные отчисления и прибыль предприятия (регулируемая и собственная), направляемые на модернизацию (реконструкцию) оборудования и ввод новых мощностей.

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа. Амортизационные отчисления включаются в издержки производства предприятия электроэнергетики и рассчитываются на основе утвержденных норм и балансовой стоимости основных фондов предприятия.

Поскольку амортизационные отчисления включаются в издержки производства (в тариф на электроэнергию) и не являются заработанными средствами, они контролируются государством и в обязательном порядке должны быть направлены на восстановление изношенного оборудования или расширение производства, связанного с модернизацией.

Регулируемая прибыль предприятия. Финансирование строительства объектов электроэнергетики из регулируемой прибыли

предприятия производится по инвестиционным программам, согласованным этим предприятием с администрацией соответствующего субъекта РФ и последующим утверждением ее Правительством РФ. Иными словами, для того чтобы организация электроэнергетики (предприятие энергетики) могла сформировать инвестиции для расширения своего производства, она должна согласовать свой инвестиционный проект с администрацией субъекта РФ, на территории которого она расположена, и утвердить его в Правительстве РФ. Только после этого инвестиции на развитие будут включены в прибыль организации и тем самым учтены в тарифе.

Собственная (чистая) прибыль предприятия. Инвестиции в простое воспроизводство должны производиться за счет амортизации, а расширенное воспроизводство – за счет собственной прибыли. Решение о направлении собственной прибыли предприятия решается на собрании акционеров общества этого предприятия. Только крупные и финансово устойчивые предприятия могут позволить себе вкладывать значительные финансовые средства из собственной прибыли в модернизацию (реконструкцию) оборудования и ввод новых мощностей.

Привлечение сторонних инвестиций – одна из стратегических задач отечественной электроэнергетики – в нашей стране пока развито слабо. Средства сторонних инвесторов составляют незначительную величину.

Незначительная доля инвестиций сторонних инвесторов объясняется просто. Многие инвесторы проявляют интерес к российской электроэнергетике, однако они воздерживаются от финансовых вложений в ее развитие и модернизацию. Во многом это объясняется повышенными рисками вложения капитала в России и длительным сроком строительства и окупаемости электростанций. Максимальный срок окупаемости, на который соглашаются инвесторы, составляет 5–7 лет. В то же время строительство новой электростанции до полного ее пуска в эксплуатацию составляет значительно большую величину – 10–12 лет.

В большинстве стран с развитой рыночной экономикой основным источником инвестиций является частный капитал, за счет которого обновляются старые и создаются новые генериру-

ющие мощности. Норма прибыли в электроэнергетике развитых стран не превышает 10–12 %, однако эта отрасль привлекает частных инвесторов стабильностью своей работы.

В мировой практике 10–12 летний срок окупаемости затрат в электроэнергетике считается вполне приемлемым при стабильной политической и экономической обстановке. Такой способ инвестирования строительства новых электростанций предполагалось ввести и в нашей стране. Однако нестабильность экономической ситуации не позволяет этого сделать.

Для привлечения средств сторонних инвесторов в состав цены электроэнергии включаются расходы на возврат привлеченных средств в полном объеме и прибыль на вложенный капитал в течение всего срока окупаемости проекта (затраты на обслуживание капитала). Таким образом, реализация инвестиционных программ всегда в большей или меньшей мере (в зависимости от источника инвестиций и условий предоставления инвестиций) осуществляется за счет тарифа – повышения цены электроэнергии. При использовании же средств сторонних инвесторов рост цены на электроэнергию особенно значителен вследствие длительного срока использования заемного капитала и высокой ставки обслуживания заемного капитала из-за повышенного риска длительных инвестиций.

Выпуск дополнительных акций – один из наиболее распространенных рыночных способов привлечения средств в развитие производства. Однако при этом могут возникнуть разногласия между акционерами по поводу сохранения контроля над предприятием. Эффективность этого способа привлечения финансовых средств в значительной степени зависит от котировки на рынке акций этого предприятия.

Кредит – временная передача одним лицом другому денежных средств, товаров и других ценностей на условиях срочности, возвратности и платности в виде процента за использование кредита. Использование кредита затруднено тем, что срок окупаемости крупного энергетического объекта составляет до 30 лет. В настоящее время отечественные кредитные институты согласны предоставить только «короткие» кредиты под значительные про-

центы 10–15 % годовых в валюте. В таких условиях прибыль предприятия будет полностью уходить на покрытие кредита. Поэтому кредитные организации в настоящее время обеспечивают только финансирование текущих обязательств электроэнергетических компаний, но не их развитие.

ТЕМЫ ПРОВЕРОЧНЫХ САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ РАБОТ ПО ГЛАВЕ 2

2.1. Вопросы и задания по теме «Акционерные общества электроэнергетики»

Дайте определение акционерному обществу и нарисуйте схему формирования акционерного капитала.

Составьте таблицу соотношения понятий государственной и акционерной формы управления и проведите аналогию между ними.

Опишите основное различие между целями акционерного общества и государства. Как это отражается на деятельности правительства и акционерного общества?

Дайте определение закрытого акционерного общества, общества с ограниченной ответственностью и открытого акционерного общества. В чем состоит различие обращений их акций?

2.2. Вопросы и задания по теме «Маркетинг в электроэнергетике»

В чем разница между постоянными и переменными затратами? Какие статьи затрат формируют постоянные и переменные издержки?

Дайте определение нормальной и экономической прибыли предприятия.

Перечислите основные способы инвестирования в расширении деятельности компаний электроэнергетики.

Какие из способов инвестирования используются для государственных энергетических компаний, а какие — для частных тепловых компаний?

2.3. Вопросы и задания по теме «Производственно-финансовая деятельность акционерного общества электроэнергетики»

Составьте схему производственно-финансовой деятельности организации электроэнергетики.

Опишите порядок формирования тарифа на электроэнергию и необходимой валовой выручки акционерного общества электроэнергетики.

Перечислите основные статьи расходов, входящих в затраты на производство электроэнергии.

Поясните, почему частные инвесторы не торопятся вкладывать свои средства в развитие российской электроэнергетики?

Опишите разницу формирования инвестиций, направляемых из регулируемой государством прибыли компании электроэнергетики и из собственной прибыли компании.

Чем вызвана необходимость использовать договоры о предоставлении мощности во время переходного периода к рынку электроэнергии?

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

3.1. Причины создания рынка электроэнергии

Электроэнергетика как отрасль возникла в 80-х гг. 19-го в., когда были построены первые небольшие электростанции на постоянном токе низкого напряжения 110–440 В. Электрическое освещение улиц и помещений стало первым массовым применением электричества. Развитие электроснабжения вызвало бурное развитие электротехнической промышленности, способствовало росту благоустроенности городов, возникновению электросвязи. Начиная с 20-х гг. 20 в. началась масштабная замена мускульной энергии людей и рабочего скота механической энергией, производимой путем преобразования электрической энергии.

Следующим этапом развития отрасли стало технологическое применение электроэнергии (плавка сварка, обжиг и др.) и ее использование в электрохимических и электрофизических процессах. Этот период ознаменовался быстрым ростом числа небольших изолированно работающих электростанций с электрическими сетями, проложенными к потребителям.

Развитие электроэнергетики во всех странах вплоть до последней трети 20-го в. характеризовалось следующими общими процессами:

- объединением отдельных компаний в более крупные, что давало возможность строить все более мощные электростанции и линии электропередачи более высокого напряжения;
- ростом единичных мощностей генерирующих установок и повышением напряжения электропередачи, что позволяло

снизить удельные затраты на производство и передачу электроэнергии.

Первые электроэнергетические компании были вертикально-интегрированными и осуществляли все виды деятельности: производство, передачу, распределение и сбыт электроэнергии. В целях упорядочения деятельности компаний и контроля над ценами власти стали предоставлять им привилегии (концессии) единолично обеспечивать электроэнергией отдельные территории. В начале в США в 1907 г., а затем и в других странах были приняты законы, устанавливающие, что электроснабжение отдельных населенных пунктов и промышленных узлов является естественной монополией, обеспечивается одной компанией и подлежит государственному регулированию.

Тарифы на услуги электроснабжающих компаний устанавливались специальными государственными комиссиями на основе издержек и регулируемой государством прибыли. Такое положение устраивало как энергетические компании, так и потребителей. Производителей электроэнергии оно устраивало потому, что позволяло им заключать концессии на длительный срок и, следовательно, привлекать инвестиции на свое развитие на более выгодных условиях. Потребителям оно было выгодно потому, что государственное регулирование не позволяло энергоснабжающим компаниям слишком завышать цены на электроэнергию.

В этот период цены на электроэнергию оставались стабильными относительно цен на большинство других потребительских товаров. Это создало условия для роста числа промышленных и бытовых потребителей.

В США централизация электроснабжения осуществлялась в основном в пределах одного штата, территория которого была отдана государством в концессию отдельной энергетической компании. Энергокомпании соседних штатов неохотно шли на создание электрических связей между штатами и только в том случае, если это приносило существенную взаимную выгоду. Эта выгода, как правило, делилась в равных долях между объединяемыми компаниями.

Основные промышленно развитые страны (Англия, Франция, ФРГ, Италия, Швеция, Япония, Австралия) создавали свои

национальные электроэнергетические системы. Однако связи между энергосистемами были слабы. Это объясняется тем, что продолжали действовать государственные привилегии компаниям обеспечивать электроэнергией закрепленные за компаниями территории. И государственным органам исполнительной власти так было удобнее осуществлять контроль над электроснабжением территорий.

Причины создания рынка электроэнергии. С начала 70-х и до 90-х гг. прошлого века в отрасли стали проявляться новые тенденции. Так, потребление электроэнергии перестало расти прежними высокими темпами, а в некоторых странах оно стабилизировалось из-за перехода на новые энергосберегающие технологии. Строительство атомных электростанций требовало больших инвестиций, и поэтому остро встала проблема обеспечения их безопасности. Строительство ГЭС подвергалось критике со стороны общественности из-за дороговизны строительства, затопления больших площадей плодородной земли и создания проблем для судоходства. Сооружение крупных угольных электростанций требовало значительных затрат на обеспечение условий по выбросу загрязняющих веществ.

К этому времени исчерпал себя положительный эффект масштаба в отрасли, поскольку энергетические объединения и электростанции достигли разумного предела по установленной мощности. Практика показала, что преимущества концентрации мощностей достигаются при установке на ТЭС 4 или 5 агрегатов. Дальнейшее увеличение числа агрегатов и общей мощности электростанции уже не дает эффекта, а с учетом увеличения затрат в электрические сети этот эффект может быть даже отрицательным.

В это время появился избыток генерирующих мощностей, содержание которого оплачивали потребители. Росли затраты на топливо вследствие перехода его добычи в неблагоприятные районы. На фоне этих процессов объективно происходил постоянный рост затрат на электроснабжение, и энергетические компании стремились возместить через тарифы свои повышенные издержки на сооружение атомных, угольных и гидроэлектростанций и обеспечить надежность. Рост инфляции еще более усугублял положение.

Все это вызывало недовольство общественности и потребителей, которые усматривали причину роста цен в неэффективности государственного регулирования и настаивали на переходе к конкуренции в производстве и сбыте электроэнергии так, как это было с другими товарами. Достигнутый к началу 90-х гг. высокий уровень развития информационных технологий, средств измерения и связи позволял обрабатывать и предавать значительные объемы информации и тем самым способствовал осведомленности общественности об экономическом положении в отрасли.

В то время в обществе стало активно распространяться мнение, что рынок сам все «уладит», высоко эффективный рынок привлечет инвесторов, а тариф на электроэнергию снизится за счет конкуренции.

Итак, суммируя, можно сказать, что рынки электроэнергии начали создаваться под влиянием следующих обстоятельств:

- потребление электроэнергии перестало расти высокими темпами;
- в условиях высокого уровня развития электроэнергетики и надежного электроснабжения потребитель, не вникая в суть сложности процесса, стал воспринимать электроэнергию как естественное, само по себе существующее благо;
- в условиях объективного роста цен на топливо, увеличения затрат на повышение надежности, безопасности и качества электроснабжения тарифы на электроэнергию у потребителей постоянно росли, что вызывало недовольство со стороны потребителей;
- при государственном управлении электроэнергетикой большие бюджетные средства вкладываются в опережающее развитие электростанций и электрических сетей с целью обеспечить энергетическую безопасность (независимость) страны и повысить надежность энергоснабжения. Поэтому возникли избытки мощности, содержание которых оплачивали потребители. Данное обстоятельство увеличивало тариф на электроэнергию и вызывало недовольство потребителей;
- строительство любого типа электростанций (АЭС, ГЭС, угольных ТЭС) стало вызывать протест общественности («зеле-

ных»), защищающей экологию: угольные ТЭС загрязняют окружающую среду, ГЭС требуют отчуждения больших плодородных территорий, а эксплуатация АЭС связана с опасными радиоактивными материалами;

- значительного развития достигла технология «зеленой» возобновляемой энергетики, активно пропагандируемой среди обывателей. У общественности возникло представление, что возобновляемые источники энергии могут заменить традиционную атомную и тепловую энергетику;

- на фоне развития рынков других товаров экономисты стали усматривать причину роста тарифов на электроэнергию в неэффективности государственного управления электроэнергетикой. Сторонники либерализации стали предлагать ввести рынок электроэнергии по аналогии с рынками других товаров.

Основные вехи начала либерализации торговли электроэнергией в разных странах представлены ниже.

- 1978 г. США: принят «Акт о политике регулирования компаний общего пользования». Был разрешен доступ сторонних участников при сохранении принципа «единственный покупатель» на территории штата. Сторонние производители электроэнергии получили доступ к электрическим сетям энергокомпаний, обслуживающих потребителей и являющихся монополистами на территории штата. На некоторых территориях США создан рынок электроэнергии под значительным контролем со стороны государства.

- 1991 г. В Великобритании началась реформа электроэнергетики в направлении создания рынка электроэнергии. Началась приватизация отрасли. Был создан спотовый рынок электроэнергии. В дальнейшем, правда, оказалось, что спотовый рынок, осуществляющий продажу электроэнергии в режиме реального времени, неэффективен, поскольку в условиях существования сильного пула (союза) производителей полностью устранил потребителей от участия в согласовании тарифов, поэтому было решено изменить структуру рынка: создать рынок двусторонних договоров как основной, а спотовый рынок перевести в рынок небалансов. Это позволило стабилизировать тарифы на электроэнергию.

- 1996 г. Европа: выпущена директива Европейского союза (ЕС) «О создании единого рынка электроэнергетики». Создание рынка электроэнергетики в разных странах Европы проходило по различным сценариям. Так, Франция отказалась реформировать свою электроэнергетику, которая осталась целиком под государственным управлением.

- 2001 г. Россия: задача реформирования электроэнергетики России была поставлена в постановлении Правительства РФ № 526 от 11.07.2001 г. «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» и закреплена Федеральным законом № 35-ФЗ от 26 марта 2003 г. «Об электроэнергетике».

3.2. Рынок совершенной конкуренции

Экономистами достаточно хорошо изучена модель совершенного рынка, на которую они ориентируются в своих предложениях [11–13]. Однако эта модель имеет дело с абстрактным товаром и абстрактной страной. На практике же совершенная конкуренция не встречается, но ее можно использовать как идеальную модель для понимания общих рыночных механизмов.

Рынок – это организованное место продажи товаров и услуг и заключения торговых сделок. Рынок сводит вместе продавцов (поставщиков) и покупателей (потребителей, перепродавцов) и помогает им на основе установленных на рынке правил продавать и покупать товары и услуги по согласованной цене.

Совершенная модель рынка должна быть изучена и затем правильно «спросцирована» на условия работы электроэнергетики конкретной страны. Особенности электроэнергетики как товара, технологические условия ее производства и потребления, экономика конкретной страны накладывают свой отпечаток на модель рынка электроэнергетики. В этих условиях возникает необходимость в разработке специальных методов, правил и приемов, позволяющих участникам рынка работать пусть и с существенными корректировками, но как-бы по рыночным правилам. Все упрощения, вводимые в модель совершенного рынка, можно оценить экономическими потерями.

Цена – основополагающее понятие рынка. В рыночной экономике цена – отпускная стоимость товара, денежное выражение стоимости товара. Она зависит от многих факторов: величины затрат, средней нормы прибыли и рентабельности, соотношения спроса и предложения на товар и т.д. Имеется много разновидностей цен. Среди них – цена предложения, цена спроса, рыночная цена.

Цена предложения – цена товара (услуги), предлагаемая производителями этого товара (услуги).

Цена спроса – цена товара (услуги), предлагаемая покупателями (пользователями) этого товара (услуги).

Рыночная цена – цена товара на рынке, являющаяся предметом соглашения между покупателем и продавцом. Она зависит от соотношения спроса и предложения на товар или группу взаимозаменяемых товаров. Рыночная цена обеспечивает равновесие спроса и предложения, поэтому ее иногда называют ценой рыночного равновесия. Рыночная цена устанавливается в процессе конкуренции между продавцами.

В экономической теории считается, что конкурентное ценообразование формирует эффективное распределение ограниченного количества товара между теми, кто испытывает в нем наибольшую потребность, обеспеченную максимальным эффектом от использования приобретенного на рынке товара и финансовой возможностью приобрести этот товар.

На рынке совершенной конкуренции соблюдаются следующие основные условия:

- кривая спроса потребителей имеет непрерывный и выпуклый «вверх» характер;
- кривая затрат производителей имеет непрерывный и выпуклый «вниз» характер;
- нет условий для применения рыночной силы (диктата цен) как со стороны производителей, так и со стороны потребителей;
- цена товара на рынке устанавливается равновесной на уровне, достаточном для поддержания деятельности существующих производителей, а при необходимости и для вступления новых;

- нет барьеров для вступления на рынок новых продавцов, а также отсутствуют трудности покинуть рынок при изменении цены товара;

- на рынке присутствует большое количество продавцов и покупателей, технико-экономические показатели которых примерно одинаковы.

Условия рыночного равновесия. Рынок совершенной конкуренции обеспечивает:

- производство товара производителями с наименьшими затратами;

- потребление товара теми потребителями, которые наиболее высоко ценят товар (используют его с наибольшим экономическим эффектом) и совершают его покупку по максимальной цене;

- производство только необходимого для удовлетворения эффективного спроса количества товара.

Функция благосостояния. Эффективность рынка следует рассматривать как эффективность не только производства, но и использования электроэнергии. Иными словами, конкурентный рынок электроэнергии должен строиться так, чтобы он был эффективным для всех его участников – производителей и потребителей.

Для производителей (электростанций, генерирующих компаний) эффективность работы на рынке понимается как получение максимального выигрыша (прибыли) с минимальными затратами на производство электроэнергии, а для потребителей – получение максимального выигрыша (прибыли) при минимальных затратах на приобретение электроэнергии. Суммарный выигрыш производителя и потребителя – это системный выигрыш.

Экономическая теория всегда исходит из того, что участники рынка всегда будут действовать так, чтобы максимизировать свою прибыль (выигрыш), поэтому для анализа ожидаемого поведения участников рынка строят следующие функции:

- выигрыш производителя;
- выигрыш потребителя;
- суммарный выигрыш энергосистемы.

Эти три условия (эффективность предложения, эффективность спроса и оптимальный объем торгуемой электроэнергии) объединяют в один общий критерий при помощи понятия суммарного выигрыша потребителя и производителя — функцию благосостояния (суммарного выигрыша) энергосистемы. В такой постановке оптимальный объем производимой продукции (электроэнергии) является искомой переменной.

Рассмотрим пример работы рынка электроэнергии. Пусть энергосистема состоит из одного узла. Линии электропередачи отсутствуют, а на конкурентном рынке действуют только два субъекта: потребитель электроэнергии и электростанция (рис. 3.1). В данном примере потребитель и электростанция представляют собой агрегированное множество потребителей и производителей, каждый из которых в отдельности не может повлиять на конкурентную (равновесную) цену рынка.

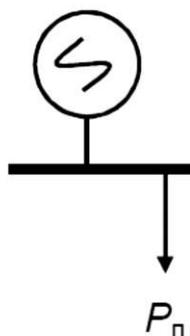


Рис. 3.1. Пример энергосистемы, состоящей из одного производителя и одного потребителя

Пусть кривые полезности товара (Π) и затрат производителя (Z) имеют параболический вид. Для потребителя полезность товара описывается следующим условием:

$$\Pi(P_{\Pi}) = A_{\Pi} P_{\Pi} - B_{\Pi} P_{\Pi}^2.$$

Для производителя (электростанции) затраты на выработку электроэнергии рассчитываются по формуле:

$$З(P_{эс}) = A_{эс}P_{эс} + B_{эс}P_{эс}^2,$$

где P_{Π} – часовое потребление электроэнергии потребителем (мощность потребителя); $P_{эс}$ – мощность производителя (электростанции); A_{Π} и B_{Π} – коэффициенты, характеризующие эффективность потребления электроэнергии; $A_{эс}$ и $B_{эс}$ – коэффициенты, характеризующие затраты электростанции на выработку электроэнергии.

Функция благосостояния (Б) системы, представляющая собой разницу полезности товара (П) и затрат на его производство (З), имеет вид:

$$Б = П - З = A_{\Pi}P_{\Pi} - B_{\Pi}P_{\Pi}^2 - A_{эс}P_{эс} - B_{эс}P_{эс}^2; \quad (3.1)$$

при соблюдении условия баланса производимого и потребляемого товара (мощности) в узле:

$$P_{\Pi} = P_{эс}. \quad (3.2)$$

Кривые полезности электроэнергии и затрат на ее выработку, а также результирующая кривая благосостояния представлены на рис. 3.2. Как видно из рис. 3.2, кривая благосостояния энергосистемы (Б) вначале возрастает при росте продажи товара (электроэнергии), достигает своего максимума в сечении пунктирной линии $c d$ и затем снижается до нулевых значений. Выработка (потребление) электроэнергии в сечении $c d$ достигает своих оптимальных значений. Любое отклонение объема торговли электроэнергией от его оптимального значения приводит к снижению благосостояния системы.

Для отыскания условий, при которых функция благосостояния (Б) достигает своего максимального значения, используем метод неопределенных множителей Лагранжа, который является основным методом оптимизации в электроэнергетике. Суть данного метода заключается в том, что отыскивается экстремум функции Лагранжа, обеспечивающий максимум функции (3.1) при выполнении условия баланса мощности в узле (3.2).

Для этого из выражений (3.1) и (3.2) составляется функция Лагранжа и затем отыскивается ее максимум путем приравнивания

нулю частных производных по искомым переменным – нагрузкам P_{Π} , $P_{\text{ЭС}}$ и коэффициента Лагранжа λ :

$$L(P_{\Pi}, P_{\text{ЭС}}, \lambda) = A_{\Pi} P_{\Pi} - B_{\Pi} P_{\Pi}^2 - A_{\text{ЭС}} P_{\text{ЭС}} - B_{\text{ЭС}} P_{\text{ЭС}}^2 + \lambda (P_{\text{ЭС}} - P_{\Pi}), \quad (3.3)$$

где λ – неопределенный множитель Лагранжа.

При достижении экстремума функции (3.3) в точке d коэффициент λ определяет рыночную цену электроэнергии $C_{\text{р}}$. Поскольку коэффициент λ имеет физический смысл цены электроэнергии, в дальнейшем вместо коэффициента λ будем использовать показатель цены C .

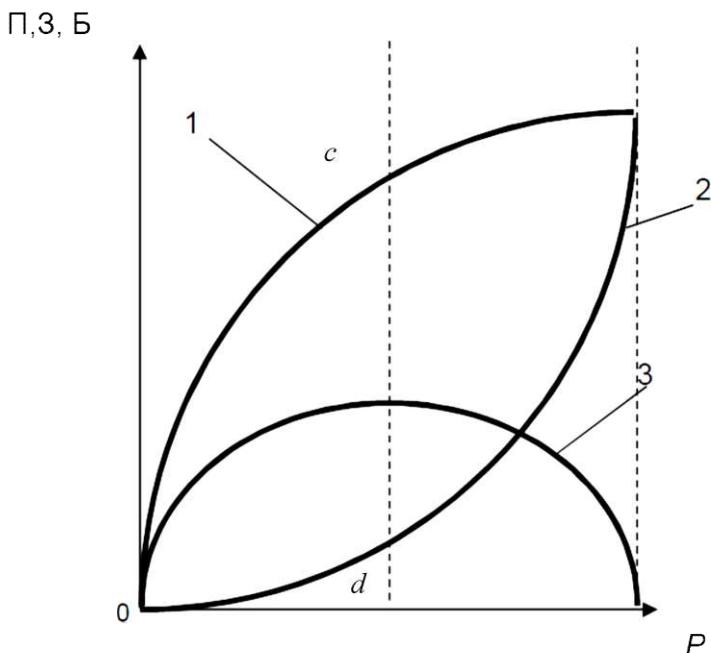


Рис. 3.2. Кривые полезности электроэнергии, затрат на ее выработку и результирующая кривая благосостояния:

- 1 – кривая полезности электроэнергии для потребителя (Π);
- 2 – кривая затрат на производство электроэнергии (З);
- 3 – результирующая кривая благосостояния энергосистемы (Б);
- $c-d$ – линия максимального значения кривой благосостояния (Б) системы

Дифференцируя выражение (3.3) по искомым переменным P_{Π} , $P_{\text{Эс}}$ и Ц , получаем:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{\Pi}} = A_{\Pi} - 2B_{\Pi}P_{\Pi} - \text{Ц} = 0,$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{\text{Эс}}} = A_{\text{Эс}} + 2B_{\text{Эс}}P_{\text{Эс}} - \text{Ц} = 0,$$

$$\frac{\partial L}{\partial \text{Ц}} = P_{\text{Эс}} - P_{\Pi} = 0,$$

откуда

$$A_{\Pi} - 2B_{\Pi}P_{\Pi} = \text{Ц}, \quad (3.4)$$

$$A_{\text{Эс}} + 2B_{\text{Эс}}P_{\text{Эс}} = \text{Ц}, \quad (3.5)$$

$$P_{\text{Эс}} - P_{\Pi} = 0.$$

Уравнение (3.4) представляет кривую спроса, а формула (3.5) описывает кривую предложения. Равновесие рынка достигается при пересечении кривых спроса и предложения, как это показано на рис. 3.3.

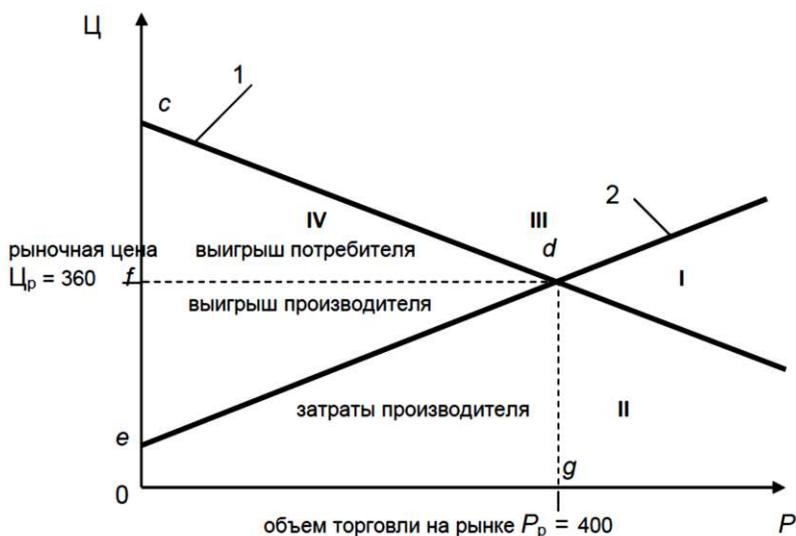


Рис. 3.3. Условие рыночного равновесия:

1 – кривая спроса; 2 – кривая предложения;

d – точка рыночного равновесия

Точка пересечения (точка равенства кривых спроса и предложения) определяет равновесную цену электроэнергии на рынке (C_p):

$$C_p = A_{эс} + 2B_{эс}P_{эс} = A_{п} - 2B_{п}P_{п}. \quad (3.6)$$

Производная затрат производителя – это функция цены предложения на рынке электроэнергии ($z_{пр}$):

$$A_{эс} + 2B_{эс}P_{эс} = z_{пр}.$$

В точке пересечения кривых спроса и предложения (точка d) достигается равенство относительного прироста затрат и полезности электроэнергии, а также устанавливается цена рынка, т.е. выполняется условие (3.6).

Условие рыночного равновесия (3.6) можно также записать в следующем виде:

$$z_{пр} = C_p. \quad (3.7)$$

Равенство (3.7) устанавливает основной закон рынка: *производитель товара (электроэнергии) всегда входит в рынок с предложением цены своего товара ($z_{пр}$), равной установившейся цене товара на рынке (C_p)*. Иными словами, производитель всегда предлагает цену на свой товар, равной цене рынка.

Равновесная цена рынка – это цена, при которой покупатель согласен купить, а продавец – продать свой товар. Равновесная цена рынка всегда устанавливается на уровне самой высокой цены товара, по которой покупатель еще соглашается приобрести товар. Более высокая цена отвергается покупателем, а с более низкой ценой продажи не соглашается продавец [14].

Рыночная цена на электроэнергию – это всегда предельная (самая высокая) цена еще востребованного на рынке генератора. Предельные затраты производителя определяют кривую предложения и играют ключевую роль в экономической теории конкурентного рынка. В современной экономической теории предельные затраты определяются как «стоимость производства или отказа от производства одной дополнительной единицы продукции». При этом предполагается, что произвести продукции на одну еди-

ницу больше будет стоить столько же, сколько будет сэкономлено в случае сокращения объемов производства на одну единицу.

Иными словами, если новый производитель вступает на рынок со своим товаром такого же качества, то он не должен заявлять цену на свой товар выше или ниже уже сложившейся рыночной цены. Если он заявит большую цену, рынок отвергнет его товар. А если он заявит меньшую цену, то он проиграет, поскольку его товар мог бы быть гарантированно реализован по рыночной (более высокой) цене. Отклонения от рыночной цены, которые рынок примет, могут быть обоснованы более низким или более высоким качеством товара. Более качественный товар продается по более высокой цене, а менее качественный – по цене ниже рыночной.

Равновесная цена товара на рынке определяет также выручку производителя, которая определяется как произведение цены товара на его объем. Эта цена устанавливает и затраты потребителя на приобретение товара, которые равны произведению цены на количество товара. Таким образом, выручка производителя (продавца) всегда равна затратам потребителя (покупателя).

Теперь становится ясен смысл кривых спроса и предложения. Кривая спроса – это производная кривой полезности электроэнергии для потребителя по потребляемой мощности, а кривая предложения – производная кривой затрат по продаваемой на рынке мощности на производство электроэнергии. Поскольку кривые полезности товара и затрат производителя в рассматриваемом примере представлены параболой, их производные (кривые спроса и предложения) имеют вид прямых с разрывами первого рода в начале координат.

Кривая спроса (на графике она – прямая) делит все пространство возможных сочетаний «количество товара – цена» (или «цена – количество товара») на две области: выше кривой спроса и ниже кривой. Выше кривой спроса находятся неприслельные для покупателей сочетания «количество – цена», так как они не готовы покупать любое относящееся к этой области количество товара по соответствующей этому количеству цене. И, напротив, ниже кривой спроса находится область прислельных для покупателей сочетаний «количество – цена».

Аналогично, кривая предложения (на графике она – прямая) делит все пространство возможных сочетаний «количество – цена» на две области – приемлемую для производителей (выше кривой предложения) и неприемлемую (ниже кривой).

Покупка или продажа товара имеют место, если совпадают интересы покупателя и продавца. Зоны I, II и III являются зонами несовпадения их интересов. В зоне IV, ограниченной соответствующими участками кривых спроса и предложения, возможны сделки при любом сочетании количества товара и цены, т.е. в любой точке зоны. Любая такая сделка совершается по цене, которая, с одной стороны, не является предельно высокой для покупателей, и, с другой стороны, не является предельно низкой для продавцов. По этой причине рыночные цены, фиксируемые при таких сделках, не являются устойчивыми, так как каждая сторона стремится изменить их в свою пользу. Единственной точкой зоны IV, в которой экономические интересы и покупателей и продавцов полностью совпадают, является точка пересечения кривых спроса и предложения (точка d). Эта точка соответствует максимальной цене, которую могут позволить себе покупатели при покупке данного количества товара, и в то же время – минимальной цене, приемлемой для продавцов при продаже этого же количества товара. Такая ситуация на рынке является устойчивой, так как ни продавцы, ни покупатели не в состоянии изменить равновесную цену. Когда достигается равенство между спросом и предложением, говорят, что рынок находится в состоянии равновесия, а цена при которой достигнуто это равновесие, является равновесной ценой.

Если на каком-либо рынке сделки преимущественно заключаются в точках, лежащих на участке кривой спроса выше точки ее пересечения с кривой предложения (точки d), то говорят, что это – рынок продавца, т.е. продавцы в силу дефицита товара или других причин диктуют свои условия покупателям. Если же сделки на рынке преимущественно заключаются в точках, лежащих на участке кривой предложения ниже точки d , то говорят, что это – рынок покупателя, т.е. покупатели диктуют свои условия продавцам. В экономической науке принято, что только в точке d имеет

место устойчивое (конкурентное) равновесие, а цена в этой точке является конкурентной (равновесной).

Выигрыш производителя – это его валовая выручка минус затраты на производство электроэнергии (площадь фигуры $0-e-f-d$). Выигрыш потребителя равен полной ценности товара (потребленной электроэнергии) за минусом его расходов на покупку этого товара (площадь треугольника $f-c-d$). Если сумма выигрышей потребителя и производителя достигает максимума, то конкурентный рынок эффективен (площадь треугольника $e-c-d$ достигает максимума). Действительно, при любых других значениях P , кроме P_P , эта площадь меньше. Затраты потребителя на покупку электроэнергии всегда равны выручке производителя (площадь четырехугольника $0-f-d-g$).

Для рассматриваемого примера при $A_{\text{ЭС}} = 200$; $B_{\text{ЭС}} = 0,2$; $A_{\text{П}} = 600$; $B_{\text{П}} = 0,3$ получаем оптимальные значения $P_{\text{ЭС}} = P_{\text{П}} = 400$; $C_P = 360$.

3.3. Рынок электроэнергии – рынок несовершенной конкуренции

На рынке электроэнергии действуют многочисленные ограничения, препятствующие формированию цен по правилам рынка совершенной конкуренции.

Электроэнергетика – отрасль, имеющая монопольные черты. Этому способствуют следующие ее основные свойства:

- невозможность хранения электроэнергии (абстрактный товар можно долго хранить на складе);
- неравномерность потребления электроэнергии по времени;
- наличие положительного эффекта от роста масштаба производства электроэнергии;
- необходимость технологической (не экономической) координации работы объектов электроэнергетики по всей цепочке ее производства, передачи, распределения и потребления;
- чрезвычайно высокая значимость электроэнергии для экономики и общества, не допускающая изъятия электроэнергии

из потребления даже при ее высокой рыночной цене (перерывов в электроснабжении);

- значительные ущербы у потребителей от перерывов электроснабжения, значительно (в сотни раз) превышающие себестоимость ее выработки;

- необходимость поддержания постоянного и значительного резерва мощности;

- наличие большого числа изолированных энергосистем;

- значительные финансовые вложения при строительстве генерирующих мощностей, препятствующие легкому вступлению на рынок новых продавцов электроэнергии;

- значительная доля постоянных затрат при выработке электроэнергии, которая не учитывается при определении предельной (маржинальной) цены;

- отсутствие каких-либо данных о кривых спроса потребителей.

В этих условиях необходимо разрабатывать специальные методы и приемы, позволяющие участникам торговых отношений работать с существенными допущениями, но по рыночным правилам.

Существует несколько основных методов установления цены на рынке электроэнергии:

- метод «средние издержки плюс регулируемая прибыль» (монопсонический рынок несовершенной конкуренции);

- на уровне текущих цен рынка (спотовые цены);

- на закрытых торгах (рынок двусторонних договоров).

Все эти методы применимы для организации торговли электроэнергией на рынке.

При любом методе определения цены электроэнергии требуется рассчитывать затраты (издержки) на использование генерирующей мощности. Полные затраты (стоимость, издержки) генерирующей установки включают две основные составляющие:

- постоянные затраты (не зависящие от объема производства электроэнергии);

- переменные затраты (зависящие от объема производства электроэнергии).

Для рынка электроэнергии важна проблема координации (технологического единства), поэтому сделки в реальном времени требуют только централизованного управления со стороны системного оператора. И чем большую роль на рынке играет системный оператор, обеспечивающий централизованное управление режимами, тем меньше роль самого рынка в ценообразовании, поскольку системный оператор как некоммерческая организация действует не по правилам рынка, а по правилам технологического функционирования энергосистем.

Принимая во внимание особые условия ценообразования на рынке электроэнергии, можно утверждать, что цена электроэнергии на рынке не может быть в полном смысле конкурентной в классическом понимании рынка.

Для разработки эффективного механизма функционирования рынка электроэнергии необходимо установить особенности формирования следующих основных зависимостей:

- спроса на электроэнергию;
- предложения электроэнергии;
- графиков нагрузки.

Только после того, как будут определены свойства перечисленных выше зависимостей, можно разрабатывать методы определения конкурентной (равновесной) цены на электроэнергию, способы возмещения постоянных затрат и методы установления цены на рынке электроэнергии.

Кривая спроса потребителей электроэнергии лежит в основе экономической теории рынка электроэнергии. Однако о кривой спроса на электроэнергию ничего не известно. Ее можно только искусственно создать. И даже если эта кривая будет получена, спрос на электроэнергию не будет зависеть от текущей цены на рынке, поскольку потребители не отслеживают изменение цены на электроэнергию в режиме реального времени и не уменьшают свое потребление при росте цены. Спрос на электроэнергию меняется только за длительный период времени и по обстоятельствам, не зависящим от потребителей.

Потребители не имеют представления о ценности потребляемой ими электроэнергии (она просто им необходима), не работают

в одной команде (пуле), поскольку выпускают различные виды продукции, и не ориентируются в режимах работы энергосистемы.

Электроэнергия, получаемая потребителем из общей сети, является товаром первой необходимости, и только в редких случаях ее можно заменить (например, можно перейти на электро-снабжение от автономной дизельной электростанции или перевести электроотопление на газовое и др.). По этой причине потребители крайне чувствительны к перерывам в электроснабжении и гораздо менее чувствительны к цене электроэнергии.

Кривая предложения производителей электроэнергии. Электроэнергия производится на разных по технологии и мощности электростанциях, а энергоблоки в работу включаются дискретно. Более того, для пуска энергоблока необходимо предварительно разогреть котел, для чего потребуются затраты топлива (затраты холостого хода). Поэтому кривая предложения производителей (кривая предельных затрат электростанций) также имеет дискретный характер.

Затратные характеристики разных типов электростанций существенно различаются, и поэтому характеристики относительных приростов затрат не могут быть представлены монотонно возрастающими и выпуклыми «вниз» кривыми как этого требует рынок совершенной конкуренции.

На рынке электроэнергии играют как бы две команды игроков. Первая команда – производители – объединяет квалифицированных участников, хорошо знающих правила игры и работающих в течение многих десятков лет в единой команде (электроэнергетической системе, пуле), выпускающих один товар – электроэнергию – и конкурирующих между собой. Производители электроэнергии очень хорошо знают технико-экономические свойства энергоблоков своих электростанций, прекрасно умеют экономить топливо и считать свои затраты.

Вторая команда – потребители электроэнергии – состоит из различных, никак не связанных и не конкурирующих между собой промышленных предприятий (алюминиевый завод, завод хлебоулучных изделий, инкубатор, ферросплавный завод и др.).

В этих условиях активной стороной на рынке являются производители, поскольку кривая предложения электроэнергии

ими хорошо изучена, а эластичность предложения (зависимость цены электроэнергии от объема ее производства) в отличие от эластичности спроса очень высока.

Электричество как товар обладает различными потребительскими свойствами. Электричество является высоко стандартизированным продуктом, жестко контролируемым по напряжению, частоте, синусоиде, наличию гармоник и т.д.

Для потребителей, работающих в различных зонах графика нагрузки (базовой, полупиковой и пиковой), требуются различные типы источников электроэнергии (АЭС, ГЭС, ГТУ и др.), поэтому электричество в разные часы суток обладает различными потребительскими свойствами, поскольку дает возможность использовать ее в требуемом для потребителей интервале времени.

Электростанции не взаимозаменяемы из-за различия их маневренных и экономических характеристик. Любой рынок работает эффективно только при условии, что на нем присутствуют большое количество производителей товара с одинаковыми экономическими характеристиками и производящими товар одинаковых потребительных свойств. Это условие позволяет при необходимости заменить одного продавца другим без потерь для рынка. Однако электростанции не взаимозаменяемы из-за различия их маневренных и экономических характеристик.

В течение суток имеет место значительная неравномерность электропотребления. Кроме того, неравномерность потребления электричества наблюдается по дням недели и сезонам года. Поэтому рынок электричества разбит на отдельные зоны (базовую, полупиковую, пиковую) в соответствии с графиком потребления электричества.

В базовой части суточного графика нагрузки энергосистемы расположены электростанции, которые несут постоянную нагрузку. Здесь размещают АЭС с высоким годовым числом часов использования и ТЭЦ, которые работают в режиме тепловой нагрузки (рис. 3.4).

В базовой части графика также работают ГЭС, они обеспечивают судоходство, орошение, водоснабжение, рыбоводство, защиту от паводков. Это не позволяет полностью использовать широкие

возможности регулирования мощности ГЭС в интересах их совместной работы с другими электростанциями энергосистемы.

Электростанции, размещаемые в полупиковой части графика, несут повышенную нагрузку в дневное время и разгружаются при снижении нагрузки. К ним, прежде всего, относятся блочные конденсационные электростанции (КЭС).

В пиковой части графика для покрытия максимума нагрузки и для поддержания частоты используют высокоманевренные гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) и газотурбинные установки (ГТУ), а также гидроэлектростанции (ГЭС), если водный режим позволяет кратковременно использовать их полную мощность.

Особенности электрической энергии как товара. При любом способе торговли на рынке электроэнергии – централизованном или двустороннем (непосредственно между покупателем и продавцом) – оперативное ведение режима осуществляет системный оператор. В каждый момент времени, когда генерирующие установки вырабатывают электроэнергию, а потребители используют ее, производимый объем электроэнергии всегда точно равен объему ее потребления.

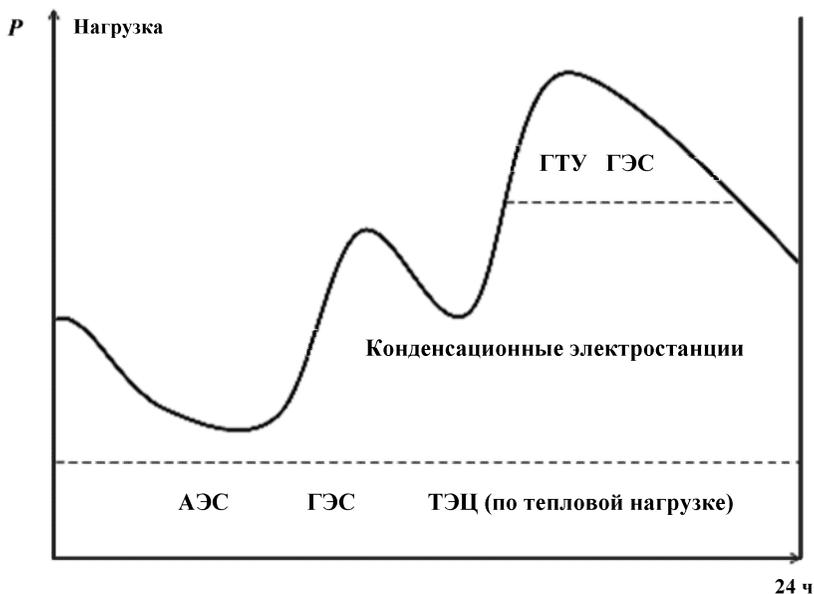


Рис. 3.4. Суточный график нагрузки энергосистемы, состоящей из различных типов электростанций

На рынке других товаров кратковременный дисбаланс между производством и потреблением не приводит к потере его устойчивости: он легко ликвидируется за счет складского запаса или товаров-заменителей. Электроэнергию нельзя мгновенно заменить другим энергетическим ресурсом, а запастись ее в промышленных объемах невозможно. Рынок электроэнергии работает нормально только при условии, что в каждый момент времени обеспечен баланс между суммарным объемом поставки электроэнергии в систему и суммарным объемом ее потребления из системы.

Такой баланс существует, если все производители поставляют в общую сеть электрическую мощность точно в соответствии со своими обязательствами (или заданием диспетчера – системного оператора), а все потребители потребляют электрическую мощность, включая потери мощности, точно в соответствии со своими обязательствами.

На практике же как производители, так и потребители допускают отклонения от своих обязательств. Это влечет за собой дисбаланс между поставкой и потреблением электроэнергии и, как следствие, отклонение частоты и напряжения от стандартных значений, а при значительных отклонениях – потерю устойчивости и развал работы энергосистемы. Поэтому на рынке электроэнергии должны быть предусмотрены централизованные резервы мощности и другие меры по обеспечению непрерывного баланса между производством и потреблением. Необходимость оперативного (в считанные минуты) балансирования энергосистемы в условиях переменной нагрузки требует наличия определенного числа электростанций, способных быстро и в широких пределах менять величину генерации, т.е. иметь высокую маневренность.

Нагрузка энергосистемы меняется не только в течение суток, но и в течение года, поэтому требуемая располагаемая мощность электростанций в целях обеспечения надежности электроснабжения должна быть не ниже годового максимума нагрузки плюс необходимые резервы. Это означает, что в течение большей части года какой-то объем генерирующей мощности всегда недогружен.

В энергосистеме с сотнями генерирующих установок, работающими на полную мощность и снабжающими электроэнергией тысячи промышленных предприятий и миллионы квартир, отключение даже одной генерирующей установки автоматически вызывает уменьшение частоты и напряжения, из-за чего все электрические приборы начинают потреблять меньше мощности.

Электричество является в высшей степени стандартизированным продуктом, поставляемым большим числом производителей в «общий котел» (электрическую сеть) и мгновенно потребляемым множеством потребителей. С физической точки зрения невозможно определить, кто произвел электроэнергию, потребленную тем или иным потребителем. Да и потребителю все равно, чью электроэнергию он потребляет: ведь она по качеству ничем не отличается. Более того, потребитель может потребить любое количество электроэнергии, даже не заключая договора на ее поставку, а системный оператор не всегда может его ограничить, поскольку это приведет к дисбалансу мощности в системе и потере устойчивости ее работы.

По истечении времени на основании показаний приборов учета этому потребителю, конечно, будет выписан счет за фактически потребленную им электроэнергию (и по более высокой цене), однако это будет сделано уже после того момента времени, в который необходимо было обеспечить баланс электроэнергии.

Мгновенность процесса производства и потребления электроэнергии требует, чтобы электрические сети в любой момент времени были способны передать весь объем потребляемой в данный момент электроэнергии. Однако сети имеют пределы передаваемой мощности. Это вместе с переменным характером нагрузки требует тщательно планировать режимы передачи электроэнергии с учетом пределов передаваемой мощности.

Доминирование на рынке крупных электростанций. В электроэнергетике уровень конкуренции низок вследствие доминирования крупных электростанций на большой территории, а вступление новых производителей на рынок электроэнергии всегда связано с длительным и капиталоемким процессом строительства новых электростанций, занимающим несколько лет.

Цена на электроэнергию для новой электростанции будет всегда выше цены уже существующей электростанции из-за необходимости для новой электростанции возратить через цену на электроэнергию вложенные инвестиции на строительство. На рынке всегда в выигрыше будет тот, кто, не вкладывая средств в новое строительство, максимально эксплуатирует уже существующие мощности.

Если рынок электроэнергии предоставить самому себе, то он будет регулировать себя путем возникновения длительных многолетних дефицитов электроэнергии и резких скачков цен на электроэнергию [11–14]. А этого допустить никак нельзя. В этих условиях государство берет на себя задачу регулировать рынок оставляя за собой решение стратегических задач.

Проблема возмещения постоянных затрат электростанций. На рынке электроэнергии состояние долгосрочного равновесия сохраняется только тогда, когда производитель возмещает не только свои переменные, но и постоянные затраты. Это условие должно быть обязательно выполнено, несмотря на утверждение классической теории рынка о том, что в краткосрочном периоде предельные затраты производителей в каждый момент времени устанавливаются на уровне цены рынка, равны приросту только переменных и не учитывают постоянных издержек [11–14].

Цены рынка электроэнергии должны возмещать не только переменные, но и постоянные затраты производителя. Только при этом условии рынок будет находиться в равновесии. Если же цены рынка, основанные только на предельных (маржинальных) издержках, не будут покрывать постоянные затраты, как это принято в теории рынка совершенной конкуренции, в том числе связанные с возвратом вложенного капитала, то инвесторы перестанут вкладывать средства в новые генерирующие мощности при продолжающемся росте спроса на электроэнергию. По мере увеличения спроса и износа оборудования электростанций на рынке возникнет недостаточное предложение электроэнергии, которое приведет к росту цен.

На рынке электроэнергии принимают специальные меры по обеспечению долгосрочного рыночного равновесия, предусмат-

ривающего компенсацию общих (постоянных и переменных), а не только переменных затрат. Компенсация постоянных затрат в долгосрочном периоде может быть обеспечена установлением для электростанции прокатной оценки – превышением цены электроэнергии над предельными переменными затратами на величину, необходимую для компенсации постоянных затрат электростанции. В этом случае цена на рынке определяется не на основе предельных затрат производителей, а ценовым предложением производителей, в которые они включают в том числе и свои постоянные затраты.

Проблема инвестиций в развитие генерирующих мощностей. В начальный период увлечения полной либерализацией было распространено мнение, что развитие генерирующих мощностей электростанций должно быть полностью оставлено рыночным силам. Какие-либо регулирующие воздействия на ввод новых электростанций отвергались. При этом утверждалось, что на рынке должна вестись торговля только одним товаром – электроэнергией [15,16]. Если на рынке возникает ограничение на генерирующие мощности, то равновесная цена рынка возрастает, превышая предельные цены, и формирует заинтересованность в инвестициях, направляемых на создание новой генерации. Такое превышение называется инвестиционной премией.

При достижении инвестиционной премии величины, достаточной для окупаемости финансовых вложений, на рынок приходят инвесторы, которые вводят новые мощности и увеличивают предложение электроэнергии на рынке, в результате чего цена на электроэнергию снижается. Однако для создания необходимой величины генерирующих мощностей необходимо несколько лет и значительные инвестиции. Спотовый же рынок, на котором формируется маргинальная цена, – чрезвычайно близорук. Цены спотового рынка отражают только текущее состояние отрасли и неприменимы для определения цен на несколько лет вперед.

Монопсония потребителей. Монопсоническая сила – это рыночная сила, применяемая потребителями. Угольные электростанции запроектированы на сжигание определенного вида угля, а многие угледобывающие компании специально создаются для

снабжения углем конкретных электростанций. Поэтому отказ электростанции покупать уголь у сориентированной на эту станцию угольной компании и переход на покупку угля этого же месторождения, но у другой добывающей компании, приведет к банкротству первой.

Рынок электроэнергии – значительно более технологический, чем финансовый. Мгновенность процесса производства и потребления электроэнергии требует согласованной работы всех участников рыночных отношений, несмотря на их различные интересы, поэтому спотовый (текущий) рынок электроэнергии всегда технологический, а не финансовый. Рынок электроэнергии – это единственный вид рынка, на котором неустойчивость энергосистемы может развиваться катастрофически быстро – меньше, чем за одну секунду, – и охватить сотни участников, совместно использующих один товар, одну инфраструктуру и объединенных в рынок. Если же не принять меры к устранению причин аварии, рынок электроэнергии может просто развалиться за доли секунды. Ответственность системного оператора за обеспечение надежности и качества электроснабжения чрезвычайно велика, и она не может быть передана коммерческим участникам рынка электроэнергии.

Необходимость постоянно поддерживать резервы мощности. На рынке электроэнергии должны быть предусмотрены централизованные резервы мощности и другие меры по обеспечению непрерывного баланса между общим производством и общим потреблением. Необходимость оперативного (в считанные минуты) балансирования энергосистемы и переменный характер нагрузки в течение суток требует наличия в энергосистеме определенного числа электростанций, способных быстро и в широких пределах менять уровень генерации.

Требуемая располагаемая мощность электростанций в целях обеспечения надежности электроснабжения должна быть не ниже годового максимума нагрузки плюс необходимые резервы. Это означает, что в течение большей части года какой-то объем генерирующей мощности всегда будет недогружен. Поэтому наряду с общим рынком электроэнергии необходимо создавать также и рынок резервных мощностей (балансирующий рынок).

Электрические сети имеют пределы передаваемой мощности, поэтому всегда будут существовать отдельные ценовые зоны рынка электроэнергии. Тем самым ограничивается пространство создания свободного рынка электроэнергии.

Слабая зависимость величины электропотребления от цены на электроэнергию. Электроэнергия, получаемая потребителем из общей сети, является товаром первой необходимости, и только в редких случаях ее можно заменить (например, можно перейти на электроснабжение от автономной дизельной электростанции или перевести электроотопление на газовое). По этой причине потребители очень чувствительны к прерывам в электроснабжении и менее чувствительны к цене электроэнергии.

Поскольку потребитель не может заменить электроэнергию другим видом энергии, у поставщиков электроэнергии появляется возможность с выгодой для себя отклонять ее цену от конкурентного уровня, т.е. использовать рыночную силу.

Перечисленные выше особенности электроэнергии как товара учитывались экономически развитыми странами при организации рынка электроэнергии. В результате во многих странах были внедрены ограниченные рыночные отношения.

3.4. Особенности создания рынка электрической энергии в России

Существуют дополнительно особенности создания рынка, характерные только для нашей страны [17–19]. Рассмотрим некоторые из них.

Российская электроэнергетика в принципе не создавалась как конкурентная. В период, когда вся собственность в СССР являлась государственной, а рост экономики происходил высокими темпами, развитие электроэнергетики шло по пути централизации управления развитием и функционированием отрасли, строительства крупных станций и линий высокого напряжения для передачи электроэнергии на большие расстояния.

Каждая электростанция в СССР строилась так, чтобы обеспечивать электроэнергией территорию радиусом 500–600 км и более, которая охватывает несколько смежных областей или республик. Для таких электростанций использовался термин «государственная районная (обеспечивающая электроэнергией большой район) электрическая станция – ГРЭС». Как правило, это крупные электростанции конденсационного типа (КЭС), рассчитанные на производство большого количества электроэнергии. Такие электростанции являются основными производителями электроэнергии в составе ЕЭС России.

Конкуренция электростанций в обеспечении потребителей электроэнергией не предусматривалась, поскольку одновременно строить другую электростанцию для электроснабжения тех же потребителей за счет государственных средств не имело смысла. Переход к рынку электроэнергии целесообразно проводить при избытке генерирующих мощностей более 40 %. В России такого избытка мощностей никогда не было.

Территориальная ограниченность рынка электроэнергии. В России работают сотни электростанций, которые через разветвленную сеть линий электропередачи соединены с огромным количеством потребителей. Развитие межсистемных линий электропередачи сделало возможной передачу электроэнергии на большие расстояния и создало предпосылки для формирования рынка. Прогресс в передаче электроэнергии в большей мере, чем изменения в технологии ее производства, способствует тому, что оптовая торговля электроэнергией в значительной степени теряет свойства естественной монополии.

Оптовый рынок, использующий электрические сети высокого напряжения, более подвержен либерализации, чем розничные рынки, поскольку на последних электроснабжение потребителей обеспечивается линиями низкого напряжения, а деятельность по распределению электроэнергии имеет признаки естественной монополии.

Однако в рынке электроэнергии могут участвовать только те производители, которые подключены к внутрисистемным или межсистемным сетям высокого напряжения. В нашей стране с ее

уникально большой территорией и значительными расстояниями между отдельными энергосистемами эта особенность проявляется наиболее сильно и создает трудности для появления на рынке достаточного для справедливой конкуренции числа участников. Существует много примеров, когда создание оптового рынка – эффективно, а вот созданиис розничных рынков – нет.

Большое число теплоэлектроцентралей, вырабатывающих электроэнергию попутно на тепловом потреблении. Важной частью российской электроэнергетики является большое число крупных районных теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). Теплоэлектроцентрали размещаются в местах сосредоточения больших тепловых нагрузок. В каждом крупном городе построено несколько ТЭЦ, которые обеспечивают население и предприятия в первую очередь тепловой энергией, а попутно и дешевой электроэнергией, вырабатываемой на тепловой нагрузке. Так, например, только в одном городе Омске было построено пять ТЭЦ. В настоящее время работают четыре омских ТЭЦ.

Для масштабного развития теплофикации в России имелись объективные причины: суровый климат в большинстве районов страны; преобладание многоэтажной городской застройки; концентрация промышленности и что особенно важно, – наличие государственного планирования и отсутствие частной собственности на землю. Поэтому развитие теплофикации осуществлялось особенно быстрыми темпами, далеко опережающими другие промышленно развитые страны. Половина установленной мощности электростанций в России выполнена на теплофикационном принципе выработки электроэнергии.

Именно наличие большого числа ТЭЦ в России осложняет создание розничного рынка электроэнергии и тепла, поскольку при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии на ТЭЦ цена электрической энергии зависит от цены тепловой энергии.

ТЭЦ не могут конкурировать по экономичности производства электроэнергии с КЭС, когда у ТЭЦ отсутствует достаточная тепловая нагрузка. Если ТЭЦ включить в конкурентный рынок электроэнергии, то ее участие в этом рынке будет затруднено или вовсе невозможно по этим обстоятельствам.

Тарифы для населения (городского и сельского) являются предметом особого внимания со стороны Правительства РФ из-за их большой социальной значимости. Уровень этих тарифов в настоящее время устанавливается ниже экономически обоснованной величины за счет повышения тарифов для промышленности. Иными словами, любое промышленное предприятие при назначении ему тарифа в качестве надбавки к своему экономически обоснованному тарифу получает дополнительную финансовую нагрузку, которая направляется на снижение тарифа для населения («перекрестное субсидирование»). Перекрестное субсидирование – это установление тарифов для населения ниже средних издержек за счет повышения тарифов для предприятий. Существование перекрестного субсидирования является препятствием на пути развития конкурентного рынка электроэнергии.

3.5. Виды деятельности на рынке электроэнергии России и организации, их осуществляющие

В электроэнергетике существуют следующие основные виды деятельности:

- производство электроэнергии;
- передача электроэнергии;
- распределение электроэнергии;
- регулирование режима потребления электроэнергии;
- сбыт (продажа) электроэнергии;
- потребление электроэнергии.

Как уже было сказано в первой главе, *производство электроэнергии* осуществляют шесть оптовых генерирующих компаний (ОГК), 15 территориальных генерирующих компаний (ТГК), ПАО «РусГидро», ОАО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «РАО Энергетические системы Востока», неререформированные АО-энерго и другие генерирующие компании.

Передачу и распределение электроэнергии обеспечивает ПАО «Россети». При этом ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ФСК ЕЭС) – дочерняя зависимая организация (ДЗО) ПАО «Россети» – осуществляет управление по передаче электроэнергии по сетям высокого напряжения 220–750 кВ.

Распределение электроэнергии по сетям низкого напряжения 3–35 кВ и 0,4 кВ обеспечивают соответственно ПАО «Межрегиональные распределительные сетевые компании» (МРСК) – ДЗО ПАО «Россети» общим числом 15 – и территориальные сетевые организации (ТСО).

Сбыт электроэнергии обеспечивают гарантирующие поставщики и независимые энергосбытовые компании.

Регулирование режима осуществляют ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы (СО ЕЭС), 7 объединенных диспетчерских управлений (ОДУ), 57 районных диспетчерских управлений (РДУ) – филиалов СО ЕЭС.

Естественные монополии формируются в областях хозяйственной деятельности, связанных со спецификой производства, транспортировки и распределения товаров и услуг, когда создание конкурирующих производителей аналогичных товаров и услуг экономически невыгодно из-за высокой стоимости, прежде всего, транспортных и распределительных систем. По этому признаку к естественным монополиям относятся системы телефонной проводной связи, транспортные системы газоснабжения, жидкого топлива, железные дороги, системы водоснабжения и канализации.

Из перечисленных видов деятельности в электроэнергетике конкуренция может быть внедрена только в производстве и сбыте электроэнергии. Все остальные виды деятельности (передача электроэнергии, распределение электроэнергии и регулирование режима потребления) являются монопольными и конкуренции не подлежат. Создание благоприятной среды для развития российской электроэнергетики на рыночной основе – важная задача обеспечения экономического роста страны [20].

Оптовый рынок электроэнергии. В любой стране независимо структура производства и продажи электроэнергии примерно одинакова: от крупных электростанций общего пользования электроэнергия поступит в сети высокого напряжения (системообразующие сети), откуда она затем через сети низкого напряжения (распределительные сети) передается конечным потребителям.

Оптовый рынок в России сложился как купля-продажа электроэнергии через системообразующую сеть ЕЭС России, которая непосредственно с потребителем не связана. Крупные общесистемные электростанции и сети высокого напряжения образуют оптовый рынок, а районные электростанции и распределительные сети – розничный рынок. Схема организации оптового и розничного рынков электроэнергии представлена на рис. 3.5.

Оптовый рынок не снабжает электрической энергией непосредственно потребителей розничного рынка, а продает ее дефицитным генерирующим компаниям, энергоснабжающим организациям или крупным потребителям – субъектам оптового рынка.

Ценовые зоны оптового рынка

Оптовый рынок разделен на две ценовые зоны:

1. Европейская часть России и Урал;
2. Сибирь.

Территории Дальнего Востока, Калининградской области, Республики Коми и Архангельской области отнесены к *неценовым зонам*, где торговля осуществляется по нерыночным правилам.

Поставщики электрической энергии на оптовый рынок – это генерирующие компании или организации, имеющие право продажи производимой электроэнергии.

Покупатели – это энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики, крупные потребители электроэнергии и организации, осуществляющие экспортно-импортные операции.

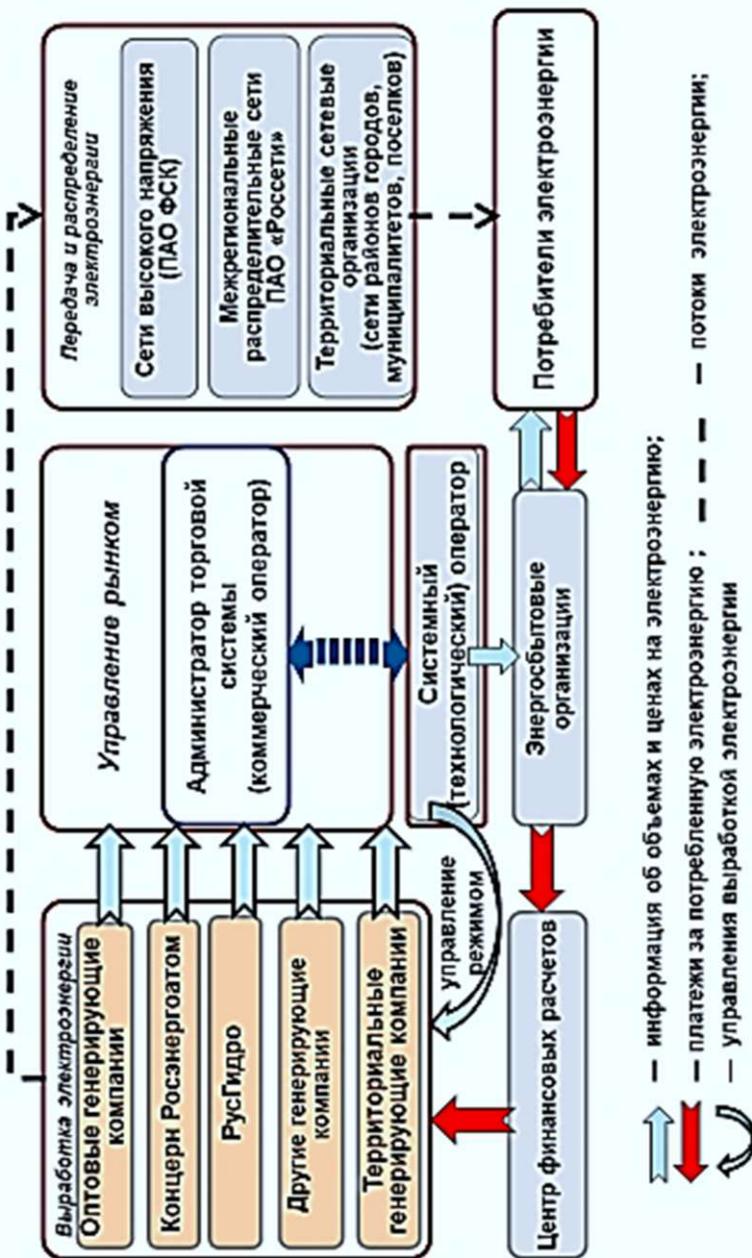


Рис. 3.5. Схема организации работы оптового и розничного рынков электрической энергией

Субъектами оптового рынка являются:

- оптовые генерирующие компании;
- территориальные генерирующие компании;
- реформированные АО-энерго (Иркутскэнерго, Новосибирскэнерго);
 - АО «Концерн Росэнергоатом»;
 - ПАО «РусГидро»;
 - крупные потребители электрической энергии, выведенные на оптовый рынок;
 - энергосбытовые организации, которые приобретают электрическую энергию на оптовом рынке для последующей ее реализации на розничном рынке;
 - гарантирующие поставщики – энергосбытовые организации, действующие от имени государства и обязанные заключить договор с любым обратившимся в их адрес лицом (как физическим, так и юридическим);
 - Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы» (НП «АТС») – коммерческий оператор оптового рынка электроэнергии;
 - ЗАО «Центр финансовых расчетов федерального (общероссийского) оптового рынка электроэнергии (мощности)» (ЗАО «ЦФР») – организация, обеспечивающая финансовые расчеты за потребленную/поставленную электроэнергию на оптовом рынке;
 - ПАО «Российские сети» – организация по управлению российским электrorаспределительным сетевым комплексом;
 - ПАО «ФСК» – оператор магистральных электрических сетей России;
 - АО «СО ЕЭС» – системный оператор оптового рынка.

На рынке работают многочисленные энергосбытовые организации, основная цель которых – снабжение потребителей электроэнергией. Розничная цена электроэнергии определяется как сумма оптовой цены, затрат по оплате услуг на передачу, распределение и регулируемой сбытовой надбавки.

Диспетчеризацию потоков электроэнергии осуществляет подконтрольная государству компания АО «Системный оператор

Единой электроэнергетической системой» (АО «СО ЕЭС»). Системный оператор осуществляет единоличное управление технологическими режимами работы ЕЭС России и выдает обязательные для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления команды.

На оптовом рынке действует система договоров между его субъектами. Поставщики и покупатели электрической энергии – субъекты оптового рынка вправе сами заключать двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии. Субъекты оптового рынка свободны в выборе контрагентов по таким договорам.

Услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка оказывает Администратор торговой системы (НП «АТС») и ЗАО «ЦФР ФОРЭМ». Контроль над организацией торговли на оптовом рынке осуществляет координационный совет НП «АТС».

Администратор торговой системы – юридическое лицо, учрежденная субъектами оптового рынка и представляющая услуги по организации торговли и финансовых расчетов на оптовом рынке.

НП «АТС» выполняет следующие основные задачи:

- регистрирует двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии;
- планирует ежесуточную нагрузку энергосистем, а также почасовой объем реализации электроэнергии отдельно для генерации и потребления;
- организует торги на оптовом рынке электроэнергии;
- осуществляет контроль над действиями АО «СО ЕЭС»;
- ведет реестр субъектов оптового рынка;
- обеспечивает выполнение взаимных обязательств участников торговли, в том числе финансовые расчеты.

Торговый график – документ, составленный Администратором торговой системы и содержащий значения планового почасового производства на соответствующие операционные сутки по каждой группе точек поставки генерации каждого участника в каждом узле актуализированной расчетной модели, определенные по результатам конкурентного отбора ценовых заявок и определе-

ния планового почасового производства субъектов оптового рынка в пересчете к мгновенным значениям мощности на конец каждого часа операционных суток.

Точка поставки электроэнергии – точка на элементе электрической сети, в которой переходит право собственности на электрическую энергию.

Услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети оказывает ПАО «ФСК ЕЭС».

Оператором-диспетчером процесса распределения нагрузки между электростанциями оптового рынка, передачи электроэнергии по межсистемным ЛЭП является АО «Системный оператор ЕЭС России» (АО «СО ЕЭС»).

Все субъекты оптового рынка получали за свои услуги плату по тарифам, утверждаемым ФАС России.

Розничный рынок электроэнергии. Розничный (потребительский) рынок электрической энергии – это система финансовых и технологических отношений между субъектами розничного рынка, возникающих в связи с куплей-продажей электроэнергии и оказанием сопутствующих услуг для конечных потребителей. Розничные рынки представляют собой куплю-продажу электроэнергии на территории отдельных субъектов РФ непосредственно потребителям электрической энергии.

Вся потребляемая электроэнергия в конечном итоге продается на розничных (потребительских) рынках и поступает к потребителям по распределительным сетям. В соответствии с существующей организацией оптового и розничных рынков весь объем электроэнергии, произведенной на крупных электростанциях общего пользования – оптовых генерирующих компаний, ГЭС и АЭС, поставляется вначале на оптовый рынок и только затем отпускается дефицитным генерирующим компаниям, которые в этом случае выступают в качестве покупателей-перепродавцов электроэнергии.

Электроэнергия, купленная с оптового рынка, поступает на потребительские рынки в качестве дополнения к электроэнергии, производимой собственными электростанциями территориальных генерирующих компаний.

Субъектами розничных рынков являются:

- все потребители электрической энергии, кроме крупных потребителей, выведенных на оптовый рынок;
- энергосбытовые организации, которые приобретают электроэнергию на оптовом рынке в целях последующей ее продажи потребителям;
- гарантирующие поставщики электроэнергии;
- территориальные генерирующие компании;
- территориальные сетевые организации (ТСО), осуществляющие услуги по передаче электрической энергии непосредственно потребителям. В основном – это муниципальные организации электрических сетей;
- субъекты оперативно-диспетчерского управления розничными рынками.

Технологическую инфраструктуру розничных рынков составляют:

- территориальные сетевые организации, осуществляющие передачу электрической энергии;
- субъекты, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление на розничных рынках.

Субъекты, выполняющие функции оперативно-диспетчерского управления на розничных рынках, входят в единую структуру оперативно-диспетчерского управления и выполняют оперативно-диспетчерские команды и распоряжения субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня.

Тарифы розничного рынка. Тариф на розничном рынке электроэнергии определяется как сумма оптовой цены, затрат по оплате услуг на передачу, распределение и регулируемой сбытовой надбавки. Конкретные значения тарифов на электроэнергию для потребителей на розничном рынке устанавливает РЭК соответствующего субъекта РФ в пределах, назначенных ФАС России.

Тарифы на электроэнергию на розничном рынке существенно различаются по отдельным субъектам РФ и отражают сформировавшуюся на их территории структуру генерирующих мощностей.

Рынок мощности. Как уже было сказано выше, рынок электроэнергии «близорук» и не обеспечивает правильных ценовых

сигналов для потенциальных инвесторов в новые генерирующие мощности. Поэтому с целью избежать дефицит мощности в среднесрочной и долгосрочной перспективе в России был создан долгосрочный рынок мощности (ДРМ). Основная задача ДРМ – сформировать у собственников генерирующего оборудования обязательства по строительству и поддержанию мощностей в состоянии готовности к работе, а также возместить часть условно-постоянных издержек при эксплуатации генерирующих объектов [21].

Отбор поставщиков мощности производится Системным оператором на основе конкурентного отбора ценовых заявок на продажу мощности. Поставщики, отобранные в результате конкурентного отбора, получают гарантию востребованности их мощности. В период действия этой гарантии продажа мощности может осуществляться по свободным двусторонним договорам с одновременной продажей электроэнергии на конкурентном рынке либо тарифным способом по цене, указанной поставщиком в ценовой заявке с одновременной продажей электроэнергии.

Долгосрочный рынок мощности предусматривает:

- покупку/продажу мощности, отобранной по итогам конкурентного отбора мощности (КОМ), по договорам купли-продажи мощности, заключенным по итогам КОМ;
- покупку/продажу мощности по свободным договорам купли/продажи мощности;
- покупку/продажу мощности новых объектов тепловой генерации по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) и по договорам купли-продажи мощности новых атомных электростанций и тепловых электростанций, аналогичным ДПМ;
- покупку/продажу мощности генерирующих объектов, отнесенных к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме (вынужденные генераторы);
- покупку/продажу мощности по регулируемым договорам (РДМ) (в отношении поставок населению и приравненным к населению категориям потребителей);
- покупку/продажу мощности генерирующих объектов, определенных по результатам конкурсов и отборов инвестиционных проектов.

В ходе конкурентного отбора мощности (КОМ) в первую очередь отбираются мощности, введенные по ДПМ с объектами тепловой генерации, а также по аналогичным ДПМ договорам с атомными электростанциями и гидроэлектростанциями.

Мощность, не прошедшая конкурентный отбор, не оплачивается, за исключением мощности генерирующих объектов, работа которых необходима для поддержания технологических режимов работы энергосистемы или поставок тепловой энергии (вынужденные генераторы). Мощность вынужденных генераторов оплачивается по регулируемому тарифу. В декабре 2010 г. закончилась первая кампания по подписанию ДПМ. Объект тепловой генерации, введенный по ДПМ, получает гарантию оплаты мощности на 10 лет, обеспечивающую возврат капитальных затрат и оговоренных эксплуатационных расходов. Для договоров, аналогичных ДПМ, заключаемых с атомными электростанциями и гидроэлектростанциями, гарантия оплаты мощности составляет 20 лет.

3.6. Организация работы рынка электроэнергии по времени принятия решений

Организация торговли электроэнергией начинается задолго до начала ее поставки в режиме реального времени (более чем за год) и продолжается вплоть до того момента, когда электроэнергия начинает покупаться и использоваться потребителем. Этот процесс обеспечивается временной последовательностью рынков. Схема организации торговли электроэнергией по временному принципу представлена на рис. 3.6.

По временному принципу рынки электроэнергии можно разделить на следующие:

- форвардные рынки с заключением контрактов на длительные сроки;
- рынок на сутки вперед;
- рынок реального времени;
- рынок небалансов.

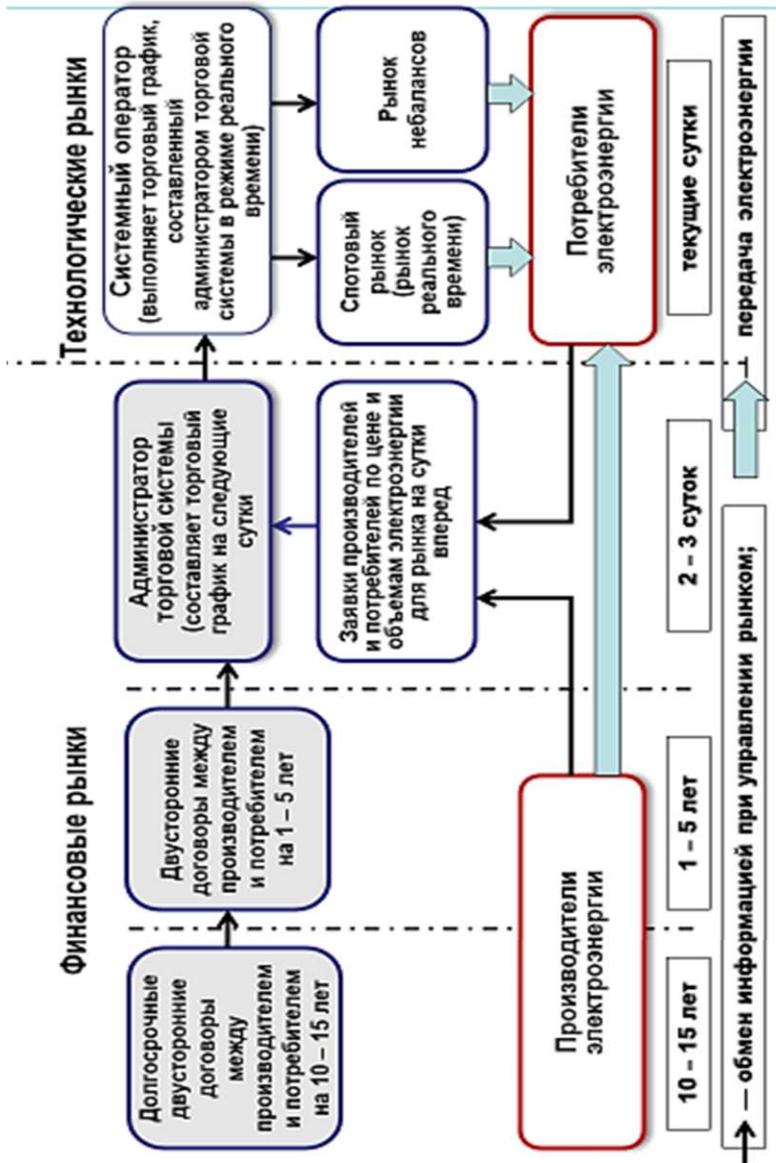


Рис. 3.6. Схема организации торговли электроэнергией по времени

Системный оператор и коммерческий оператор. Для рынка электроэнергетики чрезвычайно важна проблема его координации, поэтому сделки в реальном времени требуют только централизованного технологического управления.

В режиме реального времени поставка электроэнергии может координироваться только системным оператором, который фактически к финансовой стороне рынка не имеет отношения, а является технологическим, но не коммерческим оператором.

Коммерческий же оператор (в России – Администратор торговой системы) не в состоянии выполнить функции технологического оператора по ведению режима работы энергосистем, и поэтому он должен уступить управление спотовым рынком системному оператору.

Сделки в реальном времени требуют централизованной координации со стороны системного оператора, а сделки на сутки, неделю вперед и на более долгие сроки в ней не нуждаются и могут выполняться коммерческим оператором. Где-то между этими точками временного диапазона проходит черта, за которой роль системного оператора снижается. Где именно провести эту черту – важная задача при проектировании рынков электроэнергии.

Существует общее согласие по тому, что операции на рынке реального времени должны быть централизованными, а форвардные рынки с заключением сделок на срок более чем на неделю вперед должны использовать двусторонние контракты и быть децентрализованными. По мере приближения к реальному времени форвардный рынок должен становиться все более скоординированным, а в самый последний момент перед наступлением реального времени рынок должен полностью подчиняться командной системе под управлением системного оператора.

Узловое ценообразование обеспечивает расчет цен в каждом узле электрической сети. Такая система рассчитывает сотни и тысячи различных цен, когда одна или несколько линий электропередачи выходят на предел своей пропускной способности. Сейчас в России на рынке электроэнергии цены рассчитываются для более чем 800 узлов.

Форвардный рынок. Самыми ранними являются форвардные рынки, где происходит торговля нестандартными форвард-

ными контрактами на длительные сроки (до нескольких лет). Рынки двусторонних контрактов, заключаемых на длительный срок, – это полностью неформализованные рынки. Такие рынки не нуждаются в централизованной координации.

Большая часть неформализованной форвардной торговли прекращается примерно за сутки до момента поставки в реальном времени. После этого начинает работать рынок на сутки вперед. За этим рынком следует рынок на час вперед, а затем – рынок реального времени (спотовый рынок), причем оба этих рынка также управляются системным оператором.

При невыполнении продавцами форвардных контрактов системный оператор не отключают потребителей, они продолжают получать электроэнергию от системного оператора. Продавец, не сумевший поставить электроэнергию от собственных генерирующих агрегатов, оплачивает своему потребителю компенсационные поставки электроэнергии. Все объемы электроэнергии, которые были проданы на рынке на сутки вперед, но не были обеспечены в реальном времени, считаются приобретенными на рынке реального времени по спотовой цене (текущей цене рынка). В любом случае обязательства поставщика с финансовой точки зрения выполняются.

Долгосрочный форвардный рынок предполагает возможность расширения производства электроэнергии в зависимости от необходимости и наличия финансовых средств. В этом случае мощности не фиксируются, и производители выступают со своими долгосрочными предложениями по ценам (средним или предельным) на мощность с учетом возможности увеличения генерации.

На долгосрочном рынке рассматривается период, в течение которого новые электростанции могут быть построены и окупиться. Для обеспечения строительства новых электростанций договоры должны заключаться на длительный период (10–20 лет) и иметь более высокие цены на электроэнергию с учетом мощности (окупаемости инвестиций).

Краткосрочный рынок электроэнергии – это форвардный рынок, на котором производители электроэнергии предлагают цены, рассчитанные на основе своих годовых затрат (средних или

предельных) в зависимости от годового производства электроэнергии при фиксированной мощности. Такой рынок является основным для товаров других отраслей. На нем используется равновесная цена рынка, рассчитанная на основе предельной цены предложения, или ее средневзвешенное за год значение. Договоры на краткосрочном форвардном рынке заключаются на 1–3 года.

На краткосрочном рынке возможно менять интенсивность использования имеющихся производственных мощностей, однако продолжительность заключенного контракта недостаточна для того, чтобы увеличить саму генерирующую мощность.

Рынок на сутки вперед (спотовый рынок) (от англ. выражения *on the spot* – торговля на месте, «со склада»).

Рынок на сутки вперед (РСВ) оптового рынка электроэнергии и мощности – это проводимый ОАО «АТС» конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. На РСВ осуществляется маржинальное ценообразование, т. е. цена определяется путем балансирования спроса и предложения и распространяется на всех участников рынка. Цена РСВ определяется для каждого из более чем 8 000 узлов обеих ценовых зон. На этот рынок производители электроэнергии выходят со своими предложениями по цене продажи электроэнергии, которые представляют собой зависимости предельных (приростных) затрат от рабочей мощности (часовой выработки электроэнергии).

Объемы электроэнергии, которые не обеспечены двусторонними договорами, продаются по свободным ценам на рынке на сутки вперед. В рынке на сутки вперед расчеты за электроэнергию производятся по рыночной цене, устанавливаемой под влиянием спроса и предложения. Порядок проведения конкурентного отбора ценовых заявок и определение планового почасового производства и потребления электроэнергии участниками оптового рынка включает три основных этапа.

Поставщики подают ценовые заявки для каждого часа операционных суток и для каждой группы точек поставки участника, в которых указана цена, по которой он может продавать объем

электроэнергии не выше указанного. Ценовая заявка содержит условие поставки электроэнергии и включает в себя цены электроэнергии и соответствующий каждой цене объемы поставки, которые образуют пары «цена-количество». В заявке может быть указано не более трех пар «цена-количество». Допускается подача ценопринимающей заявки, при которой поставщик не указывает цену электроэнергии и согласен продавать электроэнергию по сложившейся в результате конкурентного отбора ценовых заявок равновесной цене.

Покупатели также подают относительно каждого часа операционных суток ценовые заявки, отражающие их намерение купить в определенной точке (группе точек) поставки электрическую энергию по цене, не выше указанной в заявке, и в объеме, не выше указанного. Ценовая заявка содержит условие покупки электроэнергии, включающее в себя цены и соответствующее каждой цене количество электроэнергии, образующих пару «цена-количество». Допускается подавать не более трех пар «цена-количество». Как и поставщики, покупатели могут подавать ценопринимающие заявки с заведомо высокой ценой, при этом они покупают электроэнергию по сложившейся в результате отбора ценовых заявок равновесной цене. Подавая ценопринимающие заявки, поставщики и покупатели увеличивают вероятность того, что их заявки будут приняты рынком.

Администратор торговой системы (АТС) обрабатывает информацию, полученную от участников оптового рынка, и определяет для каждой ценовой зоны почасовые равновесные цены и объемы электроэнергии, включаемые в плановое почасовое производство и потребление, которое служит торговым графиком.

При проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед АТС обязан включить в торговый график объемы электроэнергии, на которые в ценовых заявках поставщиков указана наиболее низкая цена, и объемы электроэнергии покупателей, на которые в ценовых заявках указана наиболее высокая цена. Так формируется спрос и предложение (рис. 3.7).

Представленная на рис. 3.7 модель формирования цены заменяет собой модель формирования цены на рынке совершенной

конкуренции (рис. 3.3). Это дает возможность наиболее полно учесть особенности формирования цены на электрическую энергию.

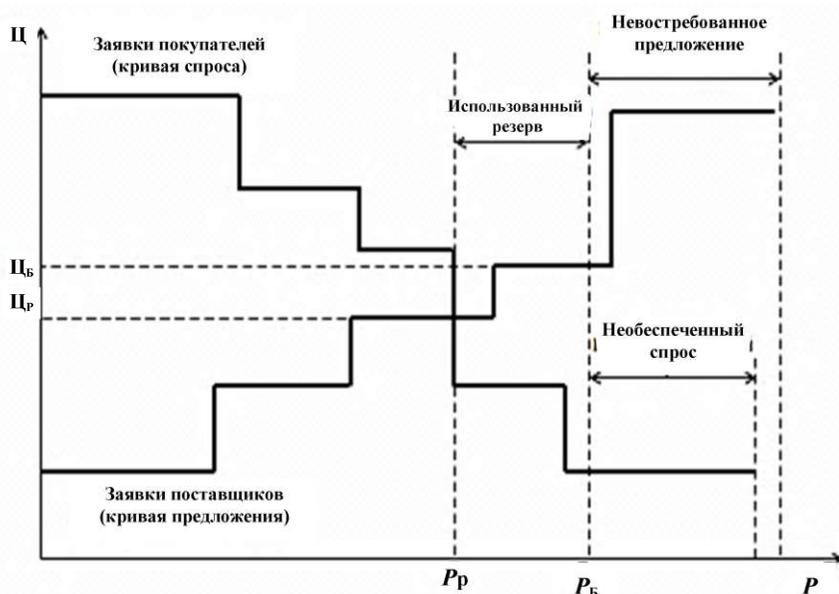


Рис. 3.7. Модель формирования цены на рынке на сутки вперед:

Ц_p – равновесная цена рынка; Ц_b – цена балансирующего рынка;

P_p – объем электроэнергии, проданной на сутки вперед;

P_b – объем электроэнергии балансирующего рынка

Равновесную цену определяет максимальное ценовое предложение последней электростанции, объемы электроэнергии которой еще востребованы рынком. Равновесная цена электроэнергии устанавливается для каждого часа планируемых суток и каждого узла расчетной модели с соблюдением следующих условий:

- равновесные цены одинаковы для всех объемов электроэнергии, точка поставки которых отнесена к одному узлу расчетной модели;
- для поставщика равновесная цена не может быть ниже указанной им в заявке цены на объем электроэнергии, включен-

ный АТС в плановое почасовое производство в соответствующем узле расчетной модели;

- для покупателя равновесная цена не может быть выше указанной им в заявке цены на объем электроэнергии, включенный АТС в плановое почасовое потребление в соответствующем узле расчетной модели;

- равновесные цены должны отражать влияние системных ограничений и стоимости потерь электроэнергии, но не больше самой высокой цены производства из поданных в ценовых заявках. Если в результате учета системных ограничений равновесная цена оказалась ниже цены заявки поставщика, то оплата этого объема электроэнергии осуществляется по указанной в заявке цене.

В первую очередь в плановое почасовое производство включаются объемы электрической энергии поставщиков, обеспечивающих поддерживаемые параметры функционирования ЕЭС России, и производимые на АЭС в соответствии с требованиями технического регламента их эксплуатации.

Во вторую очередь обеспечиваются объемы электроэнергии, производимые ТЭЦ и необходимые для выработки электроэнергии в теплофикационном режиме, а также ГЭС по технологическим ограничениям.

В третью очередь включаются объемы производства, направляемые для исполнения обязательств по регулируемым договорам.

В четвертую очередь учитываются объемы производства, направляемые участниками оптового рынка для исполнения их обязательств по свободным двусторонним договорам купли-продажи.

В последнюю очередь включаются прочие объемы производства электрической энергии.

На третьем этапе АТС передает торговый график системному оператору для ведения режима работы системы.

Рынок реального времени – это рынок, на котором торговля электроэнергией осуществляется в режиме реального времени. Рынок реального времени – это спотовый рынок в чистом

виде. Иногда в спотовый рынок включают также рынок на сутки вперед и рынок на час вперед. На рынке реального времени чрезвычайно высока роль системного оператора. Генерирующие агрегаты, находящиеся в сотнях и тысячах километрах друг от друга, должны быть синхронизированы с точностью до сотой доли секунды. В целях обеспечения стандартной частоты тока и устойчивости энергосистемы баланс между поставкой и потреблением электроэнергии в энергосистеме должен поддерживаться в каждый момент времени. Все это требует, чтобы рынок реального времени жестко координировался.

Рынок реального времени состоит из двух субрынков:

- организованного, на котором реализуются ранее заключенные договоры на покупку и продажу электроэнергии;
- неорганизованного, на котором участники рынка покупают у системного оператора или продают ему электроэнергию, которая балансирует их фактические объемы потребления с объемами, предусмотренными суточным графиком нагрузки.

Та электроэнергия, которая была продана по двусторонним договорам, продается на организованном рынке по предусмотренной в договоре цене и не зависит от цены реального времени. Все эти договоры являются форвардными. И только отклонения (как преднамеренные, так и непреднамеренные) объема вырабатываемой или потребляемой электроэнергии от обязательств по форвардным контрактам являются предметом торговли на рынке реального времени.

Все рынки, кроме рынка реального времени, являются *финансовыми*, поскольку решение о поставке электроэнергии принимает продавец, и он несет только финансовые обязательства. Если электроэнергия не была поставлена, продавец обязан оплатить компенсационную поставку, которую обеспечил системный оператор, либо неустойку (убытки от непоставки электроэнергии).

Рынок реального времени является *технологическим*, поскольку все сделки реализуются реальными потоками электроэнергии.

Рынок небалансов. Поскольку фактический объем производства и потребления электроэнергии всегда отличается от пла-

нового, для компенсации отклонений создан отдельный балансирующий рынок. Эта задача решается за счет поддержания равенства между выработкой электроэнергии и нагрузкой в зоне диспетчерского управления с учетом запланированной величины перетоков. Системный оператор как технологический оператор всегда в состоянии обеспечить баланс мощности с большой точностью (за исключением случаев возникновения чрезвычайных ситуаций).

Потребители, снизившие нагрузку, и генераторы, увеличившие свое производство, получают денежную премию. Потребители, поднявшие спрос, и поставщики, сократившие выработку, напротив, нагружаются дополнительной платой.

Для устранения дисбаланса системный оператор принимает следующие оперативные меры:

- увеличивает генерацию или уменьшает потребление в случае превышения потребления над поставкой;
- уменьшает генерацию или увеличивает потребление в случае превышения поставки над потреблением.

Системный оператор заранее определяет необходимое число генераторов и потребителей, способных и согласных на определенных условиях оперативно исполнить его распоряжение об изменении генерации или потребления. Таким образом, в режиме реального времени организуется дополнительный рынок, на котором его участники предлагают свои услуги по регулированию. Это позволяет заблаговременно сформировать необходимые ресурсы для оперативного балансирования.

Балансирующий рынок действует в режиме максимально возможного приближения к реальному времени (к ближайшему часу суток). Он минимизирует стоимость удовлетворения спроса потребителей в актуальных системных условиях на основе ценовых заявок поставщиков балансирующей электроэнергии на дозагрузку или разгрузку потребителей с регулируемой нагрузкой по сравнению с планом и формирует узловые равновесные цены на балансирующую электроэнергию. Под актуальными системными условиями балансирующего рынка понимают оперативно уточненные данные топологии расчетной схемы и ее параметров, отражающих состояние элек-

трической сети, пределы генерируемой мощности, скорость набора и сброса нагрузки, сетевые ограничения в контрольных сечениях, а также уточненный прогноз потребления и генерации.

Поставщики балансирующего рынка подают системному оператору заявки на догрузку (отклонение «вверх») и разгрузку (отклонение «вниз») своих мощностей по сравнению с плановыми объемами, принятыми для них в рынке «на сутки вперед». В заявках указываются цены и объемы дополнительного увеличения производства электроэнергии, а также цены за разгрузку «вниз» по инициативе системного оператора. Заявки потребителей на снижение нагрузки рассматриваются наравне с заявками генерирующих компаний по регулированию «вверх».

В час, когда в системе возникает небаланс, вызванный ростом потребления, системный оператор увеличивает генерацию или сокращает нагрузку потребителей-регуляторов начиная с заявивших минимальную цену на отклонение «вверх». Если требуется снизить производство, то разгрузка, наоборот, начинается с генераторов, заявивших наибольшие цены.

Если отклонения в потреблении электроэнергии произошли по собственной инициативе участника оптового рынка, то для расчета цены потребления применяют коэффициенты, уменьшающие доходы потребителя и увеличивающие расходы производителя. Если отклонения произошли по причине, не зависящей от участников балансирующего рынка (по инициативе системного оператора), применяют коэффициенты, уменьшающие расходы производителя и увеличивающие доходы покупателя.

Стоимость отклонений определяется в отношении каждого участника балансирующего рынка по цене электроэнергии, установленной на основе конкурентного отбора заявок для балансирования системы для каждого часа, и размера отклонений в зависимости от направления изменения объемов и причины его возникновения (по собственной инициативе или по внешней причине).

На балансирующем рынке и на рынке на сутки вперед финансовые расчеты осуществляет ЗАО «Центр финансовых расчетов» (ЗАО «ЦФР»). Стороны двустороннего договора расплачиваются друг с другом напрямую.

Рынок мощности. На рынке электроэнергии России мощность рассматривается как особый товар, при покупке которого у покупателя возникает право требования к генерирующим компаниям поддерживать оборудование, предназначенное для выработки электроэнергии в постоянной готовности. Такой рынок существует только в России и создан для обеспечения гарантированной выработки электроэнергии в условиях нестабильного строительства новых генерирующих мощностей. Затраты этого рынка также включаются в конечный тариф на электроэнергию, что, естественно, увеличивает тариф, а генерирующие компании получают дополнительную прибыль.

С 1 июня 2008 г. торговля мощностью осуществляется на основе конкурентного отбора мощности (КОМ), проводимого системным оператором. Покупатели обязаны оплатить всю мощность, отобранную на КОМ в их ценовой зоне. Поставщики в каждой ценовой зоне несут солидарную ответственность за исполнение обязательств по предоставлению мощности.

Долгосрочный рынок мощности характеризуется следующими условиями:

- мощность отбирается не на год вперед, а на 4 года (начиная с 2016 г.), что гарантирует оплату мощности поставщику на период строительства новых мощностей;
- ценообразование осуществляется в рамках зон свободного перетока мощности, а не ценовых зон, что позволяет формировать локальные ценовые сигналы для покупателей и поставщиков мощности;
- в рамках КОМ отбирается и оплачивается не вся располагаемая мощность, что способствует усилению конкуренции среди поставщиков мощности;
- в долгосрочный рынок мощности включены договоры о предоставлении мощности, позволяющие обеспечить финансирование инвестиций в новую генерацию.

Как и в части торговли электроэнергией по регулируемым договорам поставляется мощность только в объемах, необходимых для поставки населению и приравненным категориям потребителей.

3.7. Работа ТЭЦ на рынке электроэнергии и тепла

Рынок тепловой энергии. Комбинированное производство электроэнергии и тепла (теплофикация) на электростанциях, сжигающих органические топливо, было и остается эффективным энерго- и ресурсосберегающим процессом. При наличии тепловой нагрузки принцип теплофикации всегда был обязательным [22].

Электроэнергетическая система, на технологической основе которой функционирует рынок электроэнергии и тепла, включает в себя не только объекты производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии, но и потребителей электрической и тепловой энергии. Рынок электроэнергии и тепла должен строиться так, чтобы он был эффективен для всех его участников – производителей и потребителей энергии. Тарифы на тепловую и электрическую энергию ТЭЦ необходимо рассчитывать по условиям, диктуемым рынком, и с учетом интересов всех участников рынка – производителей энергии и потребителей.

Способ разделения общих затрат ТЭЦ на топливо между электроэнергией и теплом принципиально влияет на рыночную цену электрической и тепловой энергии. Начиная с плана ГО-ЭЛРО и вплоть до 1995 года при распределении экономии топлива от теплофикации использовали так называемый «физический» метод, по которому всю экономию топлива относили на электроэнергию. Таким образом, весь эффект от теплофикации был отнесен на электроэнергию. Результатом широкого применения «физического» метода стал массовый отказ тепловых потребителей от получения тепловой энергии от ТЭЦ и переход на собственные котельные.

С тем чтобы удержать потребителей тепла на оптовом рынке электроэнергии, в РАО «ЕЭС России» выполнили частичную корректировку «физического» метода. Так, для повышения конкурентоспособности ТЭЦ на рынке тепловой энергии в 1996 г. был введен метод разделения затрат на топливо, в соответствии с которым эффект от теплофикации относили на оба вида энергии. Из 100 % экономии топлива комбинированного цикла ТЭЦ при-

мерно одна пятая часть экономии топлива была передана в пользу тепловых потребителей, но четыре пятых частей экономии по-прежнему уходило в пользу потребителей электрической энергии. Конечно, такой способ разнесения общей экономии от применения теплофикации является условным, основная цель которого состояла в том, чтобы хоть как-то уйти от «физического» метода.

Проблемы разделения затрат на топливо между электроэнергией и теплом посвящены десятки работ, и окончательным результатом стало понимание того, что бесспорно сделать это нельзя [23]. Выходом из сложившегося положения может стать применение принципиально другого подхода, который не делит общие затраты ТЭЦ между электрической и тепловой энергией, а использует понятие «совокупная продукция ТЭЦ» [24].

Математическая модель работы ТЭЦ на розничном рынке электроэнергии и тепла. Представим кривые полезности электроэнергии и тепла квадратичной функцией, имеющей неспрямленный характер и выходящей из начала координат. Использование таких (квадратичных) зависимостей оправдано только для демонстрации предлагаемого подхода к расчету тарифов на электроэнергию и тепло. Для условий функционирования реальных энергосистем этот метод не может быть использован, поскольку кривые спроса и предложения не являются квадратичными. Однако даже такие условные зависимости позволяют установить тенденции и основные условия эффективности совместной работы рынков электроэнергии и тепла. Во многих экономических расчетах применяются такие приближенные зависимости. Использование модели для практических расчетов потребует ее значительного расширения и уточнения исходных данных [25].

Полезность использования электрической энергии потребителем $\Pi_{ПЭ}$, тыс. руб/ч, представим следующим условием:

$$\Pi_{ПЭ} = c_0 P_{ПЭ} - r_3 P_{ПЭ}^2 \quad (3.8)$$

где c_0 – коэффициент удельной максимальной полезности электроэнергии у потребителя (полезность первого потребленного МВт·ч), тыс. руб/(МВт·ч); r_3 – коэффициент снижения полезности

электроэнергии у потребителя, тыс. руб/(ч·МВт²); $P_{\text{п}}$ – часовое потребление электроэнергии (мощность), МВт·ч/ч.

Балансовая прибыль (прибыль до отчисления налогов) потребителя электрической энергии $\Phi_{\text{пэ}}$, тыс. руб/ч, определяется как разность между полезностью потребления приобретенной на рынке электроэнергии и затратами на ее покупку:

$$\Phi_{\text{пэ}} = c_{\text{э}} P_{\text{п}} - r_{\text{э}} P_{\text{п}}^2 - \lambda_{\text{э}} P_{\text{п}}, \quad (3.9)$$

где $\lambda_{\text{э}}$ – цена (тариф) электроэнергии на рынке, тыс. руб/(МВт·ч).

Полезность использования тепловой энергии потребителем $\Pi_{\text{тэ}}$, тыс. руб/ч, представим аналогичным условием:

$$\Pi_{\text{тэ}} = c_{\text{т}} Q_{\text{п}} - r_{\text{т}} Q_{\text{п}}^2, \quad (3.10)$$

где $c_{\text{т}}$ – коэффициент удельной максимальной полезности тепловой энергии у потребителя, тыс. руб/Гкал; $r_{\text{т}}$ – коэффициент снижения полезности потребления тепловой энергии, тыс. руб/(ч·Гкал²); $Q_{\text{п}}$ – часовое потребление тепловой энергии потребителем, Гкал/ч.

Балансовая прибыль потребителя тепловой энергии $\Phi_{\text{пт}}$, тыс. руб/ч, определяется разностью полезности тепловой энергии у потребителя и затратами на ее покупку:

$$\Phi_{\text{пт}} = c_{\text{т}} Q_{\text{п}} - r_{\text{т}} Q_{\text{п}}^2 - \lambda_{\text{т}} Q_{\text{п}}, \quad (3.11)$$

где $\lambda_{\text{т}}$ – цена тепловой энергии на рынке, тыс. руб/Гкал.

Балансовая прибыль ТЭЦ $\Phi_{\text{тэц}}$ определяется разностью между выручкой за реализованную на рынке продукцию (электроэнергию и тепло) и затратами на ее производство:

$$\Phi_{\text{тэц}} = \lambda_{\text{э}} P_{\text{тэц}} + \lambda_{\text{т}} Q_{\text{тэц}} - Z_{\text{тэц}} = \lambda_{\text{э}} P_{\text{тэц}} + \lambda_{\text{т}} Q_{\text{тэц}} - z_{\text{топ}} v_{\text{тэц}} P_{\text{сов}}, \quad (3.12)$$

где $Z_{\text{тэц}}$ – топливные затраты ТЭЦ на выработку совокупной продукции $P_{\text{сов}}$ (электрической и тепловой энергии), тыс. руб/ч; $z_{\text{топ}}$ – удельные затраты топлива на единицу производства совокупной продукции ТЭЦ, руб/(г у. т.); $v_{\text{тэц}}$ – удельный расход топлива на выработку единицы совокупной продукции ТЭЦ, г у. т/(кВт·ч).

Выигрыш ТЭЦ (3.12) формируется за счет разницы между рыночными (предельными) ценами на электрическую и тепловую

энергию (λ_e и λ_T) и затратами на совокупную продукцию ТЭЦ. В данном случае рассматривают только топливные затраты ТЭЦ.

Целевую функцию – суммарную балансовую прибыль электроэнергетической системы Φ в единицу времени (ч) – представим следующим образом:

$$\Phi = \Phi_{ПЭ} + \Phi_{ПТ} + \Phi_{ТЭЦ} = c_э P_{П} - r_э P_{П}^2 + c_T Q_{П} - r_T Q_{П}^2 - \sum_{ТЭЦ} b_{ТЭЦ} P_{сов}. \quad (3.13)$$

Суммарные затраты потребителей на покупку электроэнергии и тепла всегда равны выручке ТЭЦ, т.е. всегда выполняется условие:

$$\lambda_э P_{П} + \lambda_T Q_{П} = \lambda_э P_{ТЭЦ} + \lambda_T Q_{ТЭЦ}$$

и поэтому в целевой функции (3.13) затраты потребителей на покупку электроэнергии и тепла и выручка ТЭЦ не присутствуют.

Поиск максимума целевой функции (3.13) необходимо проводить с учетом условий связи часовых балансов электроэнергии и тепла в узлах электрической и тепловой нагрузок энергосистемы:

$$P_{ТЭЦ} - P_{П} = 0; \quad (3.14)$$

$$Q_{ТЭЦ} - Q_{П} = 0. \quad (3.15)$$

Совокупная продукция ТЭЦ. В теплофикационной установке ТЭЦ производство электрической и тепловой энергии происходит в едином технологическом процессе, поэтому обоснованно можно определить только зависимость удельного расхода топлива ($b_{ТЭЦ}$) от производства совокупной продукции ТЭЦ $P_{сов}$.

Совокупная продукция ТЭЦ определяется как сумма электрической нагрузки $P_{ТЭЦ}$ и приведенной нагрузки теплофикационных отборов $Q_{отб}$:

$$P_{сов} = P_{ТЭЦ} + b_э Q_{отб}, \quad (3.16)$$

где $b_э$ – электрический эквивалент одной Гкал равный 1,163 МВт·ч/Гкал. При этом в $P_{ТЭЦ}$ учитывается мощность турбо-насосов (при их наличии), а в $Q_{отб}$ – тепло регулируемых и нерегулируемых отборов, использованное на собственные нужды.

Предлагается использовать зависимость удельного расхода топлива $v_{ТЭЦ}$ от соотношения электрической нагрузки $P_{ТЭЦ}$ и отборов тепла $Q_{отб}$:

$$v_{ТЭЦ} = f(P_{ТЭЦ} / Q_{отб}) = f(k_э), \quad (3.17)$$

где $k_э = P_{ТЭЦ} / b_э Q_{отб}$ – отношение электрической нагрузки ТЭЦ к нагрузке тепловых отборов ТЭЦ, 1/ч. Переводный коэффициент $b_э$ для $Q_{отб}$ равен 1,163 МВт·ч/ Гкал.

Воспользуемся зависимостью удельного расхода топлива от соотношения электрической и тепловой нагрузки ТЭЦ, полученной экспериментально Г. В. Микуличем [24]:

$$v_{ТЭЦ} = f(k_э) = a + mk_э - ek_э^2, \quad (3.18)$$

где a, m, e – коэффициенты в кривой зависимости удельного расхода топлива $v_{ТЭЦ}$ от объема совокупной продукции $P_{сов}$ (3.15).

Полный расход топлива ТЭЦ на производство электроэнергии и тепла определяется условием:

$$V_{ТЭЦ} = (a + mk_э - ek_э^2)(P_{ТЭЦ} + b_э Q_{отб}). \quad (3.19)$$

Для отыскания численных значений искомым переменных, при которых функция суммарного выигрыша энергосистемы (3.13) достигает своего максимального значения, используем метод неопределенных множителей Лагранжа.

Из выражений (3.13) – (3.15) составим функцию Лагранжа:

$$L = c_э P_{п} - r_э P_{п}^2 + c_{т} Q_{п} - r_{т} Q_{п}^2 - (a + mk_э - ek_э^2)(P_{ТЭЦ} + b_э Q_{отб}) + \lambda_э (P_{ТЭЦ} - P_{п}) + \lambda_{т} (Q_{ТЭЦ} - Q_{п}). \quad (3.20)$$

Искомыми переменными в целевой функции (3.20) являются $P_{п}, Q_{п}, P_{ТЭЦ}, Q_{отб}, \lambda_э, \lambda_{т}$.

Коэффициенты Лагранжа $\lambda_э$, тыс. руб/(МВт·ч), и $\lambda_{т}$, тыс. руб/Гкал, устанавливают рыночную цену соответственно на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемые ТЭЦ в комбинированном цикле, с учетом достижения максимума суммарной балансовой выручки не только ТЭЦ, но и потребителей.

Текущая рыночная цена на электроэнергию $\lambda_э$ и тепло $\lambda_т$ определяется путем частного дифференцирования (3.20) по электрической $P_{ТЭЦ}$ и тепловой нагрузке ТЭЦ из отборов $Q_{отб}$ соответственно. Так, дифференцирование (3.20) по электрической нагрузке $P_{ТЭЦ}$ позволяет рассчитать рыночную цену электроэнергии:

$$\begin{aligned} \lambda_э &= z_{\text{топ}} \partial [(a + mk_э - ek_э^2)(P_{ТЭЦ} + b_э Q_{отб})] / \partial P_{ТЭЦ} = \\ &= z_{\text{топ}} [a + m + 2(m - e)k_э - ek_э^2]. \end{aligned} \quad (3.21)$$

Рыночная цена тепловой энергии определяется дифференцированием целевой функции (3.20) по теплофикационной нагрузке ТЭЦ $Q_{отб}$:

$$\begin{aligned} \lambda_т &= z_{\text{топ}} \partial [(a + mk_э - ek_э^2)(P_{ТЭЦ} + b_э Q_{отб})] / \partial Q_{отб} = \\ &= z_{\text{топ}} [ab_э + b_э(e - m)k_э^2 + 2eb_эk_э^3]. \end{aligned} \quad (3.22)$$

В результате получаем систему уравнений, совместное решение которых дает искомый результат (табл. 3.1).

Таблица 3.1

**Система уравнений, описывающих работу ТЭЦ
на рынке электроэнергии и тепла**

Искомая переменная, по которой дифференцируют целевую функцию (3.20)	Уравнение, полученное при дифференцировании по искомой переменной	Физический смысл полученного уравнения
Электрическая нагрузка потребителей, P_n	$P_n = (c_э - \lambda_э) / 2r_э$	Объем электрической энергии P_n , который может купить потребитель по предложенной на рынке цене $\lambda_э$

Искомая переменная, по которой дифференцируют целевую функцию (3.20)	Уравнение, полученное при дифференцировании по искомой переменной	Физический смысл полученного уравнения
Тепловая нагрузка потребителей, $Q_{\text{п}}$	$Q_{\text{п}} = (c_{\text{T}} - \lambda_{\text{T}})/2r_{\text{T}}$	Объем тепловой энергии $Q_{\text{п}}$, который может купить потребитель по предложенной на рынке цене λ_{T}
Электрическая нагрузка ТЭЦ, $P_{\text{ТЭЦ}}$	$\lambda_{\text{э}} = z_{\text{ТЭЦ}} (a + 2mk_{\text{э}} - ek_{\text{э}}^2 + m - 2ek_{\text{э}})$	Рыночная цена электроэнергии, $\lambda_{\text{э}}$
Теплофикационная нагрузка ТЭЦ, $Q_{\text{отб}}$	$\lambda_{\text{T}} = z_{\text{ТЭЦ}} (ab_{\text{э}} - mb_{\text{э}}k_{\text{э}}^2 + 2eb_{\text{э}}k_{\text{э}}^3 + eb_{\text{э}}k_{\text{э}}^2)$	Рыночная цена тепловой энергии, λ_{T}
Рыночная цена электроэнергии, $\lambda_{\text{э}}$	$P_{\text{ТЭЦ}} - P_{\text{п}} = 0$	Баланс электрической энергии
Рыночная цена тепловой энергии, λ_{T}	$Q_{\text{отб}} - Q_{\text{п}} = 0$	Баланс тепловой энергии

Рассмотрим пример расчета эффективности работы ТЭЦ на рынке электрической и тепловой энергии. Была выбрана ТЭЦ-26 г. Москвы, для которой зависимость удельного расхода топлива (природного газа) от отношения электрической нагрузки к нагрузке тепловых отборов представлена следующей кривой [24]:

$$v_{\text{ТЭЦ}} = 107,67 + 77,097k_{\text{э}} - 8,8001k_{\text{э}}^2.$$

Удельную стоимость газового топлива принимаем равной $z_{\text{ТЭЦ}} = 0,004$ руб/г у. т.

Для потребителей электрической энергии:

$$c_{\text{э}} = 2 \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч}); r_{\text{э}} = 0,001 \text{ тыс. руб}/(\text{ч} \cdot \text{МВт}^2).$$

Таким образом, потребительская ценность одного кВт·ч установлена в размере 2 руб. При росте потребления электроэнер-

гии на один кВт·ч его ценность для потребителя снижается со скоростью «насыщения» $r_3 = 0,001$ тыс. руб/(ч·МВт³).

Для потребителей тепловой энергии:

$$c_T = 1 \text{ тыс. руб/}(\text{Гкал}); r_T = 0,001 \text{ тыс. руб/}(\text{ч} \cdot \text{Гкал}^2).$$

Потребительская ценность одной Гкал установлена в размере одной тысячи рублей, а ее ценность с ростом потребления снижается со скоростью «насыщения» $r_T = 0,001$ тыс. руб/(ч·Гкал²). Поиск оптимума целевой функции (3.20) – чрезвычайно сложная задача, поскольку удельный расход топлива $v_{ТЭЦ}$ является нелинейной (квадратичной) функцией отношения электрической и тепловой нагрузки отборов ТЭЦ k_3 . Поэтому поставленную задачу проще решать имитационным способом, т.е. заданием величины потребления тепловой энергии ТЭЦ на рынке тепла Q_{Π} и последующим определением других искомым показателей.

Расчеты проведены для различных значений x , определяемых по выражению:

$$x = k_3 / 1,163.$$

Уравнение (3.20) при установленных численных значениях выглядит следующим образом:

$$\lambda_3 = 0,004(185 + 118x - 19,5x^2).$$

Для тепловой энергии уравнение (3.22) принимает вид:

$$\lambda_T = 0,004(125 - 59x^2 + 13x^3).$$

Пусть $Q_{\Pi} = 100$ Гкал/ч; $x = 0,5$.

Тогда электрическая нагрузка ТЭЦ определяется как $P_{ТЭЦ} = 116$ МВт, $v_{ТЭЦ} = 144$ г/(кВт·ч), $\lambda_3 = 0,96$ руб/(кВт·ч), $\lambda_T = 0,52$ тыс. руб/Гкал.

Выигрыши потребителей электрической и тепловой энергии, ТЭЦ и энергосистемы рассчитываются соответственно по выражениям (3.12) – (3.13).

Пусть $Q_{II} = 200$ Гкал/ч; $x = 0,5$.

Электрическая нагрузка $P_{ТЭЦ} = 116$ МВт, $\epsilon_{ТЭЦ} = 144$ г/(кВт·ч), $\lambda_э = 0,96$ руб/(кВт·ч), $\lambda_т = 0,52$ тыс. руб/Гкал.

Балансовая прибыль потребителей электрической и тепловой энергии и суммарная балансовая прибыль энергосистемы увеличиваются за счет роста потребления электрической и тепловой энергии, а выигрыш ТЭЦ, наоборот, снизился из-за уменьшения цены продажи тепловой энергии, которая не компенсируется ростом цены на электроэнергию.

При $Q_{II} = 300$ Гкал/ч и $x = 0,5$ указанная тенденция сохраняется. Результаты расчетов при $x = 0,5$; $x = 1,0$ и $x = 1,5$ приведены в табл. 3.2.

Как видно из табл. 3.2, при всех заданных тепловых нагрузках максимальный выигрыш ТЭЦ достигается при $x = 0,5$. Суммарный выигрыш энергосистемы растет при увеличении выработки электроэнергии ТЭЦ до значения $x = 1,5$ за счет роста выигрыша потребителей тепловой энергии (цена на тепловую энергию при увеличении x постоянно снижается).

Таблица 3.2

Результаты расчета технико-экономических показателей ТЭЦ при различных величинах ее тепловой нагрузки

Показатели	Значения технико-экономических показателей ТЭЦ при различных величинах ее тепловой нагрузки								
	100			200			300		
Заданная тепловая нагрузка отборов ТЭЦ, Гкал/ч	100			200			300		
То же, МВт	116			233			349		
Отношение электрической нагрузки к тепловой нагрузке из отборов (x), 1/ч	0,5	1,0	1,5	0,5	1,0	1,5	0,5	1,0	1,5
Электрическая нагрузка ТЭЦ, МВт	58	116	174	116	233	349	174	349	523

Показатели	Значения технико-экономических показателей ТЭЦ при различных величинах ее тепловой нагрузки								
	Совокупная продукция ТЭЦ, МВт	174	232	290	349	466	582	523	698
Удельный расход топлива на совокупную продукцию ТЭЦ, г у. т/(кВт·ч)	144	175	204	144	175	204	144	175	204
Цена электроэнергии ТЭЦ, руб/(кВт·ч)	0,96	1,13	1,27	0,96	1,13	1,27	0,96	1,13	1,27
Цена тепловой энергии ТЭЦ, тыс. руб/Гкал	0,52	0,37	0,17	0,52	0,37	0,17	0,52	0,37	0,17
Выигрыши участников рынка электрической и тепловой энергии									
Выигрыш ТЭЦ, тыс. руб/ч	7	6	1	14	12	3	22	19	4
Выигрыш потребителей электроэнергии, тыс. руб/ч	57	87	97	108	147	133	152	180	108
Выигрыш потребителей тепловой энергии, тыс. руб/ч	38	53	73	56	86	126	54	99	159
Суммарный выигрыш энергосистемы, тыс. руб/ч	102	146	171	178	245	262	227	298	271

Для потребителей электрической энергии увеличение x ведёт к росту цены на электроэнергию, что уменьшает выигрыш потребителей электроэнергии. Отсюда следует важный вывод о том, что интересы потребителей электрической и тепловой энергии и ТЭЦ на рынке не совпадают, поскольку максимальные выигрыши для них достигаются при различных нагрузках.

Приведенный выше пример показывает, что на практике следует отказаться от применения любого метода «справедливого» распределения общих затрат ТЭЦ между электрической и тепловой энергией, а исходить из достижения максимального общесистемного эффекта.

ТЕМЫ ПРОВЕРОЧНЫХ САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ РАБОТ ПО ГЛАВЕ 3

3.1. Вопросы и задания по теме «Причины создания рынка электроэнергии»

Опишите, под влиянием каких обстоятельств начали создаваться рынки электроэнергии в развитых странах Европы и Америки.

Перечислите основные вехи начала либерализации торговли электроэнергией в разных странах.

3.2. Вопросы и задания по теме «Рынок совершенной конкуренции»

Поясните, зачем надо изучать рынок совершенной конкуренции, в то время, как он неприменим для рынка электроэнергии.

Дайте определение рынку.

Дайте характеристику рынка совершенной конкуренции.

Опишите условия рыночного равновесия. Сформулируйте основной закон рынка.

Что такое «функция благосостояния» и как она рассчитывается?

Дайте определение потребительской стоимости электроэнергии.

В чем состоит закон убывающей предельной полезности товара для потребителя?

Опишите фактические условия спроса на электроэнергию.

Дайте определение предложению на электроэнергию и опишите свойства кривой предложения.

Опишите свойства кривых предельных затрат.

3.3. Вопросы и задания по теме «Рынок электроэнергии – рынок несовершенной конкуренции»

В чем заключается особенность электроэнергии как товара?

Перечислите основные факторы, которые отличают рынок электроэнергии от классического рынка совершенной конкуренции.

Поясните, почему электростанции не взаимозаменяемы на рынке электроэнергии.

Почему новому производителю чрезвычайно трудно вступить на рынок электроэнергии и уйти из него?

В чем состоит проблема компенсации постоянных затрат для электростанций?

Поясните, почему рынок электроэнергии более технологический, чем финансовый.

3.4. Вопросы и задания по теме «Особенности создания рынка электрической энергии в России»

Какой документ положил начало созданию рынка электроэнергии в России?

Какова цель реформирования российской электроэнергетики?

Опишите основные трудности на пути создания рынка электроэнергии в России.

Обоснуйте, почему государственное регулирование тарифов пользуется доверием общества.

3.5. Вопросы и задания по теме «Виды деятельности на рынке электроэнергии и организации их осуществляющие»

Что является технологической основой существования оптового и распределительного рынка электроэнергии? В чем их принципиальное технологическое различие?

Нарисуйте схему организации оптового и розничного рынков электрической энергией.

Перечислите виды деятельности в электроэнергетике и организации, их осуществляющие.

Опишите ценовые и неценовые зоны оптового рынка электроэнергии и обоснуйте причины их существования.

Перечислите субъекты оптового рынка электроэнергии и назовите, какие функции на оптовом рынке они выполняют.

Опишите принципы создания оптовых и территориальных генерирующих компаний и их основные задачи.

Что является технологической основой розничного рынка электроэнергии?

Перечислите субъекты розничного рынка электроэнергии и назовите, какие функции на розничном рынке они выполняют.

Кто устанавливает тарифы на розничном рынке?

3.6. Вопросы и задания по теме «Организация работы рынка электроэнергии по времени принятия решения»

Опишите принципы разделения рынков электроэнергии по временному принципу.

Опишите, как работает рынок электроэнергии по времени принятия решений.

Перечислите задачи, которые решаются на каждом временном рынке электроэнергии.

Представьте порядок формирования тарифов на каждом временном рынке электроэнергии.

Перечислите финансовые и физические рынки электроэнергии.

Поясните, как влияет на структуру рынка то, что для электроэнергии не нужна адресная доставка от конкретного продавца к конкретному покупателю?

Почему именно на рынке реального времени формируется окончательная цена на электроэнергию?

Опишите связь цены рынка реального времени с другими временными рынками электроэнергии.

3.7. Вопросы и задания по теме «Работа ТЭЦ на рынке электроэнергии и тепла»

Поясните, почему комбинированное производство электроэнергии и тепла является эффективным энергосберегающим процессом.

В чем состоит комбинированное производство энергии на ТЭЦ?

Почему ТЭЦ, вырабатывающие в основном тепловую энергию, работают на рынке электроэнергии?

Опишите, почему обязательное участие ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии привело к тому, что ТЭЦ стали убыточными.

Почему промышленные потребители в массовом порядке начали строить собственные локальные источники тепловой энергии – котельные?

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1. Цели государственного регулирования на рынке электроэнергии

Ценообразование в электроэнергетике может быть:

- *полностью государственным*, когда тарифы на электроэнергию для производителей и потребителей устанавливаются только государственными органами регулирования;

- *смешанным*, когда тарифы на одни услуги регулируются государством (например, услуги на передачу и распределение электроэнергии), а на другие – определяются на конкурентном рынке (например, тарифы на производство и сбыт электроэнергии). Независимо от степени внедрения рыночных отношений в торговлю электроэнергией любое государство стремится удерживать контроль над тарифами. Во всех странах тарифы на электрическую энергию, поставляемую потребителям, в той или иной мере регулируются государством. Рыночная (так называемая «свободная» цена) всегда является компромиссным решением — результатом экономически обоснованного равновесия между продавцами и потребителями услуг при регулирующей роли государства. Разница состоит только в степени государственного влияния на отношения «продавец – потребитель».

Основными целями государственного регулирования рынка электроэнергии являются:

- обеспечение энергетической безопасности страны;

- поддержание надежности энергоснабжения потребителей;
- развитие генерирующих мощностей электростанций и межсистемных связей в масштабах, достаточных для развития экономики страны;
- установление тарифов на уровне, обеспечивающем как интересы потребителей, так и производителей электроэнергии.

Рыночные отношения существуют только в тех рамках, которые ему отводит само государство. И хотя реформы, проводимые во многих странах, ставят своей целью развитие рыночных (конкурентных) отношений, невозможно найти такую страну, в которой полностью отсутствовало бы государственное регулирование тарифов на электроэнергию.

Наличие государственного регулирования тарифов на электрическую энергию позволяет правительству влиять на экономические и социальные процессы в стране. Тарифная политика в электроэнергетике используется в качестве обеспечения социально-экономического развития страны, эффективного механизма развития различных отраслей промышленности и экономики регионов.

Необходимость государственного регулирования в электроэнергетике обусловлена также большой социальной значимостью предоставляемых отраслью услуг, тесной взаимосвязью с жизнью общества, всеми отраслями экономики, большим влиянием на производительность труда и научно-технический прогресс [26]. Однако даже в случае отказа от регулирования в составе органов государственного управления всегда должен существовать государственный орган, ответственный за проведение реформ и функционирование рынка. Это объясняется сложностью организации рыночной торговли электроэнергией, чрезвычайной важностью экономических и социальных последствий реформ в электроэнергетике. Так, в большинстве стран, осуществивших дерегулирование электроэнергетики, было признано необходимым руководить реформами и осуществлять надзор над функционированием рынка (Федеральная энергетическая комиссия – *FERC* в США, Независимый регулятор рынка – *OFGEM* в

Англии и Уэльсе, национальные энергетические администрации в Швеции и Чили и т. д.).

Степень государственного воздействия на тарифы в каждой стране определяется многими условиями: уровнем экономического развития данной страны, историей создания электроэнергетики, уровнем социальной защиты населения, формами собственности объектов электроэнергетики, влиянием политических сил и промышленных групп в стране и др.

Все объекты электроэнергетики являются сложными в техническом отношении, требуют больших капитальных вложений и длительных сроков реализации проектов их создания. Так, время от принятия решения о строительстве новой электростанции до ввода в эксплуатацию ее первого энергоблока занимает до 8–10 лет, а с учетом проведения изыскательских, предпроектных и проектных работ этот период может составить 15–20 лет. Инвесторы же не соглашаются вкладывать свои средства, которые могут дать эффект только через 10–15 лет. В то же время рынок – близорук, он имеет дело с текущими или очень недалекими ценами. Поэтому нельзя отдавать рынку такую задачу как развитие энергетики на длительный период [27].

Наличие в России конкурентного отбора мощности на несколько лет вперед, проводимого Системным оператором, – яркое подтверждение того, что без государственного регулирования электроэнергетика не может стабильно и эффективно развиваться.

В странах с рыночной экономикой основными формами государственного воздействия на рынок электроэнергии являются:

- установление источников инвестиций в отрасль и субсидий;
- принятие правил работы рынка электроэнергии;
- установление правовых и нормативных актов, обеспечивающих единое технологическое развитие и функционирование объектов электроэнергетики;
- поощрение конкуренции и ограничение монополий;
- регулирование цен и тарифов в тех видах деятельности, в которых государство решило оставить за собой регулирование.

Меры по защите и поощрению конкуренции направлены на предупреждение, ограничение и пресечение монополистической деятельности и недобросовестной конкуренции, регулирование деятельности субъектов естественной монополии.

Налоги и субсидии являются эффективными мерами воздействия государства на рынки, которые позволяют государству, не вмешиваясь в сами процессы, регулировать рыночную деятельность. К прямому регулированию цен государство с развитой рыночной экономикой старается прибегать только в крайних случаях.

Положительные стороны и недостатки государственного регулирования тарифов. При государственном регулировании тариф на электроэнергию определяется по методу «затраты плюс». Суть этого метода состоит в том, что тарифы устанавливаются такими, чтобы они компенсировали затраты на производство, передачу, распределение и сбыт электроэнергии, а также обеспечили необходимую прибыль предприятиям электроэнергетики. При установлении тарифов государственные регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Государственные регулирующие органы удерживают цены (тарифы) на возможно низком уровне, близком к долгосрочным средним затратам электростанций, и контролируют каждую статью затрат, не допуская неоправданного расходования средств. Государственное регулирование тарифов в России имеет глубокие политические и социально-экономические корни и пользуется поддержкой общества. В России полное государственное регулирование работало много лет и было достаточно хорошо отлажено.

У государственного регулирования есть следующие важные преимущества перед конкурентным ценообразованием:

- лучшая организация эффективного развития энергосистем на долгосрочный период;
- более широкие возможности для централизованной оптимизации режимов совместно работающих электростанций и,

как следствие, эффективное снижение переменных издержек производства;

- возможность более легко решать такие важные задачи государственной политики, как субсидирование менее развитых отраслей экономики и территорий;

- снижение тарифов для малообеспеченных слоев населения;

- возможность функционирования в отрасли крупных генерирующих компаний, использующих эффект масштаба производства для снижения затрат;

- привлечение более дешевых кредитов в отрасль, поскольку при обеспечении государственных гарантий риски для инвесторов меньше;

- более высокая надежность функционирования энергосистем из-за централизации оперативного управления режимами и распределения резервов;

- направление финансовых средств на реализацию программ развития электроэнергетики.

Основным недостатком государственного регулирования является то, что цены и тарифы назначаются по формуле «затраты плюс». При таком методе расчета тарифов у производителя отсутствует мотивация снижать затраты, поскольку это приводит к снижению его тарифа и, как следствие, валовой выручки.

Государственное регулирование ослабляет стремление производителя снижать свои затраты, основные усилия производитель направляет на то, чтобы убедить регулирующий государственный орган в том, что понесенные им затраты объективны, а прибыль необходима в представленном на согласование размере.

Важным побудительным мотивом ослабления государственного регулирования и замены его конкурентным ценообразованием является стремление общества избавиться от основного недостатка государственного регулирования — затратного характера формирования тарифов по формуле «затраты плюс» (затраты плюс регулируемая прибыль), а также создать условия, стимулирующие производителей электрической энергии к сокращению затрат и повышению эффективности производства.

4.2. Органы государственного регулирования тарифов на электроэнергию в России

С появлением акционерных обществ электроэнергетики объективно возникли противоречия между их собственниками, основным интересом которых является получение максимальной прибыли, и государством как регулятором их деятельности. Все это потребовало совершенствовать законодательство и методы регулирования тарифов [28–30].

В условиях противоречия интересов собственников и государства для эффективного регулирования тарифов уже недостаточно иметь просто инструкции по ведению производственно-хозяйственной деятельности, а требуется установить правовые нормы, защищающие интересы как производителей, так и потребителей, а также разработать принципы, методы расчета и порядок применения тарифов, которые будут обязательными для исполнения всеми участниками рынка.

Ввиду особой социальной значимости электроэнергии в жизни общества деятельность предприятий по энергоснабжению является публичной и регламентируется Гражданским кодексом РФ, который устанавливает порядок заключения и расторжения договоров энергоснабжения, права и ответственность сторон, правила присоединения установок потребителей к сетям энергоснабжающих организаций.

Минэкономразвития России устанавливает общие (макроэкономические) показатели развития экономики страны, в которых обосновывает изменения тарифов на электрическую энергию. Рост тарифов указывается в прогнозах социально-экономического развития страны в целом для России и регионов без разбивки по категориям потребителей. Правительство РФ на своем заседании утверждает представленный Минэкономразвития России рост тарифов и передает эти данные Федеральной антимонопольной службе России.

Минэнерго России обеспечивает общее государственное сопровождение развития электроэнергетики: представление в Правительство РФ энергетической программы, проектов строи-

тельства новых тепловых электростанций, схем размещения объектов электроэнергетики, разработку балансов электрической энергии и мощности. Важным направлением деятельности Минэнерго России является утверждение нормативных правовых актов надежного и эффективного функционирования и развития электроэнергетики.

Федеральная антимонопольная служба России. В 1995 г. была организована Федеральная энергетическая комиссия (ФЭК), преобразованная затем в Федеральную службу по тарифам (ФСТ) России, а в субъектах РФ ценовое регулирование стали осуществлять региональные энергетические комиссии (РЭК), входящие в состав администрации соответствующего субъекта РФ. Указом Президента РФ № 373 от 21.07.2015 г. ФСТ упразднена, и ее функции переданы Федеральной антимонопольной службе (ФАС) России.

Региональные энергетические комиссии. На территории субъектов РФ государственно регулирование тарифов осуществляет РЭК соответствующего субъекта РФ. Региональные органы исполнительной власти провели организационные изменения своих РЭК, преобразовав их в подразделение своей администрации с различными названиями. В методическом отношении РЭК находится в подчинении Минэнерго России, а в административном – у главы администрации соответствующего субъекта РФ. РЭК субъекта РФ устанавливает предельные тарифы на электрическую и тепловую энергию для всех категорий потребителей на территории субъекта РФ.

4.3. Законодательная и нормативная основа государственного регулирования тарифов на электроэнергию в России

Государственное управление тарифами на электроэнергию в России обеспечивается федеральными законами, принимаемыми Государственной думой РФ, указами Президента РФ, постановлениями Правительства РФ и государственными органами исполни-

тельной власти по регулированию деятельности естественных монополий (ФАС России и РЭК субъектов Федерации). Основы экономических и организационно-правовых отношений в электроэнергетике в части тарифного регулирования изложены в приведенных ниже федеральных законах РФ и постановлениях Правительства РФ.

Федеральный закон № 147-ФЗ «О естественных монополиях» дает определение естественной монополии как такое состояние товарного рынка, при котором удовлетворение спроса эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических особенностей производства, а товары, производимые субъектами естественных монополий, не могут быть заменены в потреблении другими товарами.

Этим законом к сфере деятельности естественных монополий в электроэнергетике отнесены только услуги по передаче и распределению электроэнергии и оперативно-диспетчерскому управлению (регулированию режимов работы энергосистем). Производство электрической энергии не входит в сферу деятельности естественных монополий.

Федеральный закон № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» устанавливает правовые основы экономических отношений в электроэнергетике, определяет полномочия органов государственной власти на регулирование этих отношений, основные права и обязанности субъектов электроэнергетики [28].

Главными принципами государственного регулирования и контроля в электроэнергетике являются:

- обеспечение единства технологического управления ЕЭС России, надежного и безопасного функционирования ЕЭС России и изолированных электроэнергетических систем;
- достижение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии;
- обеспечение доступности электрической и тепловой энергии для потребителей и защита их прав;
- обеспечение социальной защиты граждан РФ от необоснованного повышения тарифов на электрическую и тепловую энергию;

- создание необходимых условий для привлечения инвестиций;
- развитие конкурентного рынка электрической энергии и ограничение монополистической деятельности.

Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства РФ № 1172 от 27 декабря 2010 г. «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности». Правила оптового рынка постоянно совершенствуются и дополняются.

Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденные приказом ФСТ № 20-э/2 России от 6 августа 2004 г., предназначены для использования регулирующими органами (федеральным органом исполнительной власти и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов), органами местного самоуправления, регулирующими организациями для расчета методом экономически обоснованных расходов уровней регулируемых тарифов и цен на розничном (потребительском) рынке электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности).

4.4. Модели рынка электроэнергетики с различной степенью участия государства

Уже сейчас на основе большого опыта либерализации торговли электроэнергией в различных странах можно установить, как далеко государству целесообразно уйти от прямого или косвенного регулирования цен на электроэнергию.

Переход к следующей более либеральной модели следует оценивать экономическим эффектом, который при этом может быть достигнут. Для этого сопоставляются затраты и потери при переходе к

следующей модели рынка. Если эффект от перехода к последующей модели рынка превышает затраты, то дальнейшая либерализация необходима. Потенциал затрат по видам деятельности в конечном тарифе у потребителя при внедрении следующей модели представлен в табл. 4.1. Так, перевод на рыночные отношения производителей электроэнергии даст наибольший эффект, поскольку потенциал затрат этого вида деятельности в тарифе составляет 55 %.

Таблица 4.1

**Виды деятельности в электроэнергетике
и их доля затрат в конечном тарифе у потребителя**

Виды деятельности в электроэнергетике		Доля затрат на этот вид деятельности в тарифе у потребителя, %
Конкурентные	производство электроэнергии	55
	сбыт электроэнергии	5
Монопольные	передача электроэнергии	10
	распределение электроэнергии	25
	управление режимами работы станций	5
Потребление	итого тариф на электроэнергию у потребителя	100

Создание оптового рынка электроэнергии должно быть первым шагом на пути создания рынка электроэнергии. А вот создание розничных рынков должно быть последним завершающим шагом создания полноценного рынка электроэнергии. Как, показывает опыт, затраты на создание розничных рынков несоизмеримо выше возможного эффекта (5 %), определяемого снижением тарифа у потребителей.

Существуют четыре основные модели рынка электроэнергии, различающиеся степенью развития рыночных отношений и участия государства в регулировании тарифов (табл.4.2). Подробно эти модели описаны Л.С. Беляевым [17].

**Эффективность применения различных моделей рынка
электроэнергии, оцениваемая снижением тарифа у потребителя**

<p align="center">Модель рынка. Характеристика модели</p>	<p align="center">Принцип формирования тарифов</p>	<p align="center">Эффектив- ность приме- нения модели</p>
<p>Модель 1. Регулируемые вертикально-интегрированные компании (ВИК). ВИК находятся под полным управлением государства. Конкуренция отсутствует</p>	<p>Производитель электроэнергии записывает свою цену перед регулирующим государственным органом. Для потребителей тариф назначается регулирующим органом как средний по всем производителям с учетом регулируемой прибыли. Средства на развитие включаются в тариф</p>	<p>Производитель стремится записать свою цену перед регулирующим органом. Мотивация снизить цену производства электроэнергии отсутствует</p>
<p>Модель 2. Единственный покупатель. ВИК разбиваются по видам деятельности. Вводится конкуренция производителей на оптовом рынке перед единственным покупателем (государством)</p>	<p>Для производителей цена назначается уполномоченным государством агентством отдельно для каждого производителя исходя из его затрат и регулируемой прибыли. Для потребителей тариф назначается на уровне среднего по всем станциям. Средства на развитие включаются в тариф</p>	<p>Снижение цены на электроэнергию за счет конкуренции между производителями на оптовом рынке</p>
<p>Модель 3. Конкуренция производителей на оптовом рынке. На оптовом (спотовом) рынке организуется конкуренция между генерирующими компаниями. Вместо единого покупателя (государства) создается коммерческий оператор спотового рынка. На розничном рынке конкуренция между сбытовыми компаниями нет</p>	<p>Для производителей цена на электроэнергию устанавливается спотовым рынком на уровне самой высокой цены (при торговле через спотовый рынок) или эта цена назначается в регулируемых двусторонних договорах между производителями и потребителями (если это – рынок двусторонних договоров). Для потребителей тариф формируется с оптового рынка с фиксированной сбытовой надбавкой. Средства на развитие в тариф не включаются, а формируются из прибыли</p>	<p>Цена на оптовом рынке резко возрастает за счет перехода к формированию цены покупки электроэнергии на спотовом рынке по цене замыкающей (самой дорогой) станции</p>

Модель рынка. Характеристика модели	Принцип формирования тарифов	Эффективность применения модели
Модель 4. Конкуренция на оптовом и розничном рынке. Организуется конкуренция не только на оптовом, но и на розничном рынке (конкуренция между сбытовыми компаниями)	На оптовом рынке цена формируется на уровне самой высокой цены электростанции (если рынок – спотовый) или цена назначается в регулируемых двусторонних договорах между производителем и потребителем. На розничном рынке к цене оптового рынка добавляется рыночная (нерегулируемая) надбавка на сбыт. Средства на развитие в тариф не включаются, а формируются из прибыли	Спikesание тарифа у потребителей за счет введения конкуренции между сбытами – очень низкое (до 5 %). Сбытовая надбавка формируется на конкурентом розничном рынке
Монопольные (неконкурентные) виды деятельности, не участвующие в рынке		
Передача	Тариф на передачу назначается регулирующим органом. Средства на развитие сети обеспечиваются бюджетом государства	—
Распределение	Тариф на распределение назначается регулирующим органом. Средства на развитие обеспечиваются бюджетом	—
Управление режимами	Тариф на управление режимами назначается регулирующим органом. Средства на развитие системного оператора обеспечиваются бюджетом	—

Модель 1 – «Регулируемые вертикально-интегрированные компании». В середине 20-го в. почти во всех развитых странах сформировались регулируемые государством монопольные рынки электроэнергии, соответствующие модели 1. Вся электроэнергетика в этот период рассматривалась как естественная

монополия. При такой модели рынка конкуренция полностью отсутствует, а вся электроэнергетика работает как вертикально-интегрированная регулируемая государством монополия. Эти вертикально-интегрированные компании несут полную ответственность за надежное электроснабжение потребителей на закрепленной государством за ней территории.

Для каждой электростанции (генерирующей компании) цена покупки электроэнергии устанавливается по формуле «затраты плюс», т.е. состоит из двух слагаемых – затрат на отпуск электроэнергии и регулируемой государством прибыли. Для потребителей тарифы утверждаются на уровне средней цены покупки электроэнергии у электростанций (генерирующих компаний) с добавлением услуг на передачу, распределение электроэнергии, регулирования режима и инвестиционной составляющей. При этом тарифы различаются по категориям потребителей (крупные промышленные предприятия, мелкие предприятия, коммунально-бытовой сектор, сельское хозяйство, население) и по территориям.

При эффективном государственном регулировании тарифы потребителей при данной модели рынка будут минимально возможными и стабильными в течение продолжительного периода (нескольких лет). Строительство новых электростанций и линий электропередачи (ЛЭП) и их модернизация финансируются путем включения в тарифы потребителей инвестиционной составляющей.

В настоящее время регулируемые со стороны государства монополии сохранились в примерно половине штатов США и почти всех (кроме двух) провинциях Канады, в Японии, Франции и многих развивающихся странах. Такая модель существовала и в СССР. В начале 90-х гг. прошлого века во многих странах началось реформирование (реструктуризация) электроэнергетики с целью уйти от модели 1.

Модель 2 – «Единый покупатель». В этой модели реализуется конкуренция между производителями электроэнергии, поставляющими ее на оптовый рынок единственному покупателю.

Генерация отделяется от других видов деятельности и разделяется на несколько независимых (финансово самостоятель-

ных) генерирующих компаний. Генерирующие компании конкурируют между собой за поставку электроэнергии единому закупочному агентству. Деятельность закупочного агентства регулируется государством, включая назначение цен (тарифов) на электроэнергию, покупаемую у производителей и продаваемую потребителям.

Электричество у действующих и новых производителей электроэнергии покупается по долгосрочным регулируемым договорам по разной цене, учитывающей вложенные средства в развитие и значимость генерирующей компании для энергообеспечения данной территории. На строительство новых электростанций проводятся конкурсы, а инвесторам, выигравшим конкурс, государство гарантирует возврат инвестиций за счет более высоких цен, закладываемых в договоры.

По отношению к потребителям закупочное агентство (единственный покупатель) является монополистом. Для потребителей цены всех производителей усредняются, что обеспечивает их низкий уровень.

Модель 2 – один из видов несовершенного рынка (монополия). Рынок электроэнергии, построенный по модели «Единственный покупатель», устраняет одно из главных противоречий свободного конкурентного рынка электроэнергии, которое заключается в том, что при ценах на рынке, соответствующих издержкам действующих электростанций, новые электростанции не смогут окупить инвестиции и, поэтому строиться не будут, что приведет к дефициту мощностей. При использовании модели 2 сохраняется возможность государственного планирования и финансирования развития электроэнергетических систем, а также оптимизации режимов по критерию минимума переменных издержек.

Модель 2 реализована в настоящее время на рынках электроэнергии Китая, Южной Кореи, Индии и ряда других стран. В 1990-е гг. по этой модели был организован российский Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), а роль закупочного агентства выполнял Расчетно-диспетчерский центр (РДЦ) оптового рынка.

Модель 3 – «Конкуренция производителей на оптовом рынке». При переходе к модели 3 цены оптового рынка становятся свободными и формируются на основе спроса–предложения. Генерирующие компании конкурируют между собой за поставку электроэнергии не перед единым закупочным агентством, а на спотовом (текущем) рынке.

Для формирования рыночной цены на электроэнергию создастся специализированная рыночная структура – коммерческий оператор оптового рынка, деятельность которого регулируется советом рынка. Прекращается усреднение цены на электроэнергию для потребителей. Цена покупки электроэнергии у генерирующих компаний устанавливается на уровне максимальной (маржинальной), т.е. цены наименее эффективной электростанции, электроэнергия которой еще востребована на спотовом рынке. Цены оптового рынка в этом случае возрастают в 2–3 раза по сравнению с ценами модели «Единый покупатель».

В то же время, и цены у потребителей продолжают регулироваться государством путем установления их предельных значений. Поскольку потребитель не участвует в рыночных отношениях (на розничном рынке конкуренции нет), то вместо него на оптовом рынке работают сбытовые компании. У сбытовых компаний нет цели снижать тариф на электроэнергию, они просто передают (транслируют) цены оптового рынка потребителям со своей сбытовой надбавкой. В этом случае возникает финансовый дисбаланс между оптовым рынком, на котором устанавливаются предельные цены, и розничным рынком, на котором государство пытается удержать цены на приемлемом для населения и промышленности уровне.

Разницу в ценах оптового и розничного рынка государство вынуждено компенсировать различными способами, тем самым вмешиваясь в рыночные отношения. Так, население, для которого государство старается сдерживать рост цен, начинает получать скрытые дотации от промышленности через заниженный тариф (так называемое «перекрестное субсидирование»). Особенно быстро растут цены на электроэнергию для промышленных предприятий. Попав в такие «экономические ножницы», правительство вы-

нуждено время от времени переходить к «ручному регулированию» тарифов.

Рынки электроэнергии по модели 3 организованы в Чили, штате Калифорния США, Бразилии, Аргентине и ряде других стран. После организации рынка электроэнергии по модели 3 в Калифорнии, Бразилии и Аргентине произошли кризисы в электроснабжении, заставившие отказаться от конкурентного оптового рынка и вернуться к государственному регулированию цен. В настоящее время в России действует эта модель рынка электроэнергии.

Модель 4 – «Конкуренция на оптовом и розничном рынках». С целью довести либерализацию до конца и обеспечить конкуренцию не только на оптовом, но и на розничном рынке, государство дает возможность образовать множество конкурирующих между собой сбытовых компаний. Потребитель становится полноправным участником рыночных отношений и получает право выбора сбытовой компании.

Такая модель – наиболее сложная, хотя и полностью отвечает понятию конкурентного рынка электроэнергии. В числе стран, где организованы рынки электроэнергии по модели 4 – страны Западной Европы, треть штатов США, две провинции Канады, Австралия.

Первые две модели представляют собой регулируемые рынки, остальные – конкурентные рынки. Регулируемые рынки хороши для потребителей электроэнергии, так как в них, с одной стороны, не допускается использование производителями «рыночной силы», а с другой, – тарифы устанавливаются на уровне средних издержек производителей с учетом регулируемой прибыли. Конкурентные же рынки, наоборот, выгодны производителям электроэнергии, которые освобождаются от регулирования.

В разных странах мира в тех или иных разновидностях реализованы все виды рассмотренных рынков: например, регулируемая монополия – в Японии, Франции, некоторых штатах США; рынок «Единый покупатель» – в Южной Корее, Китае, Северной Ирландии, Мексике; конкурентные рынки – в Англии, Скандинавских странах, Австралии, ряде штатов США.

ТЕМЫ ПРОВЕРОЧНЫХ САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ РАБОТ ПО ГЛАВЕ 4

4.1. Вопросы и задания по теме «Цели государственного регулирования на рынке электроэнергии»

Перечислите основные цели государственного регулирования тарифов на электрическую энергию.

Опишите виды ценообразования в электроэнергетике и основные формы государственного управления электроэнергетикой.

Перечислите способы прямого государственного регулирования цен (тарифов) на электроэнергию и условия их применения.

Дайте характеристику основным формам воздействия государства на рынки в странах с рыночной экономикой.

Дайте характеристику положительным сторонам и недостаткам государственного регулирования тарифа на электроэнергию.

В чем состоит затратный принцип государственного регулирования?

4.2. Вопросы и задания по теме «Органы государственного регулирования тарифов на электроэнергию в России»

Перечислите органы государственного регулирования тарифов на электроэнергию в России и их функции в регулировании тарифов.

Какова система тарифов, устанавливаемых Федеральной антимонопольной службой России?

Опишите систему тарифов, устанавливаемых региональной энергетической комиссией субъекта Федерации.

Кому подчиняется РЭК в административном отношении и кому – в нормативном?

4.3. Вопросы и задания по теме «Законодательная и нормативная основа государственного регулирования тарифов в России»

Перечислите основные законодательные и нормативные акты, обеспечивающие государственное регулирование тарифов на электроэнергию.

Дайте определение естественной монополии и разъясните, как это определение влияет на управление ценообразованием в электроэнергетике.

Перечислите виды деятельности в электроэнергетике, подлежащие государственному регулированию как монопольные.

Какие виды деятельности в электроэнергетике являются потенциально конкурентными?

4.4. Вопросы и задания по теме «Модели рынка электроэнергии с различной степенью участия государства»

Расскажите о том, как заранее можно определить эффективность создания оптового и розничного рынков электроэнергии.

Опишите модель 1 – «Регулируемые вертикально-интегрированные генерирующие компании».

Дайте характеристику модели 2 – «Единственный покупатель».

Опишите модель 3 – «Конкуренция на оптовом рынке».

Дайте характеристику модели 4 – «Конкуренция на оптовом и розничном рынках».

Какие модели рыночных отношений используются в России?

ГЛАВА ПЯТАЯ

РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА РУБЕЖОМ

5.1. Рынок электроэнергии Великобритании

Рынок электроэнергии Великобритании представляет особый интерес для нашего опыта, поскольку первые правила работы рынка электроэнергии в России составлялись на основе работы рынка Великобритании. Затем рынок электроэнергии Великобритании после 2001 г. был значительно изменен, но российский рынок до сих пор сохраняет основные положения работы еще того рынка Великобритании, который оказался отрицательным [30].

До начала проведения реформ управление электроэнергетикой Великобритании, как и в России, осуществлялось на жестком вертикальном принципе. Вся электроэнергетика Великобритании была государственной и состояла из Центрального электроэнергетического управления (ЦЭУ) и 12 территориальных энергетических управлений (ТЭУ).

Центральное электроэнергетическое управление являлось монополистом и несло всю ответственность за производство электроэнергии и ее передачу по сетям высокого напряжения. Территориальные управления покупали электроэнергию у ЦЭУ по фиксированной цене и распределяли электроэнергию на своей территории по сетям низкого напряжения.

Хозяйственная деятельность ЦЭУ и ТЭУ регулировалась государством. Тарифы на электроэнергию для конечных потребителей

основывались на себестоимости производства, передачи и распределения электроэнергии с регулируемой добавкой на прибыль.

Принципиальным событием стал выпуск правительством в 1988 г. Белой книги, в которой устанавливались следующие основы реформирования:

- приватизация предприятий электроэнергетики;
- отделение деятельности по производству электроэнергии от ее передачи и распределения;
- создание национальной передающей сети и региональных распределительных сетей;
- введение конкуренции среди производителей электроэнергии;
- учреждение независимого регулятора.

Был принят закон о разделении производства, распределения и сбыта электроэнергии на отдельные виды деятельности.

Приватизация британской электроэнергетики была начата в 1989 г. с целью повысить эффективность электроснабжения за счет создания конкуренции среди производителей электроэнергии.

Центральное электроэнергетическое управление было разделено на следующие четыре организации:

- две генерирующие компании – «Нэшнл Пауэр» и «Пауэр Джен» стали обеспечивать производство электроэнергии тепловыми электростанциями. Позже они были приватизированы и затем разделены на более мелкие независимые генерирующие компании;
- государственная компания «Нюклар Электрик» взяла на себя ответственность за производство электроэнергии на АЭС;
- национальная сетевая компания «Нэшнл Грид» стала оказывать услуги по передаче электроэнергии по высоковольтным сетям;
- 12 территориальных энергетических управлений были преобразованы в 12 региональных энергетических компаний, которым было передано право собственности на распределительные сети.

Национальная сетевая компания (NGC) перешла в совместное ведение всех ТЭУ. Ценовое регулирование услуг по передаче

электроэнергии по электрическим сетям высокого напряжения осталось за государством. Регулирование деятельности по передаче электроэнергии осуществлял департамент регулирования электроэнергетики министерства экономики Великобритании.

Территориальные энергетические управления также были приватизированы и сохранили свои географические границы ответственности за электроснабжение потребителей. Теперь 12 частных распределительных компаний стали обеспечивать распределение электроэнергии по низковольтным сетям и снабжать потребителей электроэнергией.

Монополия на сбытовую деятельность также была разрушена. Вышел закон о либерализации коммунальных услуг. Было создано много сбытовых компаний, которые стали конкурировать между собой. На розничном рынке крупные потребители получили право выбрать среди конкурирующих поставщиков (региональной энергетической компанией, производителем, другими лицензированными поставщиками), а мелкие могли покупать электроэнергию только у своей региональной энергетической компании, к сетям которой были подключены.

Однако позже ранее разделенные вертикально интегрированные компании вновь стали возникать уже сами собой, поскольку объединение отдельных видов деятельности в единой компании стало приносить экономию средств и повысило надежность и управляемость электроснабжения. Так, генерирующие компании стали покупать распределительные сети и сбытовые организации, а распределительные компании – строить собственные электростанции.

В 1990 г. начал работать Пул – централизованный механизм оптовой торговли, и государство прекратило регулировать тарифы на производство электрической энергии. Все производители электроэнергии должны были продавать свою электроэнергию на оптовый рынок (в Пул) по устанавливаемой рынком покупной цене Пула. Покупная цена Пула рассчитывалась каждые полчаса, и на ее основе велись расчеты с производителями электроэнергии.

Отбор поставщиков электроэнергии на оптовый рынок осуществлялся в следующем порядке. Производители до 10-00 часов

суток, предшествующих дню поставки, должны были подать Оператору рынка (ОР) свои предложения на продажу электроэнергии с указанием цены и объема выставяемой на продажу электроэнергии. Цена покупки Пула рассчитывалась на основе этих предложений, ранжированных в порядке возрастания указанных в них цен, и прогноза потребления. Оператор рынка отбирал поставщиков электроэнергии (генерирующие компании) в порядке увеличения заявленных ими цен на электроэнергию, т.е. в первую очередь принимались заявки на поставку электроэнергии по самым низким ценам. В последнюю очередь принималась заявка от той генерирующей компании, которая предложила самую низкую цену на замыкающую баланс электроэнергию и была способна выделить мощности, достаточные для покрытия повышенного электропотребления. Эта цена – минимальная из всех предложенных генерирующими компаниями для замыкания баланса электроэнергии, и в то же время она является максимальной ценой из всех уже отобранных до этого оператором рынка (замыкающая цена электроэнергии). Расчет цены покупки Пулом производился на каждые полчаса, а результаты представлялись к 16-00 часам торгового дня.

Пул не предусматривал возможность подачи ценовых заявок со стороны потребителей.

Пул ввел плату за мощность (премию «за готовность»), которая выплачивалась производителям с целью обеспечить их присутствие на рынке. Плата за мощность в виде отдельной составляющей была введена с целью возместить генерирующим компаниям их постоянные затраты, поскольку ценовые предложения генераторов были основаны только на их предельных (перемисных) издержках.

Покупная цена Пула складывалась из следующих двух составляющих: замыкающей цены электроэнергии в системе (цены самого дорогого производителя электроэнергии из числа участвующих в покрытии нагрузки), платы за готовность мощностей и других сопутствующих затрат.

Плата за готовность мощностей определялась в зависимости от величины избытка мощности в системе. Генераторы в обмен на

плату за готовность мощности должны быть готовы по указанию оператора рынка начать вырабатывать электроэнергию в операционный день по запрошенной производителем цене.

Цена продажи электроэнергии Пула состояла из покупной цены Пула и начислений за вспомогательные услуги. Вспомогательные услуги включали плату генераторам за отклонение их фактического режима от оптимального из-за ограничений по передаче, плату за услуги по обеспечению функционирования рынка и платежи электростанциям, которые ранее не были включены в график, но в результате отклонения фактического режима от расчетного были загружены оператором рынка.

Взаиморасчеты между участниками Пула осуществлялись централизованно Администратором системы расчетов, который являлся подразделением Национальной сетевой компании. Национальная сетевая компания, кроме передачи электроэнергии, также оказывала следующие системные услуги:

- регулирование частоты, реактивной мощности;
- поддержание необходимых резервов и запуск генераторов в случае системной аварии.

Обеспечение резервов возмещалось через отдельный тариф.

Затраты Национальной сетевой компании на передачу возмещались пользователями через плату за подключение, ежегодную плату, пропорциональную подключенной мощности, и тариф на передачу.

После нескольких лет работы рынка Независимый регулятор (Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets) пришел к заключению, что работа рынка через Пул не является эффективной для потребителей. И хотя оптовая цена электроэнергии за период 1990–2000 гг. стабилизировалась и даже несколько снизилась, Ofgem посчитал, что цены на оптовом рынке должны были упасть еще больше, поскольку в этот период произошло снижение основных затрат на производство.

Так, стоимость отраслевого капитала упала на 40 %, цена на газ – на 50 %, угля – на 28 %. Снижение цены электроэнергии на розничном рынке было еще меньшим. По мнению Независимого регулятора, наличие рыночной силы у крупных генерирующих

компаний, объединенных в Пул, не дало ценам снизиться еще больше. Но при этом значительно улучшилось качество обслуживания потребителей из-за опасения их перехода к конкурентам.

Независимый регулятор посчитал, что справедливая конкуренция затруднена, поскольку электростанции, пользуясь тем, что в основу покупной цены Пула положены предельные (замыкающие) затраты, диктуют цены на электроэнергию, а потребители устранены от влияния на ценообразование. Действительно, правила торговли в Пуле не признавали форвардные (двусторонние) контракты, и цена покупки определялась на спотовом рынке за день вперед ценой последнего, самого дорогого из востребованных генераторов. Генерирующая компания, имевшая в своем составе несколько электростанций, просто могла увеличить свою прибыль путем сознательной остановки одной из них, как правило – дорогой, оставляя в работе еще более дорогую электростанцию. Это приводило к тому, что эта другая, еще более дорогая электростанция начинала определять цену покупки Пулом и суммарная прибыль компании поднималась.

Практиковавшаяся в Пуле дополнительная плата за мощность привела к тому, что к 2000 г. на рынке появился значительный ее избыток. За этот период произошел значительный рост и изменение состава генерирующих мощностей. Так, в этот период было введено 17 млн кВт новых мощностей, из которых 85 % составляли парогазовые установки (ПГУ).

Торговля электроэнергией через Пул обнаружила дополнительно следующие недостатки:

- чрезмерно жесткая конструкция рынка, не позволяющая его развивать;
- непрозрачность и сложность ценообразования;
- устранение потребителей от участия в ценообразовании;
- установление директивным порядком, а не рынком, платы за мощность;
- отсутствие взаимосвязи между затратами производства и ценой электроэнергии на рынке.

В 2001 г. в Великобритании была введена новая система организации рынка электроэнергии NETA (New Electricity Trading

Arrangement), в соответствии с которой порядок торговли электроэнергией принципиально изменился.

В основу новой организации рынка NETA положены свобода выбора контрагентов по сделкам и установление цены электроэнергии самими участниками рынка, а не Пулом. Таким образом, основное отличие NETA от Пула заключается в том, что новая система обеспечивает свободную торговлю между производителями, поставщиками и потребителями как на двусторонней основе, так и через биржу.

В течение нескольких лет на основе трех компаний «Нэшнл Пауэр», «Пауэр Джен» и «Нуклеар Электрик», которые контролировали 49 % рынка и имели возможность влиять на цены, были созданы 25 более мелких генерирующих компаний. Эти компании не были созданы централизованно, и история их создания у каждой своя. Атомная энергетика была представлена двумя генерирующими компаниями: одна из них – частная, вторая целиком государственная.

Управление спотовым рынком осуществлял системный оператор, находящийся в составе Национальной сетевой компании. Задача системного оператора – следить за соблюдением баланса при ведении режима и выполнять договорные отношения. Его функции – относительно небольшие, и особой ответственности на рынке системный оператор не несет. Отдельного закона о системном операторе не было, все принципы его работы были оговорены в лицензии на этот вид деятельности. Системный оператор и высоковольтные электрические сети (Национальная сетевая компания) были объединены, поскольку они тесно связаны необходимостью исполнять и контролировать задаваемый системным оператором режим.

Работало также агентство по суммированию контрактов и центр по расчету дисбалансов.

Оптовый рынок состоял из форвардного, спотового и балансирующего рынков.

Сейчас основным в Великобритании стал форвардный рынок электроэнергии. На форвардном рынке заключаются двусторонние контракты на поставку электроэнергии сроком от не-

скольких лет до одних суток до дня поставки. В случае торговли электроэнергией по договорам системный оператор только оценивает техническую реализуемость уже заключенных договоров (пропускные способности ЛЭП, технические ограничения по нагрузке электростанций и др.) и не знает цены электроэнергии.

Контракты заключаются напрямую или на бирже. При заключении сделок через биржу поставщики, потребители и торговые компании (трейдеры) подают на биржу свои предложения на продажу и заявки на покупку, на основании которых определяются равновесные объемы и цена биржевых сделок. Объем продажи электроэнергии через биржу составляет только 5 %, а 95 % электроэнергии продается по двусторонним договорам (форвардным контрактам). Биржа продает лицензии на участие в торгах и несет затраты по их организации. Сейчас работают четыре биржи и много субподрядчиков. На бирже работают генерирующие и сбытовые компании, а также финансовые компании, которые покупают электроэнергию для своих клиентов. Национальная сетевая компания также является членом биржи и покупает электроэнергию для нужд балансирования.

Трейдеры оказывают посреднические услуги при заключении договоров между потребителями и поставщиками. При этом они страхуют риски (ранее при существовании Пула риски не страховались). Длительные контракты по мере течения времени и необходимости их физического исполнения дробятся на более мелкие. В итоге контракт разбивается на получасовые интервалы и реализуется на спотовом рынке без объявления цены электроэнергии.

Таким образом, спотовый рынок перестал формировать цену на электроэнергию и стал работать в качестве вспомогательного рынка небалансов электроэнергии, на котором сейчас покупается только 3 % электроэнергии и который не оказывает сколько-нибудь заметного влияния на оптовые цены. Участие в спотовом рынке могут принимать также те потребители, которые по каким-либо причинам не заключили двусторонние договоры на покупку электроэнергии, а доверили эту проблему системному оператору. В этом случае цена на электроэнергию для них определится по результатам работы спотового рынка.

Торговля электроэнергией только по договорам технически нереализуема, поскольку всегда будет существовать «остаточный» небаланс электроэнергии, который должен быть распределен оператором рынка. На рынке небалансов оператор осуществляет экономическое распределение нагрузки в порядке возрастания цены заявок производителей электроэнергии, заранее заявивших свое участие на покрытие небалансов. Таким образом, небаланс электроэнергии закрывает системный оператор с помощью заранее заказанных электростанций.

Вначале работает форвардный рынок, на котором заключаются двусторонние внесбиржевые контракты, а также биржа и финансовый рынок (рынок фьючерсов, опционов и других финансовых инструментов). За два дня до наступления операционных суток открывается спотовый рынок, на котором заключаются спотовые контракты. За 3,5 часа до наступления операционных суток «ворота закрываются», и начинает работать агентство по сбору уже заключенных контрактов. Одновременно выполняются клиринговые (расчетные) операции. Затем наступает исполнение реального режима, который ведет системный оператор Национальной сетевой компании.

Ofgem продолжает регулировать тарифы на передачу электроэнергии по сетям, этот тариф пересматривается один раз в 4–5 лет. Инвестиции в централизованном порядке в тариф не включаются, поскольку тариф теперь не регулируется.

По мнению Ofgem первые результаты работы NETA являются положительными, поскольку произошло заметное снижение цен на электроэнергию, несмотря на рост цен на газ, получили быстрое развитие все три сегмента рынка – форвардный, фьючерсный и спотовый, а также наблюдается заметное снижение затрат на системные и вспомогательные услуги.

5.2. Рынок электроэнергии США

Электроэнергетика в США развивалась по индустриальной модели, отличительной особенностью которой является создание

крупных вертикально интегрированных компаний – «публик ютилити» (Public Utility), полностью ответственных за электроснабжение потребителей, расположенных на закрепленной территории. Экономическим обоснованием существования компаний общего пользования была экономия затрат на масштабах производства и продажи электроэнергии, когда крупная компания обеспечивала производство и распределение более дешевой электроэнергии, чем несколько мелких организаций. Каждая «публик ютилити» создавалась как работающая изолированно на территории отдельного штата, а электрические связи между штатами, обслуживаемые разными компаниями, развивались на основе их договорных отношений, если это было выгодно соседним компаниям. Единое управление режимами электростанций разных «публик ютилити» отсутствовало [31].

В состав «публик ютилити» входят электрические станции и распределительные сети. «Публик ютилити» до сих пор занимает монопольное положение по снабжению электроэнергией потребителей на территории своего штата. Такая территория носит название франчайзной территории (franchise – франшиза, лицензия, право на вид деятельности на отдельной территории).

Монопольное положение «публик ютилити» на обслуживаемой ею территории стало препятствием для развития конкуренции. Для того чтобы развивалась конкуренция в электроснабжении потребителей, в 1978 г. был принят «Акт о политике регулирования компаний общего пользования (PURPA)», в соответствии с которым стали возможны три модели дальнейшего развития конкуренции.

В первой модели полностью сохраняется ирреальное монопольное положение «публик ютилити» в электроснабжении потребителей на своей территории. Однако с целью развития конкуренции на территорию, обслуживаемую компанией общего пользования, допускаются и другие инвесторы, которые не принадлежат этой компании. Если такой инвестор одержал победу на конкурсе по строительству новой электростанции, то с ним заключается договор на покупку от него электроэнергии. В соответствии с этим договором «публик ютилити» обязуется покупать его элек-

троэнергию для ее последующей продажи потребителям с использованием своих электрических сетей. Полной конкуренции в этой модели нет, поскольку компания общего пользования по-прежнему сохраняет свое монопольное положение в электро-снабжении потребителей на закрепленной за ней территории.

Во второй модели дальнейшее развитие конкуренции происходит за счет обязательств компании общего пользования предоставлять соседним компаниям или другим производителям электроэнергии услуги по передаче их электрической энергии по своим электрическим сетям. В этом случае происходит «размывание» франчайзной территории, и возникают условия для организации конкуренции. Любой продавец (соседняя компания общего пользования) и покупатель (муниципальная электросеть) получают доступ к услугам по передаче электроэнергии по сетям компании, обслуживающей данную территорию. Более того, потребитель может совсем отказаться от услуг местной «публик ютилити» в части производства электроэнергии и покупать ее у другого производителя. К недостаткам такой модели следует отнести то, что в ней утрачиваются положительные качества вертикально интегрированных компаний: снижается управляемость системы и надежность электроснабжения, возникают конфликты между компанией общего пользования и независимыми производителями электроэнергии.

Третья модель соответствует полностью вертикально дезинтегрированной системе производства и распределения электроэнергии: генерирующие мощности выведены из «публик ютилити», а в распоряжении компании общего пользования остаются только распределительные электрические сети. Справедливая конкуренция производителей электроэнергии обеспечивается едиными правилами работы рынка.

Дополнительным импульсом развития конкурентных отношений стал Закон об энергетической политике 1992 г., который стимулировал расширение сектора независимых производителей электроэнергии. Рыночное ценообразование на оптовом рынке быстро развивалось и в течение одного десятилетия вытеснило ценообразование на основе издержек.

Распространение рыночного ценообразования способствовало развитию в США нескольких оптовых рынков электроэнергии, которые существенно различаются по охвату (несколько соседних штатов или в пределах штата), структуре рынка, принятым стандартам и механизмам торговли, составу участников и другим показателям. В настоящее время сформированные и формирующиеся конкурентные оптовые рынки охватывают территорию, на которой проживает 70 % населения страны.

В соответствии с Законом об электроэнергетике Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) наделена полномочиями по регулированию оптовой торговли электроэнергией, однако на практике FERC допускает свободное ценообразование на оптовом рынке для тех компаний, деятельность которых не требует антимонопольных ограничений.

В 1998 г. на территории штатов Пенсильвания, Нью-Джерси, Мэриленд, Вирджиния и Огайо стал работать рынок PJM. Был создан Независимый системный оператор (НСО) и открыт доступ к сетям.

В настоящее время функционируют следующие основные рынки:

- взаимобмена электроэнергией;
- регулирования;
- вращающегося резерва;
- мощности;
- прав на передачу.

Управление рынком PJM осуществляет специально учрежденная независимая организация PJM Interconnection L.L.C. (Limited Liability Company), которой был придан статус НСО. Членами PJM Interconnection L.L.C. являются собственники сетей и электростанций, другие поставщики электроэнергии, распределительные компании и конечные потребители. Под другими поставщиками электроэнергии понимаются организации, которые осуществляют покупку или продажу электроэнергии, не владеют электростанциями и сетями и не являются конечными потребителями.

Исполнительный орган (PJM OI) обеспечивает надежное функционирование рынка PJM.

Основными его функциями являются:

- управление рынком взаимобмена электроэнергией, включая планирование режимов и диспетчирование источников;
- учет сделок по электроэнергии, выставление счетов участникам рынка, получение платежей и распределение их между участниками рынка;
- координация графиков ремонта генерирующего оборудования и передающих сетей;
- предоставление вспомогательных услуг;
- управление аварийными ситуациями;
- рассмотрение заявлений о желании стать рыночным покупателем или рыночным продавцом.

Генерирующие источники объединены в пул, и к ним применяются следующие правила:

- их отбор производится на основе указанной в заявке цены на электроэнергию и связанных с ней услуг, стоимости возмещения затрат на пуск-останов и холостой ход;
- в пул не включаются источники (за исключением аварийных ситуаций), используемые для поставок электроэнергии по двусторонним договорам или работающие по собственному графику (самодиспетчируемые источники);
- источники, включенные, в пул могут использоваться как оперативные резервы мощности;
- рыночный продавец, чей источник был отобран в пул, получает плату за электроэнергию и услуги и возмещение затрат пуска-останова и холостого хода.

Становление рынка PJM сопровождается постоянным совершенствованием его структуры и информационно-технологического обеспечения. В настоящее время рынок PJM – один из самых эффективных рынков в США.

В то же время в ряде штатов сохранились вертикально-интегрированные электроэнергетические компании, в которых осуществляется традиционное планирование развития генерирующих мощностей и электрических сетей.

Рынок электроэнергии Калифорнии. Опыт реформирования электроэнергетики в самом густонаселенном (35 млн чел.)

штате США получил громкую известность после разразившегося там в 2000 г. кризиса [32].

В 2000 г. установленная мощность электростанций Калифорнии составляла 53 млн кВт, в том числе: ГЭС – 24 %, ТЭС на угле – 6 %, ТЭС на газе и мазуте – 45 %, АЭС – 8 % и станции на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) – 17 %. Калифорния импортировала 18 % электроэнергии из соседних штатов и Мексики.

Цены на электроэнергию в Калифорнии последние десятилетия были самыми высокими в США, что первоначально было вызвано проводимой властями штата после нефтяного кризиса 1970-х гг. политикой субсидирования строительства электростанций на дорогих ВИЭ. И хотя впоследствии цены на нефть упали, цены на электроэнергию продолжали оставаться высокими, что также было обусловлено высокой стоимостью электроэнергии АЭС и значительными затратами на выполнение жестких экологических требований. Именно высокая стоимость электроэнергии и послужила основной причиной реформирования электроэнергетики Калифорнии, проведенной очень спешно и в короткие сроки. К этому времени три крупные вертикально-интегрированные компании (ВИК) производили 2/3 потребляемой в штате электроэнергии. Оставшуюся часть потребителей обслуживали муниципальные энергокомпании, регулирование деятельности которых осуществляла Комиссия по коммунальным предприятиям.

В 1996 г. был принят специальный закон штата о реформировании отрасли, а в 1998 году рынок электроэнергии уже был открыт для конкуренции.

Основными участниками рынка являлись производители, потребители, частные и муниципальные распределительные компании, розничные поставщики и координаторы графиков.

В основу либерализации торговли электроэнергией были положены следующие принципы:

- потребителям было предоставлено право выбирать поставщика электрической энергии;
- деятельность по производству электроэнергии была отделена от ее передачи;

- в целях ликвидации исключительного положения три упомянутые выше ВИК были обязаны продать большую часть своих генерирующих мощностей независимым производителям электроэнергии. В итоге были проданы 20,3 млн кВт;

- для компенсации ВИК их затрат, связанных с принудительной продажей мощностей, им было разрешено на переходный до 2000 г. взимать с потребителей дополнительную плату по «переходному» тарифу;

- в ожидании того, что оптовые цены будут оставаться низкими, розничные цены были заранее снижены на 10 % и заморожены на переходный период;

- участниками рынка был учрежден Независимый системный оператор (НСО) – некоммерческая организация, которая стала нести ответственность за надежное электроснабжение большей части потребителей и функционирование рынка;

- была учреждена энергетическая биржа в форме государственной некоммерческой организации для торговли электроэнергией за день вперед и за час вперед до наступления оперативных суток;

- все ВИК были обязаны продавать и покупать электроэнергию только через энергетическую биржу, заключение двусторонних контрактов было запрещено. Для остальных участников рынка торговля на бирже была добровольной;

- муниципальным энергетическим компаниям было предоставлено право работать самостоятельно (не под управлением НСО), и некоторые из них, включая компанию города Лос-Анджелеса, воспользовались этим правом;

- были учреждены специальные агентства – координаторы графиков, которые рассчитывали и представляли НСО плановый баланс производства и потребления электроэнергии для своих субъектов и координировали деятельность генераторов и розничных продавцов на обслуживаемой ими территории.

Органами управления рынком электроэнергии стали НСО и биржа электроэнергии.

Основные функции НСО были следующие:

- составление диспетчерских графиков на основе данных биржи и координаторов графиков, а также расчет дисбалансов;

- управление рынком реального времени и перегрузками в сети;
- организация торговли резервами мощности, правами на передачу, услугами по регулированию напряжения;
- координация ремонтов и отключений;
- обеспечение надежности работы сетей и планирование их развития.

Биржа электроэнергетики проводила аукционы по купле-продаже электроэнергии на рынках на день вперед и на час вперед, предоставляла НСО сбалансированные графики поставки-потребления электроэнергии по результатам аукционов и информировала участников рынка о ценах на электроэнергию на рынках на день вперед и на час вперед.

На бирже работали следующие рынки:

- на сутки вперед;
- на час вперед.

На рынке на сутки вперед заявки, представленные на биржу поставщиками и потребителями, ранжировались и сводились в суммарные кривые поставки и потребления. В точке пересечения этих кривых определялась первоначальная клиринговая цена (цена расчетной палаты, выступающей в качестве консолидированного продавца перед всеми покупателями по биржевым сделкам и гарантирующая исполнение заключенных контрактов и страхующая их участников от возможных финансовых потерь). После получения информации о первоначальной цене участники рынка могли подавать повторные корректирующие заявки. Сразу после закрытия рынка формировался график нагрузки на следующие сутки и проводились окончательные расчеты. После формирования суточного графика нагрузки участники рынка подавали на биржу заявки на использование свободных от обязательств генерирующих мощностей для применения их в случае перегрузки и оказания вспомогательных услуг. Окончательные суточные графики биржа передавала на исполнение НСО и другим участникам рынка.

На бирже также работал *рынок на час вперед*, на котором участники рынка уточняли свои поставки и потребление. Заявки на куплю-продажу подавались не менее чем за два часа до начала

операционного часа. Клиринговая цена определялась так же, как на рынке на сутки вперед с той разницей, что повторные корректирующие заявки не подавались. Скорректированные по итогам торговой сессии графики нагрузки передавались НСО.

Рынок в режиме реального времени являлся инструментом НСО для оперативного поддержания баланса между генерацией и потреблением в системе. С этой целью поставщики подавали НСО ценовые предложения на корректировку своих режимов генерации. Поданные заявки ранжировались по цене предложения, и генераторы использовались в случае необходимости начиная с более выгодной для системы заявки. Последняя использованная заявка определяла предельную цену регулирующей мощности для каждого часа.

После снятия показаний счетчиков для каждого участника рынка определяется разница между контрактными и фактическими объемами поставки и потребления электроэнергии для каждого часа. Разницу между контрактными и фактическими объемами участники оплачивают по ценам рынка реального времени.

В течение 1998–1999 гг. рынок электроэнергии Калифорнии работал стабильно. Цены, по которым поставщики покупали электроэнергию на бирже, были ниже цен для конечного потребителя на розничном рынке.

Первые признаки кризиса появились в начале 2000 г., когда цены на бирже начали расти, а цены для конечного потребителя оставались замороженными. Причина роста цен на бирже – резкое увеличение цены на газ, который являлся основным видом топлива в штате.

Это привело к тому, что две крупнейшие ВИК объявили в конце 2001 г. о нахождении на грани банкротства. В то же время главные участники торгов на бирже, получали рекордные прибыли за счет продажи электроэнергии по высоким (до 5 долл. за кВт·ч) «переходным» тарифам.

Необычайно жаркое лето 2000 г. и рост экономики штата при ограниченном предложении электроэнергии способствовали развитию кризиса. Резко возросло потребление электроэнергии, а ее поставки из соседних штатов снизились вследствие засухи и

уменьшения запасов воды в водохранилищах ГЭС. Положение усугубилось недобросовестным поведением крупных участников рынка.

В целях снижения остроты кризиса были приняты чрезвычайные меры: министр энергетики США обязал производителей продолжать поставки электроэнергии, а правительство штата стало за счет бюджета покупать электроэнергию для двух крупнейших коммунальных предприятий. Однако эти меры лишь смягчили ситуацию не затронув причин кризиса.

Розничные тарифы продолжали оставаться без изменения, так как регулирующие органы накануне президентских выборов не желали обострять ситуацию. В результате росла задолженность энергоснабжающих компаний перед генерирующими компаниями. Из-за продолжающегося роста цен на бирже и сохранения неизменными розничных цен этот долг только за один год составил 12 млрд долл., и генерирующие компании стали отказываться поставлять электроэнергию неплатежеспособным покупателям.

К началу 2001 г. ситуация стала критичной, резервы мощностей упали до 1,5 %, и в Калифорнии начались веерные отключения.

Суммируя сказанное, можно установить, что основными причинами кризиса в Калифорнии стали следующие объективные и субъективные обстоятельства:

- сохранение регулируемых (фиксированных) розничных тарифов при введении конкурентных (свободных) цен на оптовом рынке;
- недостаток генерирующих мощностей внутри штата в размере 5–6 млн кВт, возникший вследствие ограничений на строительство новых электростанций в штате, хотя в то время имелись заявки на сооружение 9 млн кВт генерирующих мощностей;
- короткий срок окончания переходного периода, обозначенного законодательством штата как 2002 г.;
- неожиданно высокий рост потребления электроэнергии, вызванный подъемом экономики в штате, ростом населения и необычно жаркой погодой;

- снижение поставок электроэнергии из соседних штатов, вызванное увеличением их собственного потребления и уменьшением производства электроэнергии на ГЭС;

- рост цен на газ в 6 раз (основное топливо электростанций в штате) привел к резкому увеличению затрат производителей электроэнергии;

- манипуляции со стороны поставщиков газа, которые воспользовавшись ситуацией с резкими скачками цен на электроэнергию стали еще больше завышать цены на газ;

- повышение затрат производителей после введения с 2000 г. дополнительного экологического налога для генерирующих компаний.

Существенную роль в развитии кризиса сыграли также следующие недостатки в организации рынка электроэнергии:

- неэластичность спроса по цене. Так, при росте оптовых цен величина спроса не менялась;

- отрицательную роль сыграл запрет на хеджирование рыночных цен путем заключения фьючерсных и форвардных контрактов;

- НСО и распределительные компании-поставщики не были обязаны обеспечивать текущий баланс между поставками и потреблением электроэнергии и поэтому не имели в своем распоряжении необходимые для удовлетворения спроса в часы пиковых нагрузок резервы мощности;

- управление оптовым рынком и рынком вспомогательных услуг осуществляли два разных субъекта – соответственно биржа и НСО. Биржа и НСО представляли разные группы участников рынка с противоположными интересами, что затрудняло принятие своевременных и эффективных мер по улучшению деятельности рынка и предупреждению негативных процессов;

- отсутствие механизма контроля над деятельностью генерирующих компаний. Так, четверть генераторов в штате в конце 2000 г. была отключена по разным причинам, а проверить обоснованность их отключения было невозможно;

- льготы, предоставленные отдельным группам потребителей, использовались ими для спекуляций на рынке. Например,

предприятия алюминиевой промышленности, имеющие энергоемкое производство, могли покупать электроэнергию по низким ценам. Когда же произошел резкий рост цен электроэнергии, эти предприятия вовсе остановили или сократили производство и стали продавать по высокой цене электроэнергию, купленную на оптовом рынке по низкой цене.

Для выхода из кризиса правительство штата и Федеральная энергетическая комиссия США срочно приняли следующие меры:

- 17 января 2001 г. в Калифорнии было объявлено чрезвычайное положение, и дерегулирование рынка электроэнергии было остановлено;
- с 30 января 2001 г. были запрещены торги на электроэнергетической бирже;
- розничные тарифы для населения были повышены на 9 %, а для коммерческих организаций – на 7–15 %;
- установлен предел оптовых цен в размере 15 центов за один кВт·ч;
- смягчены ограничения по строительству новых станций;
- принято решение о смене наблюдательного совета на бирже и у НСО с включением в его состав членов, не являющихся представителями участников рынка;
- генерирующие компании были проверены на обоснованность останова оборудования на ремонт и сокращения выработки электроэнергии;
- отменена обязательная покупка электроэнергии распределительными компаниями только через биржу и дано разрешение заключать долгосрочные двусторонние договоры на покупку-продажу электроэнергии;
- создан фонд для покупки правительством штата электроэнергии на оптовом рынке и продаже ее распределительным компаниям по цене покупки;
- правительство штата заключило договор с поставщиками электроэнергии на длительные сроки по стабильной цене;
- для покрытия долгов распределительных компаний правительство штата выпустило облигации.

После энергетического кризиса в Калифорнии стало очевидно, что для устойчивого развития электроэнергетики в условиях рынка необходимо создавать специальные механизмы, обеспечивающие своевременное и сбалансированное развитие генерирующих мощностей.

По поручению Федеральной энергетической комиссии НСО разработал правила нового рынка электроэнергии Калифорнии направленные, прежде всего, на повышение надежности электроснабжения потребителей.

5.3. Рынок электроэнергии Германии

Германия – самый крупный производитель электроэнергии в Западной Европе. Установленная мощность ее станций составляет 118 млн кВт, а производство электроэнергии в 2001 г. достигло 569 млрд кВт·ч. Основная часть электроэнергии вырабатывается на ТЭС (60 %) и АЭС (30 %). Высоковольтные электрические сети напряжением 36–110–220–380 кВ связывают Германию с соседними государствами, что позволяет импортировать электроэнергию от французских АЭС, а весной и летом – от ГЭС альпийских стран, работающих с сезонной пиковой нагрузкой.

Германия входит в Союз по координации электроэнергетических систем Западной Европы (UCPTE), задача которого – обеспечить параллельную работу энергосистем 13 европейских стран.

До начала либерализации электроэнергетика Германии состояла из девяти региональных вертикально-интегрированных компаний, на долю которых приходилось 80 % вырабатываемой электроэнергии и которые совместно эксплуатировали высоковольтную сеть. Остальная электроэнергия производилась региональными и местными генерирующими компаниями, в собственности которых были сети низкого и среднего напряжения. Цена электроэнергии устанавливалась на основе регулирования надбавки к затратам и была одной из самых высоких в Европейском союзе (ЕС).

Реформирование электроэнергетики Германии было начато в 1996 г. Основной целью реформ было повышение эффективности работы отрасли путем перехода от регулируемого к конкурентному ценообразованию, обеспечению посредством рыночных механизмов оптимального уровня генерирующих мощностей и интеграция с рынками электроэнергии стран ЕС. Все потребители получили право свободного выбора поставщиков электроэнергии. Однако только 2,5 % покупателей сменили своих поставщиков.

В настоящее время в электроэнергетике Германии нет регулирующего органа, либерализация торговли электроэнергией ограничилась установлением минимальных требований, в частности, о равном и недискриминационном доступе к сетям.

Из всех форм организации рынка, предложенных директивой ЕС, правительство Германии выбрало модель «доступа к сети третьих лиц на договорной основе». Суть этой модели заключается в предоставлении третьим лицам – независимым производителям электроэнергии или другим генерирующим компаниям – открытого доступа к электрическим сетям ВИК в целях создания конкуренции.

Вертикально интегрированные компании в Германии не только не были разделены на отдельные компании по видам деятельности, как это было в большинстве стран, проводивших реформы, но даже укрепили свое положение на рынке путем объединения. В результате сейчас вместо девяти ВИК на рынке работают только четыре. ВИК, сохранив свою структуру, только отделили производство и сбыт электроэнергии от ее передачи и распределения в финансовом отношении. Теперь каждая ВИК имеет в своем составе обособленные подразделения по производству, передаче, распределению и сбыту.

Роль координирующего органа рынка электроэнергии играет образованная в 2001 г. Ассоциация немецких операторов сети (VDN), которая разрабатывает правила рынка и осуществляет контроль над их выполнением.

Энергосистема Германии поделена на шесть зон управления, контроль над которыми осуществляют четыре ВИК. Послед-

ние выполняют также функции транспортного системного оператора (TSO), которые заключаются в следующем:

- управление рынком;
- обеспечение надежности и централизованного балансирования систем;
- планирование режимов производства и потребления электроэнергии;
- передача на высоком и распределение электроэнергии на низком напряжении;
- поставка электроэнергии потребителям через сбытовые подразделения ВИК.

Особую роль на рынке играют менеджеры балансовых групп (BGM), которые обеспечивают подачу в TSO суточных графиков поставки и потребления электроэнергии и несут коммерческую ответственность перед TSO за дисбалансы участников рынка. Менеджерами балансовых групп могут быть крупные станции, потребители и трейдеры. В балансовую группу могут входить электростанции, потребители, группы производителей и потребителей.

Немецкий рынок включает в себя следующие рынки:

- двусторонних контрактов, на котором участники заключают прямые двусторонние договоры на физическую поставку электроэнергии;
- централизованной торговли электроэнергией (биржа), на которой осуществляется торговля стандартизированными контрактами на поставку электроэнергии на сутки вперед, на год, квартал, месяц;
- централизованной торговли правами на пропускную способность межгосударственных ЛЭП 220–380 кВ;
- системных услуг, включающий диспетчерское управление системой, регулирование частоты, напряжения и реактивной мощности, предотвращение аварий;
- вспомогательных услуг, приобретаемых оператором системы у субъектов рынка, включая предоставление резервов мощности, компенсация реактивной мощности и регулирование напряжения;

- финансовых инструментов, обеспечивающих хеджирование сделок на рынке от изменений рыночной цены.

На немецком рынке работают две электроэнергетические биржи: Лейпцигская и Европейская, на которых приобретается 25 % потребляемой в Германии электроэнергии.

За день до начала операционных суток все менеджеры балансовых групп, крупные и средние потребители и операторы станций предоставляют системному оператору (TSO соответствующей зоны управления) информацию об объеме своих контрактных обязательств. Кроме того, системному оператору передаются данные о результатах торгов на сутки вперед на электроэнергетической бирже и результаты аукционов по продаже пропускной способности ЛЭП. Крупные станции за неделю до операционных суток передают системному оператору сведения о возможности оказания ими вспомогательных услуг, в первую очередь, по резервам мощности.

На основе полученной информации системный оператор формирует сводный суточный график поставки и потребления электроэнергии производя при необходимости дополнительные согласования.

В операционные сутки системный оператор осуществляет общий контроль над работой системы. При выявлении дисбаланса он извещает об этом потребителя или менеджера соответствующей балансовой группы, а при необходимости вводит ресурсы по регулированию мощности. В случае аварии системный оператор вправе изменить график поставок. По окончании операционных суток системный оператор собирает информацию о фактических объемах поставки и потребления, определяет дисбалансы и организует взаиморасчеты по ним.

Услуги системного оператора оплачиваются по специальному тарифу, который включает тариф за пользование системой и сетями, включая капиталовложения в сеть, потери и передачу.

Немецкий рынок электроэнергии сейчас один из самых конкурентных в Европе, а цены на электроэнергию в результате проведения реформ снизились.

5.4. Рынок электроэнергии Нидерландов

Первоначально энергосистема Нидерландов представляла собой множество независимых энергокомпаний по производству и передаче электроэнергии, которые слились в крупные вертикально-интегрированные компании. К 1998 г. в Нидерландах работали четыре ВИК, в собственности которых находились электрические станции и сети, включая сеть 220–380 кВ. Кроме того, существовали независимые производители электроэнергии.

Резервные мощности составляли значительную величину (одну треть мощностей всех электростанций страны), поскольку каждая энергокомпания была обязана обеспечить резерв мощности равный мощности самого крупного генератора.

В соответствии с директивой ЕС, установившей общие для всех входящих в ЕС стран правила доступа к рынку, в 1998 г. в Нидерландах был принят Электросетевой акт, положивший начало созданию рынка электроэнергии Нидерландов, интегрированного со странами Западной Европы.

Реструктуризация энергетики Нидерландов в направлении либерализации торговли электроэнергией предусматривала:

- выделение из вертикально-интегрированных компаний ряда генерирующих мощностей;
- национализацию высоковольтных сетей 220–380 кВ и образование Национальной электросетевой компании с функциями системного оператора;
- государственное регулирование тарифов на передачу и распределение электроэнергии;
- образование 23 электросетевых компаний, занимающихся распределением электроэнергии на напряжении 150 кВ и ниже;
- создание конкурентного оптового рынка электроэнергии на основе двусторонних договоров;
- организацию рынка небалансов;
- свободный доступ к сетям и выбор поставщика электроэнергии для потребителей мощностью выше 2 МВт;
- управление рынком и энергосистемой осуществляет системный оператор, в функции которого входят:

- обеспечение надежного функционирования и балансирования системы, резервов мощности;
- эксплуатация высоковольтной сети 220–380 кВ и организация торговли пропускной способностью;
- планирование графиков нагрузки и взаимодействие с операторами региональных электросетей;
- организация биржевой торговли электроэнергией.

Рынок электроэнергии Нидерландов состоит из следующих рынков:

- внебиржевого двусторонних контрактов;
- биржевой торговли электроэнергией;
- централизованную торговлю пропускной способностью линий 220–380 кВ;
- балансирование системы.

Основной объем поставок электроэнергии осуществляется на рынке двусторонних контрактов, заключаемых участниками рынка самостоятельно. Оплата контрактных объемов электроэнергии производится децентрализованно по контрактной цене и объему, включенному в диспетчерский график, а оплата допущенных отклонений от диспетчерского графика нагрузки – по ценам рынка балансирования.

Рынок биржевой торговли представлен Амстердамской энергетической биржей, организованной в 1999 г. На бирже организованы торги электроэнергией в режиме на день вперед, работает табло рынка внебиржевых контрактов, обеспечивается хеджирование долгосрочных обязательств посредством заключения фьючерсных контрактов.

Регулирование баланса активной мощности и поддержание частоты в системе на рынке балансирования осуществляется путем ввода резервов мощности. Взаиморасчеты за дисбалансы и резервы мощности осуществляются по цене балансирования.

Рынок электроэнергии функционирует следующим образом:

- за день до операционных суток все субъекты рынка предоставляют системному оператору информацию об объеме своих контрактных обязательств для составления им диспетчерского графика;

- в то же время с Амстердамской энергетической биржи передаются результаты торгов на день вперед и данные о проданной пропускной способности сети;

- системный оператор формирует диспетчерский график и при необходимости производит дополнительные согласования;

- после публикации диспетчерского графика системный оператор принимает заявки на отклонение, из которых формирует резерв аварийных мощностей.

Услуги системного оператора оплачиваются по отдельному тарифу. Надзор над функционированием электроэнергетики и тарифообразованием осуществляют государственные органы власти Нидерландов.

5.5. Рынок электроэнергии Скандинавии

Первой на путь реформ в Скандинавии вступила Норвегия, выпустившая либеральный закон об электроэнергетике, который начал действовать с 1 января 1991 г. и определил следующие основные принципы:

- в производстве и сбыте электроэнергии устанавливаются рыночные отношения на основе конкуренции;

- сетевая инфраструктура остается в собственности государства;

- энергетические компании должны разделить отчетность по видам деятельности: генерация, распределение, сбыт;

- владельцы сетей обязываются обеспечивать передачу электроэнергии для любого поставщика или потребителя на одинаковых условиях.

Следующим этапом развития рынка стал допуск на него мелких потребителей. Важной особенностью норвежского энергетического рынка являлось то, что потребители электроэнергии получили возможность сменить поставщика без каких-либо дополнительных расходов, что способствовало развитию конкурентных отношений.

Норвегия, начав процесс либерализации, не проводила ее приватизацию, как это было сделано в Великобритании. В Норвегии стали работать оптовый и розничный рынки электроэнергии.

Реформа в других Скандинавских странах проходила похожим образом, это создало предпосылки для организации общего межнационального рынка электроэнергии.

В 1993 г. была учреждена биржа Nordpool, на которой торгуют физическими контрактами и финансовыми инструментами на поставку электричества. Биржа организована в виде четырех самостоятельных рынков – спотового, фьючерсного, рынка опционов и базового.

Спотовый рынок торгует физическими контрактами на поставку электроэнергии на следующие сутки. Цена электроэнергии на этом рынке формируется в зависимости от спроса и предложения и обновляется каждый час в течение суток. Этот рынок является важнейшим индикатором состояния всей отрасли, поскольку показывает изменения спроса, производства и предложения.

Фьючерсный рынок предназначен для страхования от резких изменений цен на электрическую энергию. Фьючерсные и форвардные контракты могут заключаться на срок от одного дня до трех лет. Опционы на покупку и продажу электроэнергии представляют собой обязательства совершения будущих контрактов. Покупка опциона позволяет реализовать право приобретения контракта по наименьшей цене. Базовый рынок является инструментом, регулирующим физические контракты, заключаемые на финском и шведском рынках электрической энергии.

В 1995 г. Финляндия приняла новое энергетическое законодательство о переходе к конкуренции, а в 1996 г. Швеция приняла аналогичный закон.

В 1999 г. начал функционировать объединенный рынок Норвегии, Швеции и Финляндии, а в 2000 г. к нему присоединилась Дания. В результате в 2000 г. был сформирован объединенный рынок электроэнергии скандинавских стран, управляемый пятью национальными операторами, получившими название транспортных системных операторов (TSO).

Инфраструктуру Скандинавского рынка составляют TSO, сетевые компании и биржа электроэнергии.

Регулирующие органы скандинавских стран выполняют следующие основные функции:

- контролируют деятельность TSO и разрабатывают нормативные акты;
- утверждают правила регулирования дисбалансов и нормативы затрат для расчета сетевого тарифа;
- выдают лицензии участникам рынка;
- урегулируют споры и разногласия.
- TSO обеспечивает надежное функционирование системы, разрабатывает рекомендации участникам рынка в отношении ценовой политики, формирует резервы мощности и обеспечивает регулирование дисбалансов.

Сетевые компании подразделяются на национальные, региональные и распределительные в зависимости от напряжения сети, и их деятельность контролируется регулирующим органом.

Биржа электроэнергии управляет рынком на сутки вперед и централизованным рынком финансовых контрактов, а также обеспечивает участников рынка информацией о ценах рынка на сутки вперед.

Участниками рынка электроэнергии являются производители, потребители, торговые компании–перепродавцы и провайдеры баланса.

Производители вырабатывают электроэнергию и поставляют ее в сеть общего пользования в соответствии с заключенными с крупными потребителями и торговыми компаниями контрактами, а также сделками на бирже. Кроме того, они могут участвовать в регулировании баланса активной мощности в режиме реального времени.

Потребители, начиная с промышленных предприятий и заканчивая отдельными домашними хозяйствами, имеют право покупать электроэнергию на открытом рынке. На практике этим правом воспользовались только крупные и средние потребители, а мелкие покупают электроэнергию у конкурирующих между собой торговых компаний-перепродавцов.

Торговые компании-перепродавцы – выступают в роли энергоснабжающих организаций, которые покупают электроэнергию на рынке и перепродают ее потребителям. Электроэнергию на конкурентной основе могут поставлять и сетевые компании, но при этом такая деятельность должна разграничиваться от сетевой деятельности.

Провайдеры баланса принимают на себя финансовую ответственность за соблюдение участниками рынка баланса между поставкой ими электроэнергии в сеть и выдачей ее из сети. Провайдерами баланса могут быть любые независимые компании, в том числе и сетевые.

Одним из принципиальных решений, которое наряду с разделением видов деятельности энергокомпаний и учреждением TSO, позволило реально перейти к конкуренции на рынках электроэнергии Скандинавии, стало предоставление «третьим лицам» недискриминационного доступа к сетям.

Объединенный скандинавский рынок электроэнергии состоит из следующих рынков:

- двусторонней торговли;
- на сутки вперед;
- реального времени;
- корректирующий.

На рынке двусторонней торговли осуществляется децентрализованная двусторонняя торговля форвардными контрактами на физическую поставку электроэнергии. Участники рынка заключают индивидуальные контракты на поставку электроэнергии с любым другим участником объединенного скандинавского рынка электроэнергии. По двусторонним договорам выполняется основной объем поставок электроэнергии на рынке Скандинавии. Данные о двусторонних сделках участники рынка сообщают TSO через своего провайдера баланса для планирования режимов, выявления и урегулирования дисбалансов.

Рынок на сутки вперед обеспечивает организованную торговлю почасовыми контрактами на физическую поставку электроэнергии на все 24 часа следующих суток. Такая торговля, в которой могут принимать участие покупатели и продавцы из всех

стран Скандинавии, осуществляется на учрежденной TSO Норвегии и Швеции энергетической бирже.

Участники рынка, желающие купить или продать электроэнергию на этом рынке, подают на биржу до 12 часов дня соответствующие почасовые заявки. Заявки могут содержать данные об объеме и цене, но могут быть и ценопринимательными, т.е. объем покупки или продажи зависит от сложившейся по результатам аукциона цены. В 12 часов дня прием заявок прекращается, и проводится двусторонний аукцион, на котором для каждого часа предстоящих суток определяется цена и объем покупки и продажи. В 14 часов биржа информирует о результатах аукциона своих участников для планирования ими режимов следующего дня. Определение на аукционе объема купли-продажи участником рынка по клиринговой цене рассматривается как заключение между ним и биржей обязательного для исполнения контракта.

Биржа отвечает за финансовые расчеты на рынке и несет ответственность за финансовые риски. Биржевая торговля на рынке на сутки вперед оказалась удобным инструментом для корректировки участниками рынка объемов производства и потребления, предусмотренными их форвардными контрактами. Объем поставок по сделкам, заключенным на бирже, оставляет 30 % всего объема поставок на рынке.

Рынок реального времени выполняет две основные функции:

- балансирует объемы поставки и потребления в системе в режиме реального времени;
- определяет цену дисбаланса электроэнергии.

Поскольку участники рынка покупают и продают электроэнергию не только на рынке на сутки вперед, физически невозможно отдельно измерить электроэнергию, поставляемую или потребляемую по тому или иному контракту. В связи с этим отклонения от контрактных объемов по всем сделкам выявляются как дисбаланс и регулируются по единой цене на рынке реального времени.

На национальном уровне за баланс в системе отвечает TSO, который работает совместно с подобными службами в других

странах Скандинавии. Уровнем ниже провайдеры баланса обеспечивают баланс участников рынка в зоне своей ответственности.

На самом низком уровне поставщики электроэнергии (трейдеры) и крупные потребители, покупающие электроэнергию непосредственно у производителей, участвуют в балансировании системы путем заключения с провайдерами баланса соглашений о балансировании последними их режимов поставки-потребления. Провайдеры баланса контролируют поставки компаниями электроэнергии в сеть и отпуск из сети.

Корректирующий рынок обеспечивает участникам рынка возможность централизованно продавать и покупать электроэнергию после закрытия торговли на бирже и таким образом более эффективно балансировать свои режимы поставки и потребления. Работа корректирующего рынка начинается в 12 часов дня после закрытия биржи и завершается за 2 часа до начала поставки электроэнергии.

На случай аварийных ситуаций TSO имеет в своем распоряжении быстро вводимые аварийные мощности, а проблема оперативных резервов решается на рынке реального времени.

Рынок электроэнергии работает следующим образом.

В день, предшествующий операционному дню:

- на основе полученных им сведений о двусторонних форвардных контрактах TSO сообщает бирже величину пропускной способности ЛЭП, зарезервированную для сделок на рынке на сутки вперед;
- биржа на основе заявок участников рынка на покупку и продажу на рынке на сутки вперед рассчитывает цены и объемы покупок и продаж и информирует участников торгов о результатах работы биржи;
- производители и провайдеры баланса передают TCO своей страны сбалансированные графики нагрузки на следующий день.

В операционный день желающие скорректировать свои объемы поставки или потребления могут продать или купить дополнительное количество электроэнергии на корректирующем рынке.

На рынке реального времени TSO обеспечивает балансирование системы и определяет цены этого рынка.

После окончания операционного дня:

- в течение 2–3 недель проводится финансовое урегулирование сделок на рынке на сутки вперед, совершенных на бирже;
- в течение 3–4 недель определяются дисбалансы и проводится их финансовое урегулирование.

В Скандинавии дерегулирован не только оптовый, но и розничный рынок. Все потребители, включая домашние хозяйства, имеют право выбрать среди конкурирующих между собой поставщиков. Попытка установить у всех розничных потребителей почасовые приборы учета электроэнергии не увенчалась успехом, и для учета потребления стали применяться типовые графики нагрузки.

Розничные поставщики поставляют своим потребителям электроэнергию с оптового рынка как по двусторонним контрактам, так и путем покупки электроэнергии на бирже. Некоторые розничные поставщики имеют собственные генерирующие источники.

Число розничных потребителей, сменивших прежнего поставщика (сбыты распределительных сетевых компаний), оказалось невелико. Но сама возможность ухода потребителей к другому поставщику заставила распределительные компании улучшить качество обслуживания вплоть до предоставления дополнительных услуг (обеспечение централизованным теплом и водоснабжением, уборка мусора и др.). Предоставление мелким потребителям права выбора поставщика привело к заметному снижению цены электроэнергии для них.

Результаты либерализации рынка электроэнергии в различных странах еще нельзя считать окончательными. Однако наряду с положительными результатами проявились и отрицательные. Это, прежде всего, касается снижения резервов мощностей и ввода новых генерирующих мощностей.

В условиях конкуренции, когда краткосрочные цели преобладают над долгосрочными, производитель электроэнергии стремится повысить свою прибыль за счет роста интенсивности эксплуатации уже существующего оборудования, а инвестор выбирает проекты с коротким сроком реализации и низкими капиталь-

ными вложениями понижая таким образом свои финансовые риски и стремясь как можно быстрее получить отдачу от вложенных средств. Таким образом, в условиях рынка внимание к долгосрочным проектам снижается как у генерирующих компаний, так и у потенциальных инвесторов.

Примером может служить Норвегия, где рынок электроэнергии был создан одним из первых. При государственном регулировании в норвежской энергосистеме были созданы значительные избытки мощностей. С развитием конкуренции некоторые электростанции, оказавшись неконкурентоспособными, были закрыты, а строительство новых было приостановлено. В результате в конце 1990-х гг. Норвегия из экспортера электроэнергии превратилась в ее импортера. Все это отрицательно сказалось на надежности работы норвежской энергосистемы.

Либерализовать торговлю электроэнергией в короткий срок не удалось в Калифорнии, где вопреки ожиданиям новые производители электроэнергии на рынке не появились из-за большой стоимости строительства электростанций, высокого финансового риска, краткосрочности ценовых сигналов, формирующихся на спотовом рынке, и экологических ограничений. Генерирующие компании очень быстро поняли, что в условиях дефицита они могут диктовать свою цену на электроэнергию.

События в Бразилии, где также возник недостаток генерирующих мощностей, свидетельствуют о том, что в условиях либерализации торговли электроэнергией обеспечен необходимый уровень развития генерирующих мощностей и инвестирования в отрасль является общей проблемой стран, в которых развивается рынок электроэнергии.

Примеры ввода генерирующих мощностей существуют и в условиях либерализации, однако они носят специфический характер и являются следствием, скорее всего, недостатков торговли электроэнергией через пул, о которых говорилось выше. Так, в Великобритании в 1990-е гг. было введено около 10 млн кВт новых мощностей на ПГУ, цена электроэнергии которых не превышала уже сложившуюся цену конкурентного рынка. Эти вводы были обусловлены тем, что распределительные компании и неза-

висимые производители хотели защитить себя от рыночной власти генерирующих компаний «Нэшнл Пауэр» и «Пауэр Джен», которые доминировали в то время на рынке электроэнергии. Новые ПГУ вытеснили угольные ТЭС, что привело к снижению потребностей в угле и в конечном итоге внесло свой вклад в массовое закрытие угольных шахт. В результате правительство Великобритании ввело мораторий до конца 2000 г. на сооружение электростанций, работающих на газе.

Обобщая сказанное, можно утверждать, что в условиях либерализации рынка электроэнергии объективно происходит снижение вводов новых генерирующих мощностей и резервов. Для рыночной электроэнергетики характерна ориентация на новые малозатратные высокоэффективные технологии на основе парогазового и газотурбинного циклов, снижение либо полное прекращение строительства капиталоемких гидравлических, атомных и угольных электростанций.

Сказанное относится и к нетрадиционным возобновляемым источникам электроэнергии, использующим солнечную, ветровую и другие возобновляемые виды энергии, которые в большинстве случаев оказываются еще более дорогими, чем перечисленные выше электростанции. В связи с высокой конкурентоспособностью ПГУ основная доля вводов мощностей в США намечается на базе установок этого типа. Однако при этом возрастет доля газа в топливе электростанций, что с точки зрения экономичности его использования крайне неэффективно. Газ как квалифицированное топливо целесообразно использовать, прежде всего, в быту, в химической промышленности и только в последнюю очередь сжигать его на электростанциях.

В условиях рынка электроэнергии, стремясь оградить себя от неустойчивости цен конкурентного рынка и снизить расходы на покупку электроэнергии, устанавливают собственные электрогенерирующие установки малой мощности. Стоимость производства электроэнергии на таких установках может быть не ниже или даже несколько выше стоимости электроэнергии на рынке, однако их использование дает положительный эффект, поскольку в стоимость электроэнергии не входят затраты на передачу и распределение, а также прибыль генерирующей компании.

При большом количестве политических, экономических и системных факторов, влияющих на цену электроэнергии, трудно определить вклад каждого из них, но прямой зависимости между либерализацией рынков и снижением цены, видимо, не существует. Рыночные реформы могут положительно сказываться на эффективности работы организаций электроэнергетики, однако это совсем не обязательно отразится на снижении цен для конечных потребителей. Так, в Великобритании после либерализации число занятых в отрасли сократилось примерно наполовину, что позволило снизить издержки производства. Одновременно происходило и снижение цен на топливо, а эффективность его использования с распространением ПГУ возросла. Сочетание указанных факторов привело к существенному снижению эксплуатационных издержек. Однако все это мало повлияло на цену электроэнергии у потребителя. Цены продолжали оставаться высокими и настолько превышали издержки, что в течение только одного года акционеры «Нэшнл Пауэр» получили дивиденды, которые превысили стоимость этой компании при приватизации. После введения в Великобритании в 2001 г. новой системы организации рынка электроэнергии NETA оптовые цены на электроэнергию снизились на 40 %.

В США за четырехлетний период проведения реформ в электроэнергетике розничные цены на электроэнергию в штатах, где удачно была проведена либерализация, снизились в среднем на 4 %. Однако это объясняется тем, что штаты, проводящие реформы, под государственным давлением снизили розничные тарифы для того, чтобы потребители сразу ощутили положительный эффект либерализации, поскольку считается, что реформы должны привести к снижению цен. Снижение цен в данном случае произошло не за счет действия рыночных механизмов, а за счет регулирующего воздействия государственных органов.

За период 1995–1998 гг. цены на электроэнергию для различных потребителей снизились во Франции на 20–23 %, а в Испании – на 28–30 %. При этом обе страны в тот период не проводили рыночных реформ в электроэнергетике. Имеющийся опыт либерализации рынков электроэнергии в разных странах не дает однозначного ответа об эффективности внедрения рыночных от-

ношений в торговле электроэнергией, поскольку есть успешные примеры, а есть и неудачные [33].

Опыт использования различных моделей рынка электроэнергии за рубежом представлен в табл. 5.1.

Таблица 5.1

**Использование различных моделей рынка
электроэнергии за рубежом**

Страна	Используемая модель			
	Модель 1. Полный контроль со стороны государства	Модель 2. Единственный покупатель (закупочное агентство)	Модель 3. Конкуренция на оптовом рынке	Модель 4. Конкуренция на оптовом и розничном рынках
Франция	без изменения			
Япония	без изменения			
Южная Корея	до 2001 г.	после 2001 г.		
Китай	до 2002 г.	после 2002 г.		
Индия	до 2002 г.	после 2003 г.		
Бразилия	до 1997 г.	после 2004 г.		1999 – 2001 гг.
США	18 штатов, до 2000 г.			после 2000 г.
	28 штатов, без изменения			
	4 штата, до 1998 г.			1998 – 2000 гг. после 2002 г.
Канада	Альберта, до 2002 г.			после 2002 г.
	Онтарио, до 2002 г. после 2002 г.			6 месяцев 2002 г.
	остальные провинции, без изменения			
Соединенное королевство	до 1991 г.		до 2001 г.	после 2001 г.

В разных странах сформировались разные механизмы обеспечения развития генерирующих мощностей:

- на северо-востоке США в энергосистемах PJM, New England, New York работают отдельно рынки мощности;
- в Испании, Ирландии, Перу, Иране, Южной Корее используется плата за мощность;
- в Скандинавии, Канаде, Австралии, Великобритании, Новой Зеландии, действуют только рынки электроэнергии. Однако регуляторам дополнительно дано право проводить тендеры на строительство новых источников для покрытия ожидаемого дефицита генерирующих мощностей.

ТЕМЫ ПРОВЕРОЧНЫХ САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ РАБОТ ПО ГЛАВЕ 5

5.1. Вопросы и задания по теме «Рынок электроэнергии Великобритании»

Перечислите причины либерализации торговли электроэнергией в крупнейших национальных энергетических объединениях мира.

Опишите рынок электроэнергии Великобритании. Какие недостатки обнаружила торговля электроэнергией через Пул?

5.2. Вопросы и задания по теме «Рынок электроэнергии США»

Опишите рынок электроэнергии в США.

Какие объективные и субъективные обстоятельства стали причиной кризиса рынка электроэнергии в Калифорнии?

5.3. Вопросы и задания по теме «Рынок электроэнергии Германии»

Опишите рынок электроэнергии в Германии.

Поясните, почему принятая в Германии модель организации рынка на основе «доступа к сети третьих лиц» не потребовала разделения вертикально интегрированных компаний по видам деятельности?

5.4. Вопросы и задания по теме «Рынок электроэнергии Нидерландов»

Опишите рынок электроэнергии Нидерландов.

На основе каких контрактов обеспечивается основной объем поставок электроэнергии в Нидерландах?

5.5. Вопросы и задания по теме «Рынок электроэнергии Скандинавии»

Опишите рынок электроэнергии Скандинавии.

Объясните на примере Норвегии, почему при введении конкуренции между производителями электроэнергии снижается надежность энергоснабжения?

ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Администратор торговой системы – юридическое лицо, представляющее услуги по организации торговли на оптовом рынке.

Акционерное общество – организационно-правовая форма предприятия, представляющая собой объединение граждан и (или) юридических лиц для совместной предпринимательской деятельности. *Акционерное общество* имеет уставный капитал, разделенный на определенное число акций равной номинальной стоимости. *Уставный капитал* формируется за счет вкладов акционеров. Внесение вкладов в уставный капитал оформляется выдачей соответствующего количества акций.

Акционирование – создание на базе государственной собственности акционерных обществ с переходом государственного имущества в собственность акционеров.

Акция золотая – акция, дающая особые права ее владельцу, например, права по приостановлению решений общего собрания акционеров.

Акции обыкновенные дают право голоса на собрании акционеров, однако размер (ставка) дивиденда по ним не зафиксирован заранее, а устанавливается по результатам работы акционерного общества и осуществляется только после выплаты дивидендов по привилегированным акциям. Право на имущество после ликвидации общества по обыкновенным акциям обеспечивается после удовлетворения требований держателей *привилегированных акций* и всех кредиторов.

Акции привилегированные не дают право голоса на собрании акционеров. Владелец *привилегированных акций* приобретает право голоса только при рассмотрении ситуаций, в которых могут быть нарушены его интересы, например, если общество не выплачивает ему фиксированный дивиденд в течение некоторого времени, или по вопросам конвертации (обмена) привилегированных в обыкновенные акции. *Привилегированные акции* обладают правом дивиденда фиксированного размера до выплаты дивидендов по обыкновенным акциям, а также правом на имущество по-

сле удовлетворения требований всех кредиторов, включая держателей облигаций.

Биржа – организованная площадка торговли ценными бумагами, в том числе фьючерсами на будущую цену актива (например, электроэнергии). Биржа не связана с реальными поставками товара (электроэнергии), является чисто спекулятивной организацией, однако служит надежным показателем цены торгуемого актива, к которому на бирже «привязана» стоимость ценных бумаг.

Валовая прибыль – разница между выручкой и себестоимостью реализованной продукции или услуги. Следует иметь в виду что *валовая прибыль* отличается от *чистой прибыли*, которая исчисляется как разница между *валовой прибылью* и суммой операционных затрат, налогов, пеней, штрафов и процентов по кредитам.

Веерное отключение – последовательное (посекторальное) отключение потребителей электрической энергии по технологическим причинам, не связанным с исполнением потребителями их договорных обязательств.

Гарантирующий поставщик – уполномоченная государством энергосбытовая организация, которая обязана заключить договор с любым обратившимся в ее адрес лицом (как физическим, так и юридическим).

Долгосрочный рынок мощности является одним из ключевых инструментов обеспечения надежного функционирования единой энергосистемы РФ. С его помощью собственники объектов генерации и инвесторы могут получать с оптового рынка средства, необходимые для поддержания постоянной готовности электростанций, введенных в эксплуатацию, выработки электроэнергии и проведения ремонтов, а потребители – право требовать получения необходимого объема электроэнергии в любой момент времени.

Дочернее акционерное общество – акционерное общество, в котором другое (основное) акционерное общество в силу преобладающего участия в его уставном капитале имеет возможность определять решения *дочернего акционерного общества*. Кон-

струкция «основное – дочернее» общество используется главным образом при создании холдинговых компаний. *Дочерние общества* в отличие от *филиалов* являются самостоятельными юридическими лицами.

Естественная монополия – такое состояние товарного рынка, при котором в силу технологических особенностей производства удовлетворение спроса эффективнее в отсутствие конкуренции. В электроэнергетике к естественно-монопольной деятельности относится передача и распределение электрической энергии. Производство электроэнергии не относится к естественной монополии.

Инвестор – юридическое или физическое лицо, покупающее ценные бумаги или владеющее ими.

Инвестиционное качество – это оценка того, насколько ценная бумага ликвидна, способна приносить проценты, превышающие или находящиеся на уровне среднерыночного процента, каким обладает риском потерять вложенный в нее капитал и проценты при стабильной курсовой стоимости.

Ключевая ставка – показатель того, по какой цене банки получают заемные средства от Центробанка России. РФ. Ее размер устанавливается Центробанком на основании экономических показателей и может быть повышен или понижен. От ее размера зависит, на каких условиях банковские клиенты могут брать займы или размещать свои деньги. Чем выше ключевая ставка, тем выгоднее инвесторам вкладывать средства в банк и тем дороже оформлять кредитные договоры. По сути, она выступает стоимостью денег, поэтому играет важную роль во взаимоотношениях банка и клиента. При снижении ставки предприниматели могут брать кредиты по более низким процентным ставкам и наращивать производство.

Котельные – источники теплоснабжения, для которых тариф на тепловую энергию устанавливают местные исполнительные органы власти.

Кредит – временная передача одним лицом другому денежных средств, товаров и других ценностей на условиях срочности, возвратности и платности в виде процента за использование (обслуживание) кредита.

Маркетинг (англ. *market* – рынок) – управление производственной деятельностью организации на рынке, направленное на получение максимальной прибыли.

Необходимая валовая выручка – объем финансовых средств, необходимый акционерному обществу электроэнергетики для осуществления своей деятельности на рынке в течение определенного периода.

Нереформированное акционерное общество энергетики и электрификации (АО-энерго) – энергоснабжающая организация, сохранившее в своей структуре все основные виды деятельности и объединяющая средние и мелкие электростанции и распределительные сети на территории субъекта РФ (республики, края, области) и ответственная за энергоснабжение потребителей на этой территории. Примером нереформированного АО-энерго служит ПАО «Иркутскэнерго», которое сохранило вертикальную структуру производственной деятельности и управления.

Общество считается зависимым, если другое (преобладающее) общество имеет контрольный пакет голосующих акций преобладающего (материнского) общества.

Объект электроэнергетики – электростанция, подстанция, линия электропередачи и другое техническое устройство, предназначенное для выработки, передачи и распределения электроэнергии.

Опцион (преимущественное право) – ценная краткосрочная бумага, дающая право ее владельцу за определенную сумму (премию), уплачиваемую продавцу опциона (бирже), купить или продать в течение определенного периода времени другую ценную бумагу по фиксированной цене, установленной в момент заключения сделки.

Основной закон рынка совершенной конкуренции: на рынке совершенной конкуренции производитель всегда производит такой объем товара, при котором цена его товара равна текущей цене товара на рынке.

Первичное публичное предложение, первичное публичное размещение, IPO – *Initial Public Offering* – первая публичная продажа акций акционерного общества.

Потребитель электроэнергии – физическое или юридическое лицо, использующее электрическую энергию для своих нужд.

Предельная (маржинальная) цена на электроэнергию – цена на электроэнергию, принятая рынком в качестве равновесной. Маржинальная равна максимальной (предельной) цене, еще принятой рынком для продажи. Следующая после маржинальной (более высокая) цена на электроэнергию отвергается рынком.

Производитель электроэнергии – коммерческая организация электроэнергетики любой организационно-правовой формы, осуществляющая производство и продажу электрической энергии (мощности) на оптовый или потребительский рынок.

Приватизация – передача (продажа) на законодательной основе имущества, находящегося в государственной собственности, в собственность физических или юридических лиц.

Публичное акционерное общество – от ОАО отличается тем, что это, фактически, новое название того же объединения акционеров. Некоторые отличия состоят в том, что ПАО ведут более открытую информационную политику: чаще проводят акционерные собрания, допускают проверки, чаще принимают «публичные» решения.

Равновесная цена рынка – цена, при которой покупатель согласен купить, а продавец – продать товар. *Равновесная цена рынка* устанавливается на уровне самой высокой цены, еще востребованной рынком. Более высокая цена отвергается покупателем, а более низкая цена не принимается продавцом.

Регулирующие органы – Федеральная антимонопольная служба (ФАС) и органы исполнительной власти субъектов Федерации (РЭК), обеспечивающие государственное регулирование тарифов.

Региональная энергетическая комиссия субъекта РФ (РЭК) – подразделение администрации исполнительной власти субъекта Федерации, осуществляющее государственное регулирование тарифов на электрическую энергию на региональном потребительском рынке. Подчиняется главе администрации субъекта Федерации.

Регулируемая деятельность – деятельность, в рамках которой расчеты за поставляемую продукцию (услуги) осуществляются по тарифам (ценам), которые подлежат государственному регулированию.

Розничный рынок – система торговли электрической энергией, связанная непосредственно с потребителями электроэнергии и использующая в качестве технологической основы распределительные сети низкого напряжения.

Рынок – система торговли, сводящая вместе продавцов (поставщиков) и покупателей (потребителей) товаров и услуг.

Рыночная сила – способность с выгодой для себя отклонять цены от конкурентного уровня.

Рыночная цена – цена товара на рынке. Обычно используется как синоним равновесной цены рынка, но может использоваться и для обозначения преобладающей цены на рынке, если происходит отказ от рыночного механизма.

Спекуляция (лат. speculation – выслеживание, высматривание) – купля-продажа ценностей в целях извлечения дохода от разницы между покупной и продажной ценами, сделки на бирже, совершаемые с целью извлечь прибыль из разницы в ценах.

Субъекты электроэнергетики – юридические лица, осуществляющие деятельность в электроэнергетике в части производства электрической и тепловой энергии, предоставления услуг по передаче, распределению и сбыту энергии, оперативно-диспетчерскому управлению, коммерческому учету и организации процесса купли-продажи энергии. Основное отличие *субъекта электроэнергетики* от *объекта электроэнергетики* состоит в том, что *субъект электроэнергетики* – это всегда юридическое лицо (субъект права).

Спотовый рынок – рынок торговли электроэнергией в режиме реального времени. Работу спотового рынка в виду его ответственности осуществляет системный (технологический) оператор. Однако подготовка к работе спотового рынка начинается более чем за сутки вперед, и ведет ее коммерческий оператор (Администратор торговой системы оптового рынка).

Субъекты оптового рынка – юридические лица, осуществляющие куплю-продажу электрической энергии (мощности) и (или) предоставляющие услуги на оптовом рынке. Поставщиками электрической энергии (мощности) на оптовый рынок являются оптовые генерирующие компании, избыточные по электроэнергии территориальные генерирующие компании, а покупателями – дефицитные территориальные генерирующие компании, энергосбытовые организации и крупные потребители.

Тариф – цена, по которой осуществляются расчеты с потребителями за электрическую энергию (мощность) с учетом услуг на передачу, распределение и регулирование режима потребления электроэнергии. Иными словами, *тариф* – это стоимость услуг, включающая или не включающая *цену* товара, в отношении которого эти услуги осуществляются. Так, стоимость железнодорожного билета, например, целиком состоит из тарифа.

Теплофикация – производство тепловой и электрической энергии в едином технологическом процессе комбинированного производства на основе теплового потребления без сброса тепла в окружающую среду. Основным условием эффективной работы ТЭЦ является требование максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, для чего необходима длительная загрузка отборов турбин ТЭЦ по отпуску тепла. При снижении же тепловой нагрузки экономичность выработки электроэнергии на ТЭЦ резко падает из-за необходимости пропускать невостребованный потребителем пар в конденсатор. Теплофикация позволяет сократить расход топлива на 20–25 %. Централизованные системы теплоснабжения существенно улучшают бытовые условия жизни населения. Тарифы на тепло для ТЭЦ устанавливает ФАС России.

Теплоснабжение – обеспечение теплом зданий и сооружений. Централизованное теплоснабжение базируется на использовании крупных районных котельных, характеризующихся большей экономичностью, чем мелкие отопительные установки. Тарифы на тепло для котельных устанавливают местные органы исполнительной власти.

Торговый график – документ, составленный *Администратором торговой системы* и содержащий значения планового почасового производства на соответствующие операционные сутки по каждой группе точек иоставки генерации каждого участника в каждом узле актуализированной расчетной модели, определенные по результатам конкурентного отбора ценовых заявок и определения планового почасового производства субъектов оптового рынка в пересчете к мгновенным значениям мощности на конец каждого часа операционных суток.

Точка поставки электроэнергии – точка на элементе электрической сети, в которой персходит право собственности на электрическую энергию.

Уставный капитал – размер денежных средств и другого имущества, внесенных собственником или учредителями при создании хозяйствующего субъекта – акционерного общества – как юридического лица.

Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) – система торговли электрической энергией с участием крупных производителей и крупных покупателей (перепродацов). Технологической основой оптового рынка служат крупные электростанции и межсистемные линии электропередачи высокого напряжения. Как правило, электроэнергия, купленная на оптовом рынке, поступит далее на розничный рынок для последующей продажи ее непосредственно потребителям. Только очень крупные потребители могут покупать электроэнергию непосредственно с оптового рынка.

Филиал акционерного общества – структурное подразделение акционерного общества, не оформленное в качестве юридического лица, не имеющее своих акций и бюджета.

Форвардный контракт – разовое соглашение о будущей поставке товара (электроэнергии) по согласованной цене. Представляет собой договор между поставщиком и покупателем. *Форвардные контракты* через биржу не торгуются. *Форвардный контракт* предусматривает продажу товара по определенной цене в определенный срок.

Фьючерсный контракт – купленное на бирже право спекулянта купить или продать приобретенный им *фьючерс* по определенной цене, привязанной к цене базового актива (электроэнергии) в определенный момент времени в будущем. *Фьючерсные контракты* отличаются от форвардных тем, что они стандартизированы, торгуются только через биржу и не предполагают фактическую продажу товара (электроэнергии).

Хеджирование – операции на биржах, позволяющие страховаться от неблагоприятных изменений цен.

Холдинговая компания – акционерная компания, капитал которой состоит преимущественно из контрольных пакетов акций других компаний. Как правило, холдинговая компания не занимается непосредственно производственной деятельностью, а обеспечивает управление деятельностью акционерных обществ, акции которых входят в уставный капитал холдинговой компании.

Цена предложения – цена товара (услуги), предлагаемая производителями этого товара (услуги).

Цена спроса – цена товара (услуги), предлагаемая покупателями этого товара (услуги).

Цена электрической энергии – стоимость единицы электрической энергии на шинах электростанции. Добавление к цене электроэнергии стоимости услуг по ее передаче, распределению, сбыту, регулированию режима превращает цену в *тариф*.

Ценопринимаящий участник рынка – производитель, который оптимизирует объем своего производства без указания цены его продажи в предположении, что он не влияет на цену рынка. Этот термин также применим и к покупателю.

Цена конкурентного рынка – предельная (максимальная) еще принимаемая рынком цена товара.

Энергосбытовые организации – организации, осуществляющие финансовые расчеты с поставщиками и потребителями за потребленную электроэнергию.

Энергосбытовые организации – организации, осуществляющие расчеты с поставщиками и потребителями за поставленную электроэнергию.

Энергоснабжающая организация. До проведения реформ – районная энергетическая организация АО-энергетики, в уставной капитал которой входили генерация и распределительные сети. В соответствии с Гражданским кодексом РФ отвечала за надежность энергоснабжения. С принятием № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» понятие *энергоснабжающая организация* было утрачено. В таком виде сохранилось только в вертикально-интегрированных электроэнергетических организациях. Теперь за надежность энергоснабжения отвечает *гарантирующий поставщик*.

Юридическое лицо – организация, имеющая в своей собственности или оперативном управлении обособленное имущество и отвечающее этим имуществом по своим обязательствам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Кржижановский, Г.М.** Избранное / Г.М. Кржижановский. – М.: Госполитиздат, 1957.
2. **Жимерин, Д.Г.** План ГОЭЛРО и развитие советской энергетики / Д.Г. Жимерин, В.Л. Гвоздецкий // Природа. – 1980. – № 12.
3. **Кудрявый, В.В.** Системное разрушение системы. Надежность энергоснабжения в текущих реалиях / В.В. Кудрявый // Энергорынок. – 2015. – № 7 (132).
4. **Постановление** Правительства РФ № 526 от 11.07.2001 г. «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации».
5. **Кутовой, Г.П.** Некоторые итоги вестернизации отечественной электроэнергетики в постсоветский период / Г.П. Кутовой // Энергетик. – 2014. – № 1. – С. 2–10.
6. **Электроэнергетика России** / под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: «Информэнерго», 1997.
7. **Дьяков, А.Ф.** Сохранение электроэнергетической системы России в условиях приватизации. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
8. **Федеральный закон № 208-ФЗ** от 26.12.1995 г. «Об акционерных обществах».
9. **Смит, А.** Исследование о природе и причинах богатства народов / А. Смит. – М.: Наука, 1993.
10. **Экономика** предприятий энергетического комплекса: учебник. – М.: Высш. шк., 2001.
11. **Стофт, С.** Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии / С. Стофт. – М.: Мир, 2006.
12. **Модели рынков несовершенной конкуренции: приложения в электроэнергетике** / под ред. В.И. Зоркальцева и Н.И. Айзэнберг. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015.
13. **Папков, Б.В.** Вопросы рыночной электроэнергетики / Б.В. Папков, А.Л. Куликов. – Н. Новгород: Изд-во Волго-Вятской академии государственной службы, 2005.
14. **Тукенов, А.А.** Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции / А.А. Тукенов. – М.: Энергоатомиздат, 2005.

- мального выигрыша всех участников рынка / В.В. Молодюк // Энергетик. – 2016. – № 7. – С. 49–52.
26. **Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике: учеб. пособие** / А.Ф. Дьяков, В.В. Жуков, Б.К. Максимов, В.В. Молодюк. – М.: Издательство МЭИ, 2005.
 27. **Рогалев, Н.Д.** Принципы формирования, разделения и описания требований надежности и безопасности в электроэнергетике / Н.Д. Рогалев, В.В. Молодюк, Б.К. Максимов // Вестник МЭИ. – 2017. – № 4. – С. 36–49.
 28. **Федеральный закон № 35-ФЗ** от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике».
 29. **Правила государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ** // Утверждены Постановлением Правительства РФ № 109 от 26.02.2004 г. (ред. от 27.06.2013 г.).
 30. **Кутовой, Г.П.** Реформирование электроэнергетики: европейский опыт / Г.П. Кутовой // Вестник ФЭК России. – 2002. – № 5.
 31. **Гринкевич, Р.** Тенденции мировой электроэнергетики США: причины и условия / Р. Гринкевич // Междунар. Отношения. – 2003. – № 4. – С. 15–24.
 32. **Глухова, М.В.** Энергетический кризис в Калифорнии / М.В. Глухова, А.И. Кузовкин // Вопр. регулирования ТЭК: Регионы и федерация. – 2001. – № 1.
 33. **Семенов, В.А.** Оптовые рынки электроэнергии за рубежом: Аналит. обзор / В.А. Семсенов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1998.

Учебное издание

Рогалев Николай Дмитриевич
Максимов Борис Константинович
Молодюк Виктор Владимирович

**СОВРЕМЕННАЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ
И РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Учебное пособие

Редактор О.А. Панова
Компьютерная верстка Л.А. Маматовой
Дизайн обложки Д.А. Николаевой

Подписано в печать 05.03.2018 Формат 60×90/16		
Бумага мелованная	Печать офсетная	Гарнитура Таймс
Усл.печ. л. 12,75	Тираж 350 экз.	Заказ №

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.
Отпечатано в типографии НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.

Для заметок