

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Н.В. ДЕНИСОВА, В.А. ГАВРИЛОВ, Р.Р. ХУСНУТДИНОВ

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Учебное пособие
по дисциплине
«История развития энергетики»

Казань 2014

УДК 6.31.371:621.31

ББК 31.2

Д33

Рецензенты:

доктор физико-математических наук, профессор Казанского
национального исследовательского технологического университета

В.Л. Филиппов;

кандидат технических наук, доцент Казанского государственного
энергетического университета

П.П. Павлов

Д33 **Денисова Н.В., Гаврилов В.А., Хуснутдинов Р.Р.**

История развития электроэнергетики: учеб. пособие / Н.В. Денисова,
В.А. Гаврилов, Р.Р. Хуснутдинов. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2014. –
171 с.

В пособии приведен систематический обзор четырех основных этапов
развития электроэнергетики: история важнейших открытий, развития
и становления мировой электротехники до конца XIX века; электроэнергетика
дореволюционной России и СССР вплоть до 1990 г.; электроэнергетика России
в 1991–2008 гг.; электроэнергетика России после 2008 г.

Предназначено для студентов технических вузов.

УДК 6.31.371: 621. 31

ББК 31.2

© Денисова Н.В., Гаврилов В.А., Хуснутдинов Р.Р., 2014

© Казанский государственный энергетический университет, 2014

ВВЕДЕНИЕ

Электрoэнергетика – отрасль энергетики, включающая в себя производство, передачу и сбыт электроэнергии. Электрoэнергетика решающим образом воздействует на развитие, на территориальное размещение промышленности и всех производительных сил общества. Электрoэнергетика является наиболее важной отраслью энергетики, что объясняется такими преимуществами электроэнергии перед энергией других видов, как относительная легкость передачи на большие расстояния, распределения между потребителями, а также преобразования в другие виды энергии (механическую, тепловую, химическую, световую и др.). Отличительной чертой электрической энергии является практическая одновременность ее генерирования и потребления, так как электрический ток распространяется по сетям со скоростью, близкой к скорости света.

Федеральный закон «Об электроэнергетике» дает следующее определение: электроэнергетика – отрасль экономики Российской Федерации, включающая в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии с использованием производственных и иных имущественных объектов (в том числе входящих в Единую энергетическую систему России), принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики или иным лицам. Электрoэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения.

Определение электроэнергетики содержится также в ГОСТ 19431-84: электроэнергетика – раздел энергетики, обеспечивающий электрификацию страны на основе рационального расширения производства и использования электрической энергии.

Основная часть (1 место) производимой в мире энергии приходится на тепловые электростанции (ТЭС). В общей выработке электроэнергии их доля составляет 63 %. Обычно ТЭС тяготеют либо к угольным бассейнам, либо к районам потребления энергии. Лидеры по производству: США, Россия, Китай.

Второе место принадлежит гидроэнергетике (ГЭС – гидроэлектростанции). Ее доля в мировой выработке – 20 %, но и она тоже постепенно снижается. В наши дни главные перспективы гидроэнергетики связаны с развивающимися странами, на долю которых приходится 65 % гидроресурсов мира, однако используются они здесь пока слабо (в Африке – лишь 5 % потенциала, в Южной Америке – 10 %). А лидируют в использовании гидроэнергетики США и Россия.

Третье место приходится на атомные электростанции (АЭС). Их доля в мировой выработке – 17 %, и она постепенно увеличивается. АЭС построены более чем в 30 странах мира. По абсолютным масштабам производства энергии на АЭС лидируют США, Франция, Япония, ФРГ, Россия.

Наконец, все большую популярность в мире приобретают альтернативные источники энергии:

- энергия Солнца (крупнейшие гелиоустановки в США, Франции);
- энергия ветра (развитие получили небольшие станции практически во всех странах мира, особенно в США и Дании);
- энергия приливов (крупнейшие приливные станции во Франции, Канаде, США, России, КНР);
- геотермальная энергия (используется в Исландии, США, России, на Филиппинах, в Италии, Новой Зеландии).

К нетрадиционным источникам относится также получение синтетического горючего на основе угля, горючих сланцев, нефтеносных песков и биомассы.

Динамика мирового производства электроэнергии (год – млрд кВт·ч):

1890 – 9	1980 – 8250
1900 – 15	1990 – 11800
1914 – 37,5	2000 – 14500
1950 – 950	2005 – 18138,3
1960 – 2300	2007 – 19894,8
1970 – 5000	

По производству электроэнергии на душу населения выделяются:

1. Страны очень хорошо обеспеченные: Норвегия – более 26 тыс. кВт·ч – 1-е место в мире; Канада, Швеция, США – до 26 тыс. кВт·ч.
2. Среднеобеспеченные страны: Россия, Австралия, страны Европы и др. – до 10 тыс. кВт·ч.
3. Страны недостаточно обеспеченные: большая часть Латинской Америки, Африки, Азии – до 2 тыс. кВт·ч и менее.

В табл. В.1 приведен перечень стран лидеров по годовой выработке электроэнергии.

Таблица В.1

Объем произведенной электроэнергии

Страны	Производство электроэнергии, ГВт·ч-год (2010 г.)	Численность населения	Доля электроэнергии на душу населения, тыс кВт·ч-год/чел.	Место
США	4 325 900	314 175 000	13,769	2
КНР	4 206 500	1 353 050 000	3,109	8
Япония	1 145 300	127 627 000	8,974	5
Россия	1 036 800	143 117 000	7,244	7
Индия	922 200	1 222 513 000	0,754	10
Канада	629 900	33 640 000	18,724	1
Германия	621 000	81 843 809	7,588	6
Франция	573 200	63 468 168	9,031	4
Республика Корея	497 200	48 580 000	10,235	3
Бразилия	484 800	196 972 000	2,461	9

Электрическая энергия долгое время была лишь объектом экспериментов и не имела практического применения. Первые попытки полезного использования электричества были предприняты во второй половине XIX века, основными направлениями использования были недавно изобретенный телеграф, гальванотехника, военная техника (например, были попытки создания судов и самоходных машин с электрическими двигателями; разрабатывались мины с электрическим взрывателем). Источниками электричества поначалу служили гальванические элементы. Существенным прорывом в массовом распространении электроэнергии стало изобретение электромашинных источников электрической энергии – генераторов. По сравнению с гальваническими элементами генераторы обладали большей мощностью и ресурсом полезного использования, были существенно дешевле и позволяли произвольно задавать параметры вырабатываемого тока. Именно с появлением генераторов стали появляться первые электрические станции и сети (до того источники энергии были непосредственно в местах ее потребления) – электроэнергетика становилась отдельной отраслью промышленности. Первой в истории линией электропередачи

(в современном понимании) стала линия Лауфен–Франкфурт, заработавшая в 1891 г. Протяженность линии составляла 170 км, напряжение 28,3 кВ, передаваемая мощность 220 кВт. В то время электрическая энергия использовалась в основном для освещения в крупных городах. Электрические компании состояли в серьезной конкуренции с газовыми: электрическое освещение превосходило газовое по ряду технических параметров, но было в то время существенно дороже. С усовершенствованием электротехнического оборудования и увеличением коэффициента полезного действия (КПД) генераторов стоимость электрической энергии снижалась, и, в конце концов, электрическое освещение полностью вытеснило газовое. Попутно появлялись новые сферы применения электрической энергии: совершенствовались электрические подъемники, насосы и электродвигатели. Важным этапом стало изобретение электрического трамвая: трамвайные системы являлись крупными потребителями электрической энергии и стимулировали наращивание мощностей электрических станций. Во многих городах первые электрические станции строились вместе с трамвайными системами.

Начало XX века было отмечено так называемой «войной токов» – противостоянием промышленных производителей постоянного и переменного токов. Постоянный и переменный ток имели как достоинства, так и недостатки в использовании. Решающим фактором стала возможность передачи на большие расстояния – передача переменного тока реализовывалась проще и дешевле, что обусловило его победу в этой «войне»: в настоящее время переменный ток используется почти повсеместно. Тем не менее, в настоящее время имеются перспективы широкого использования постоянного тока для дальнейшей передачи большой мощности.

История российской, да и пожалуй, мировой электроэнергетики, берет начало в 1891 г., когда выдающийся ученый Михаил Осипович Доливо-Добровольский осуществил практическую передачу электрической мощности около 220 кВт на расстояние 175 км. Результирующий КПД линии электропередачи, равный 77,4 %, оказался сенсационно высоким для такой сложной многоэлементной конструкции. Такого высокого КПД удалось достичь благодаря использованию трехфазного напряжения, изобретенного самим ученым.

В дореволюционной России мощность всех электростанций составляла лишь 1,1 млн кВт, а годовая выработка электроэнергии равнялась 1,9 млрд кВт·ч. После революции, по предложению В.И. Ленина, был развернут знаменитый план электрификации России ГОЭЛРО. Он предусматривал возведение 30 электростанций суммарной

мощностью 1,5 млн кВт, что и было реализовано к 1931 г., а к 1935 г. он был перевыполнен в 3 раза.

В 1940 г. суммарная мощность советских электростанций составила 10,7 млн кВт, а годовая выработка электроэнергии превысила 50 млрд кВт·ч, что в 25 раз превышало соответствующие показатели 1913 г. После перерыва, вызванного Великой Отечественной войной, электрификация СССР возобновилась, достигнув в 1950 г. уровня выработки 90 млрд кВт·ч.

В 50-е гг. XX века были пущены такие электростанции, как Цимлянская, Гюмушская, Верхне-Свирская, Мингечаурская и др. С середины 60-х гг. СССР занимал второе место в мире по выработке электроэнергии после США (см. рис. В.1).

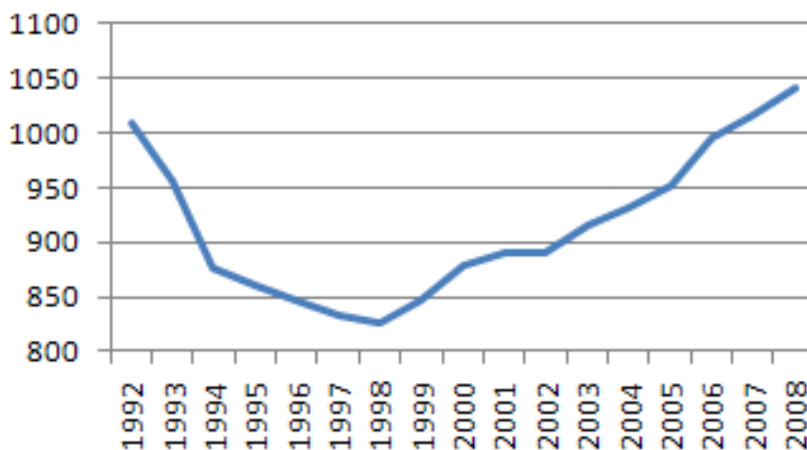


Рис. В.1. Динамика производства электроэнергии в России в 1992–2008 гг., в млрд кВт·ч

Основные технологические процессы в электроэнергетике:

1. Генерация электрической энергии.

Генерация электроэнергии – это процесс преобразования различных видов энергии в электрическую на промышленных объектах, называемых электрическими станциями. В настоящее время существуют следующие виды генерации:

Тепловая электроэнергетика. В данном случае в электрическую энергию преобразуется тепловая энергия сгорания органических топлив. К тепловой электроэнергетике относятся ТЭС, которые бывают двух основных видов:

– конденсационные (КЭС, также используется старая аббревиатура ГРЭС);

– теплофикационные (теплоэлектроцентрали – ТЭЦ). Теплофикацией называется комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на одной и той же станции.

КЭС и ТЭЦ имеют схожие технологические процессы. В обоих случаях имеется котел, в котором сжигается топливо и за счет выделяемого тепла нагревается пар под давлением. Далее нагретый пар подается в паровую турбину, где его тепловая энергия преобразуется в энергию вращения. Вал турбины вращает ротор электрогенератора – таким образом, энергия вращения преобразуется в электрическую энергию, которая подается в сеть. Принципиальным отличием ТЭЦ от КЭС является то, что часть нагретого в котле пара уходит на нужды теплоснабжения.

Ядерная энергетика. К ней относятся атомные электростанции (АЭС). На практике ядерную энергетiku часто считают подвидом тепловой электроэнергетики, так как в целом принцип выработки электроэнергии на АЭС тот же, что и на ТЭС. Только в данном случае тепловая энергия выделяется не при сжигании топлива, а при делении атомных ядер в ядерном реакторе. Дальше схема производства электроэнергии ничем принципиально не отличается от ТЭС: пар нагревается в реакторе, поступает в паровую турбину и т.д. Из-за некоторых конструктивных особенностей АЭС нерентабельно использовать в комбинированной выработке, хотя отдельные эксперименты в этом направлении проводились.

Гидроэнергетика. К ней относятся гидроэлектростанции (ГЭС). В гидроэнергетике в электрическую энергию преобразуется кинетическая энергия течения воды. Для этого при помощи плотин на реках искусственно создается перепад уровней водяной поверхности (так называемый верхний и нижний бьеф). Вода под действием силы тяжести переливается из верхнего бьефа в нижний по специальным протокам, в которых расположены водяные турбины, лопасти которых раскручиваются водяным потоком. Турбина же вращает ротор электрогенератора. Особой разновидностью ГЭС являются гидроаккумулирующие станции (ГАЭС). Их нельзя считать генерирующими мощностями в чистом виде, так как они потребляют практически столько же электроэнергии, сколько вырабатывают, однако такие станции очень эффективно справляются с разгрузкой сети в пиковые часы.

В последнее время исследования показали, что мощность морских течений на много порядков превышает мощность всех рек мира. В связи с этим ведется создание опытных морских гидроэлектростанций.

Альтернативная энергетика. К ней относятся способы генерации электроэнергии, имеющие ряд достоинств по сравнению с «традиционными», но по разным причинам не получившие достаточного распространения. Основными видами альтернативной энергетики являются:

– ветроэнергетика – использование кинетической энергии ветра для получения электроэнергии;

– гелиоэнергетика – получение электрической энергии из энергии солнечных лучей.

Общими недостатками ветро- и гелиоэнергетики являются относительная маломощность генераторов при их дороговизне. Также в обоих случаях обязательно нужны аккумулирующие мощности на ночное (для гелиоэнергетики) и безветренное (для ветроэнергетики) время;

– геотермальная энергетика – использование естественного тепла Земли для выработки электрической энергии. По сути, геотермальные станции представляют собой обычные ТЭС, на которых источником тепла для нагрева пара являются не котел или ядерный реактор, а подземные источники естественного тепла. Недостатком таких станций является географическая ограниченность их применения: геотермальные станции рентабельно строить только в регионах тектонической активности, т.е. там, где естественные источники тепла наиболее доступны;

– водородная энергетика – использование водорода в качестве энергетического топлива; имеет большие перспективы: водород имеет очень высокий КПД сгорания, его ресурс практически не ограничен, сжигание водорода абсолютно экологически чисто (продуктом сгорания в атмосфере кислорода является дистиллированная вода). Однако в полной мере удовлетворить потребности человечества водородная энергетика на данный момент не в состоянии из-за дороговизны производства чистого водорода и технических проблем его транспортировки в больших количествах. На самом деле, водород – всего лишь носитель энергии, и он никак не снимает проблемы добычи этой энергии;

– приливная энергетика – использование энергии морских приливов. Распространению этого вида электроэнергетики мешает необходимость совпадения слишком многих факторов при проектировании электростанции: необходимо не просто морское побережье, но такое побережье, на котором приливы были бы достаточно сильны и постоянны. Например, побережье Черного моря не годится для строительства приливных электростанций, так как перепады уровня воды на Черном море в прилив и отлив минимальны;

– волновая энергетика при внимательном рассмотрении может оказаться наиболее перспективной. Волны представляют собой сконцентрированную энергию того же солнечного излучения и ветра. Мощность волнения в разных местах может превышать 100 кВт на погонный метр волнового фронта. Волнение есть практически всегда, даже в штиль («мертвая зыбь»). На Черном море средняя мощность

волнения примерно 15 кВт/м, на Северных морях России – до 100 кВт/м. Использование волн может обеспечить энергией морские и прибрежные поселения; волны могут приводить в движение суда (мощность средней качки судна в несколько раз превышает мощность его силовой установки), но пока волновые электростанции не вышли за рамки единичных опытных образцов.

2. Передача и распределение электрической энергии.

Передача электрической энергии от электрических станций до потребителей осуществляется по электрическим сетям. Электросетевое хозяйство – естественно-монопольный сектор электроэнергетики: потребитель может выбирать, у кого покупать электроэнергию (т.е. энергосбытовую компанию), энергосбытовая компания может выбирать среди оптовых поставщиков (производителей электроэнергии), однако сеть, по которой поставляется электроэнергия, как правило, одна, и потребитель технически не может выбирать электросетевую компанию. С технической точки зрения электрическая сеть представляет собой совокупность линий электропередачи (ЛЭП) и трансформаторов, находящихся на подстанциях.

Линии электропередачи представляют собой металлический проводник, по которому проходит электрический ток. В настоящее время практически повсеместно используется переменный ток. Электроснабжение в подавляющем большинстве случаев – трехфазное, поэтому линия электропередачи, как правило, состоит из трех фаз, каждая из которых может включать в себя несколько проводов. Конструктивно линии электропередачи делятся на воздушные и кабельные.

Воздушные линии (ВЛ) подвешены над поверхностью земли на безопасной высоте на специальных сооружениях, называемых опорами. Как правило, провод на воздушной линии не имеет поверхностной изоляции; изоляция имеется в местах крепления к опорам. На воздушных линиях имеются системы грозозащиты. Основным достоинством воздушных линий электропередачи является их относительная дешевизна по сравнению с кабельными. Также гораздо лучше ремонтпригодность (особенно в сравнении с бесколлекторными кабельными линиями): не требуется проводить земляные работы для замены провода, ничем не затруднен визуальный контроль состояния линии. Однако у воздушных ЛЭП имеется ряд недостатков:

1) широкая полоса отчуждения: в окрестности ЛЭП запрещено ставить какие-либо сооружения и сажать деревья; при прохождении линии через лес деревья по всей ширине полосы отчуждения вырубаются;

2) незащищенность от внешнего воздействия, например, падения деревьев на линию и воровства проводов; несмотря на устройства

грозозащиты, воздушные линии также страдают от ударов молнии. По причине уязвимости, на одной воздушной линии часто оборудуют две цепи: основную и резервную;

3) эстетическая непривлекательность; это одна из причин практически повсеместного перехода на кабельный способ электропередачи в городской черте.

Кабельные линии (КЛ) проводятся под землей. Электрические кабели имеют различную конструкцию, однако можно выявить общие элементы. Сердцевинной кабеля являются три токопроводящие жилы (по числу фаз). Кабели имеют как внешнюю, так и междужильную изоляцию. Обычно в качестве изолятора выступает трансформаторное масло в жидком виде или промасленная бумага. Токопроводящая сердцевина кабеля, как правило, защищается стальной броней. С внешней стороны кабель покрывается битумом. Бывают коллекторные и бесколлекторные кабельные линии. В первом случае кабель прокладывается в подземных бетонных каналах – коллекторах. Через определенные промежутки на линии оборудуются выходы на поверхность в виде люков – для удобства проникновения ремонтных бригад в коллектор. Бесколлекторные кабельные линии прокладываются непосредственно в грунте. Бесколлекторные линии существенно дешевле коллекторных при строительстве, однако их эксплуатация более затратна в связи с недоступностью кабеля. Главным достоинством кабельных линий электропередачи (по сравнению с воздушными) является отсутствие широкой полосы отчуждения. При условии достаточно глубокого заложения различные сооружения (в том числе жилые) могут строиться непосредственно над коллекторной линией. В случае бесколлекторного заложения строительство возможно в непосредственной близости от линии. Кабельные линии не портят своим видом городской пейзаж, они гораздо лучше воздушных защищены от внешнего воздействия. К недостаткам кабельных линий электропередачи можно отнести высокую стоимость строительства и последующей эксплуатации: даже в случае бесколлекторной укладки сметная стоимость погонного метра кабельной линии в разы выше, чем стоимость воздушной линии того же класса напряжения.

Целью данного учебного пособия является систематический обзор четырех основных этапов развития электроэнергетики:

история важнейших открытий, развития и становления мировой электротехники до конца XIX века;

электроэнергетика дореволюционной России и СССР вплоть до 1990 г.;

электроэнергетика России в 1991–2008 гг.;

электроэнергетика России после 2008 г.

1. НАЧАЛЬНЫЕ ЭТАПЫ ОТКРЫТИЙ И СТАНОВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

1.1. Развитие учения об электричестве

Простейшие электрические и магнитные явления известны еще с глубокой древности. Были найдены минералы, притягивающие кусочки железа, а также обнаружено, что янтарь (греч. *elektron* – электрон), потертый о шерсть, притягивает легкие предметы (электризация трением). Однако прошло более чем две тысячи лет, прежде чем была построена первая электростатическая машина – генератор немецкого физика Отто фон Герике (в 1640 г.). Еще раньше предпринимались первые попытки исследования электричества. Англичанин Уильям Гильберт (1544–1603) занимался изучением электричества и магнетизма. Его исследования свойств магнитной стрелки привели к верному выводу, что Земля представляет собой магнит (трактат «О магните, магнитных телах и о большом магните – Земле»). Он впервые выдвинул предположение, что Земля является большим магнитом, и, намагнитив железный шар, показал, что он действует на магнитную стрелку так же, как и Земля. Предположил, что магнитные полюсы Земли совпадают с географическими полюсами, и установил неотделимость их друг от друга. Он открыл также свойство стали становиться магнитом под влиянием земного магнетизма, указал, чем отличается электрическая сила от магнетизма.

Гильберт обнаружил довольно много веществ помимо янтаря, способных электризоваться. Как указывал Гильберт, древние и современные ему ученые неоднократно упоминали, что янтарь притягивает солому. Такое же свойство характерно и для агата. Однако не только эти два вещества притягивают мелкие тела. Подобной притягательной силой обладают стекло, сера и т.д.

Используя эти вещества, О. Герике изобрел аппарат, при помощи которого мог получать электричество легче и в большем количестве, чем Гильберт. Его машина представляла собой шар из серы, укрепленный на железной оси и приводимый во вращение несложным механизмом. Придерживая ладонями, натирая таким образом шар, его можно было заряжать и отводить заряд на исследуемое тело. В результате на шаре накапливался электрический заряд – «электрическая жидкость», как в то время называли это электрическое явление.

Герике удалось заметить слабое свечение электризуемого шара в темноте и, что особенно важно, впервые обнаружить, что пушинки, притягиваемые шаром, через некоторое время отталкиваются от него – это явление ни Герике, ни многие его современники долго не могли объяснить. Мощность шара была менее 1 Вт. Казалось бы – пустяк, однако с его помощью были открыты многие важные явления и свойства электричества. Впоследствии ученый несколько раз усовершенствовал свою «машину» (рис. 1.1). Многочисленные опыты, проведенные О. Герике, во многом способствовали выяснению сущности электричества: он установил законы притяжения и отталкивания в самом примитивном виде и первый наблюдал истечение электричества и электрическую искру.



Рис. 1.1. Электростатическая машина Герике

В конце XVII века и в первой половине XVIII века проводились многочисленные опыты с наэлектризованными телами, были построены первые электростатические машины, основанные на электризации трением. Ф. Хауксбив 1705 г. создал электрический генератор, используя вместо серного шара стеклянный. В 1744 г. в такую машину был введен скользящий контакт – кондуктор – металлическая трубка, подвешенная на шелковых нитях, а позднее устанавливаемая на изолирующих опорах. Этот контакт служил резервуаром для сбора электрических зарядов, и машина смогла при вращении непрерывно отдавать электрическую энергию.

После того, как опыты с электростатическими генераторами получили широкое применение, совершенно естественной была попытка накопить и сохранить электрические заряды. В середине XVIII века в Голландии, в Лейденском университете ученые под руководством преподавателя физики Питера ван Мушенбрука (1692–1761) нашли способ

накопления электрических зарядов. Таким накопителем электричества была «лейденская банка» – прообраз электрического конденсатора. Заряжалась она с помощью серного шара фон Герике.

Зная, что стекло не проводит электричество, Мушенбрук (в 1745 г.) взял стеклянную колбу, наполненную водой, опустил в нее медную проволоку, висевшую на кондукторе электрической машины, и, взяв банку в правую руку, попросил своего помощника вращать шар машины. При этом он правильно предположил, что заряды, поступающие с кондуктора от серного шара Герике, будут накапливаться в стеклянной банке (рис. 1.2). После того, как, по его мнению, в банке накопилось достаточное количество зарядов, он решил левой рукой отсоединить медную проволоку. При этом он ощутил сильный удар. Так была изобретена лейденская банка (по имени г. Лейдена). Лейденская банка, подключенная обкладками к электрической машине, могла накапливать и долго сохранять значительное количество электричества.

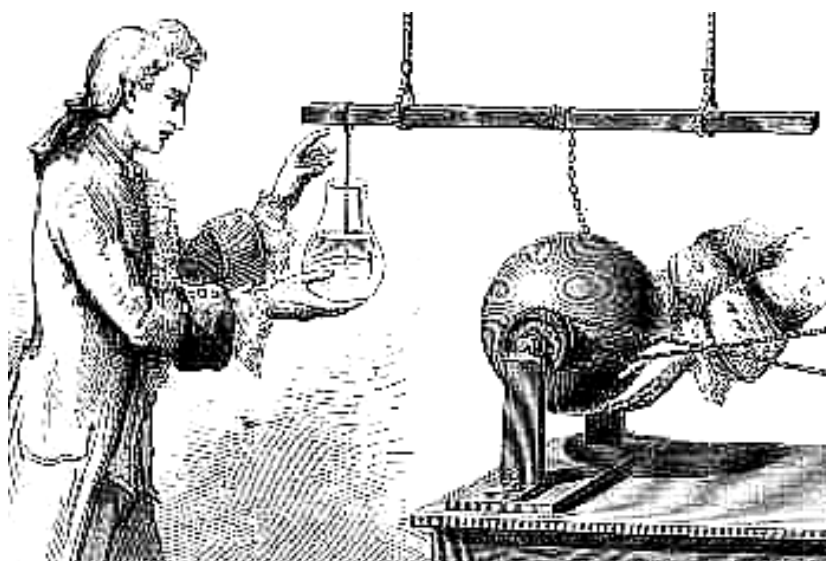


Рис. 1.2. Опыт Мушенбрука (со старой гравюры)

Постепенно конструкция лейденской банки совершенствовалась: воду заменили дробью, а затем наружная поверхность покрывалась тонкими свинцовыми пластинами; позднее внутреннюю и наружную поверхности стали покрывать оловянной фольгой, и банка приобрела современный вид. В 70-х гг. XVIII века металлические пластины стали разделять не стеклом, а воздушным промежутком – так появился простейший электрический конденсатор (слово конденсатор означает сгуститель), а не соединяющиеся между собой полоски фольги называются обкладками конденсатора.

После изобретения «лейденской банки» Шарль Франсуа Дюфе (1698–1739), член Парижской АН, пришел к выводу о существовании двух видов электричества и определил, что одноименно заряженные тела отталкиваются, а разноименные – притягиваются. Сконструировал первый электроизмерительный прибор – прототип электроскопа. Впервые пытался измерить магнитную силу с помощью намагниченной стрелки, укрепленной посредством пружины (магнитометр). Английский ученый С. Грей обнаружил электропроводность металлов, а также указал, что проводимость электричества зависит от материала проводников. Он установил, что различные тела, такие как, например, волосы, смола, стекло, сохраняют долгое время сообщенное им электричество. Кроме дальнейшей разработки опытов по электричеству внимание ученых в начале XVIII века было направлено главным образом на различные атмосферные явления. Однако работы ученых в области электричества ограничивались тем, что они описывали, какой длины были искры, замечено свечение или нет и т.д.

В начале второй половины XVIII века появился физик, который не только объяснил действие электростатической машины, но и своими исследованиями в области атмосферного электричества научил людей спасаться от удара молнии. Это был знаменитый американский ученый и государственный деятель Бенджамин Франклин (1706–1790), который сделал существенный шаг вперед в теории электрических явлений (опыты улавливания атмосферного электричества при помощи воздушного змея). Большая заслуга Б. Франклина – установление тождества атмосферного и получаемого с помощью трения электричества и доказательство электрической природы молнии. Обнаружив, что металлические острия, соединенные с Землей, снимают электрические заряды с заряженных тел даже без соприкосновения с ними, Б. Франклин предложил эффективный метод защиты от грозового разряда – молниеотвод. В 1747–1753 гг. Бенджамин Франклин изложил первую последовательную теорию электрических явлений и, в частности, именно он объяснил принцип действия лейденской банки, установив, что главную роль в ней играет диэлектрик, разделяющий проводящие обкладки; ввел общепринятое теперь обозначение электрических заряженных состояний «+» и «–»; разработал общую «унитарную» теорию электрических явлений, исходившую из предположения о существовании единой электрической субстанции, недостаток или избыток которой обуславливает знак заряда тела. Также Б. Франклину принадлежит ряд других технических изобретений: лампы для уличных фонарей, экономичная «франклиновская» печь, особый музыкальный инструмент, «электрическое колесо»,

вращающееся под действием электростатических сил, применение электрической искры для взрыва пороха и т.д. Франклин был первым, кто дал названия таким устройствам и явлениям, как «плюс», «минус», «батарея», «конденсатор», «проводник», «заряд», «разряд», «обмотка» и т.д.

Научные заслуги Б. Франклина, американского просветителя и исследователя, получили широкое международное признание. Он был избран почетным членом ряда иностранных академий и обществ, в том числе Российской АН (1789).

Великий русский ученый М.В. Ломоносов также занимался исследованием атмосферного электричества. В 1753 г. он представил в Петербургскую Академию доклад под названием «Слово о явлениях воздушных от электрической силы происходящих», где не только указал на единство грозовых и электрических явлений, но и теоретически объяснил явление электризации и грозовых туч. Вместе с Георгом-Вильгельмом Рихманом им были проведены опыты по изучению молнии.

Во второй половине XVIII века началось количественное изучение электрических и магнитных явлений. Появились первые измерительные приборы – электроскопы различных конструкций, электрометры. Особое место занимают крутильные весы, изобретенные в 1784 г. французским ученым Шарлем Огюстеном Кулоном (1736–1806) и примененные им для исследования взаимодействия точечных электрических зарядов и магнитных полюсов и позволившие сформулировать в 1875 г. один из основных законов электростатики (закон Кулона).

В 1789 г. Генри Кавендиш (1731–1810) применил крутильные весы Кулона для гравитационных измерений определения гравитационной постоянной.

Основной принцип весов Кулона – подвеска подвижной системы прибора на тонкой упругой нити или ленте (рис. 1.3) – используется во многих современных высокочувствительных приборах: электрометрах, магнитометрах, гравитационных вариометрах и др.

Ради справедливости можно указать, что примерно за 11 лет до Ш.О. Кулона тот же закон был получен Г. Кавендишем из значительно более точных, но косвенных измерений. Однако работа Кавендиша не была им опубликована и оставалась неизвестной в течение более 100 лет. Впоследствии Джеймс Клерк Максвелл (1831–1879) – первый директор Кавендишской лаборатории – обнаружил в архиве этой лаборатории подготовленную к печати рукопись указанной фундаментальной работы Г. Кавендиша и опубликовал ее в 1879 г.

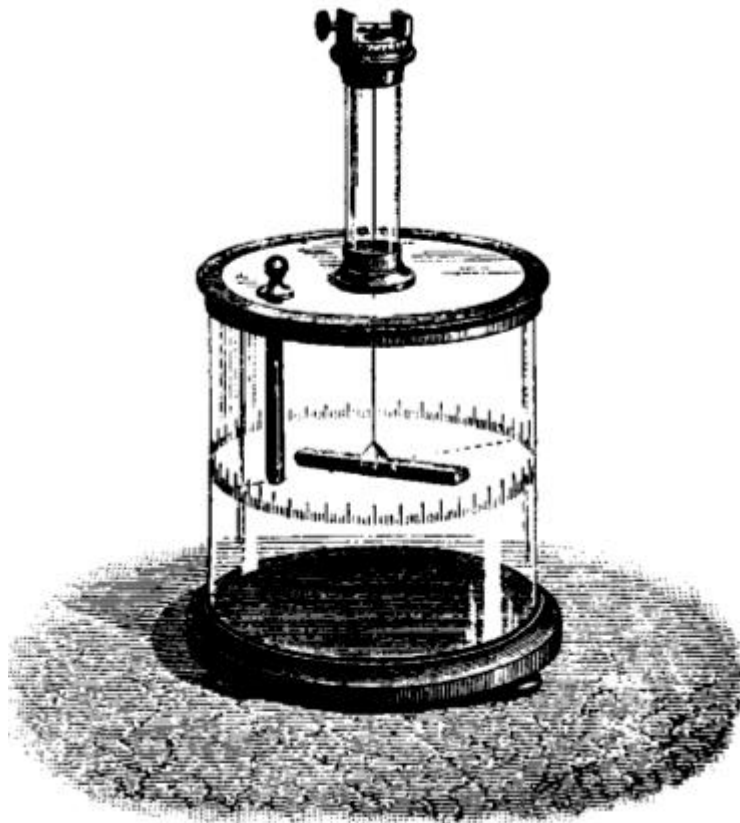


Рис. 1.3. Крутильные весы Ш. Кулона

Закон Кулона определяет силу взаимодействия между двумя покоящимися точечными электрическими зарядами, т.е. между двумя электрически заряженными телами, размеры которых малы по сравнению с расстоянием между ними. Согласно опытным данным, полученным с помощью крутильных весов, два точечных заряда взаимодействуют друг с другом в вакууме с силой F , величина которой пропорциональна произведению зарядов $e_1 e_2$ и обратно пропорциональна квадрату расстояния r^2 между ними:

$$F = k \frac{e_1 e_2}{r^2}, \quad (1.1)$$

где k – коэффициент пропорциональности, зависящий от выбранной системы единиц; в абсолютной (гауссовой) системе единиц (СГС системе единиц) $k=1$; в Международной системе единиц (СИ) $k=1/4\pi E_0$; где E_0 – электрическая постоянная. Сила F направлена по прямой, соединяющей заряды, и соответствует притяжению для разноименных зарядов ($F < 0$) и отталкиванию для одноименных ($F > 0$).

Если взаимодействующие заряды находятся в однородном диэлектрике с диэлектрической проницаемостью ϵ , то сила взаимодействия уменьшается в ϵ раз:

$$F = k \frac{e_1 e_2}{\epsilon r^2}. \quad (1.2)$$

Закон Кулона служит одним из экспериментальных оснований классической электродинамики, а его обобщение приводит в, частности, к теореме немецкого математика Карла Фридриха Гаусса (1777–1855).

Законом Кулона называют также закон, определяющий силу взаимодействия двух магнитных полюсов:

$$F = f \frac{m_1 m_2}{M r^2}, \quad (1.3)$$

где f – коэффициент пропорциональности (в общем случае не совпадающий с k), в абсолютной системе единиц $f=1$; m_1, m_2 – магнитные заряды; M – магнитная проницаемость среды, окружающей взаимодействующие полюса. В вакууме:

$$F = f \frac{m_1 m_2}{r^2}. \quad (1.4)$$

Ш.О. Кулоном также установлено, что электрические заряды всегда располагаются на поверхности проводника; показаны понятия магнитного момента и поляризации зарядов и т.д. [2]. Именем Кулона, как известно, названа единица количества электричества (кулон). Кулон – заряд, переносимый через поперечное сечение проводника за время 1 с при силе тока, равной 1 А. Экспериментальные работы Ш.О. Кулона имели важное значение для создания теории электромагнитных явлений.

Следующий этап в развитии науки об электричестве связан с открытием (в конце XVIII века) основоположника экспериментальной электрофизиологии Луиджи Гальвани (1737–1789), который обнаружил существование «животного электричества» (электрические явления при мышечном сокращении), а также возникновение разности потенциалов при контакте металлов с электролитом.

В 1799 г. итальянский ученый Алессандро Вольта (1745–1827) изобрел более совершенный, чем у Мушенбрука, а главное, почти непрерывный (определяется влажностью прокладки) источник постоянного электрического тока – первый электрохимический генератор, так называемый «вольтов столб». Свой источник электричества он назвал в честь итальянского анатома Луиджи Гальвани гальваническим

элементом. Это был источник электричества более мощный, чем генератор Герике.

Изучая опыты Гальвани, обнаружившего сокращение мышц препарированной лягушки при соприкосновении их с двумя разнородными металлами, Вольт не согласился с тем, что это явление вызвано особым, присущим живым организмам, «животным» электричеством. Он утверждал, что лягушка в опытах Гальвани «есть чувствительный электромметр», а источник электричества – контакт двух разнородных металлов. Однако многочисленные эксперименты показали, что простого контакта металлов недостаточно для получения сколько-нибудь заметного тока. Непрерывный электрический ток может возникнуть лишь в замкнутой электрической цепи, составленной из различных проводников: металлов (которые он называл проводниками первого класса) и жидкостей (названных им проводниками второго класса).

Между небольшими дисками из меди и цинка (электродами) Вольт помещал пористую прокладку, пропитанную кислотой или щелочью (электролитом). В результате химической реакции, происходящей между электродами и электролитом, на цинковом электроде образуется избыток электронов, и он приобретает отрицательный электрический заряд, а на медном, наоборот, – недостаток электронов, и он приобретает положительный заряд. При этом между разноименными электрическими зарядами такого источника тока возникает электрическое поле, действует электродвижущая сила (ЭДС) или напряжение. Как только проводник окажется подключенным к полюсам элемента или батареи, в нем возникнет электрическое поле, под действием которого электроны будут двигаться туда, где их недостаток, т.е. от отрицательного полюса через проводник к положительному полюсу источника электрической энергии. Это и есть упорядоченное движение электронов в проводнике – электрический ток. Ток течет через проводник потому, что в получившейся цепи (положительный полюс элемента, проводники, отрицательный полюс элемента, электролит) действует ЭДС.

Пока прокладка влажная, между дисками и раствором происходит химическая реакция, создающая в проводнике, соединяющем диски, слабый электрический ток. Соединяя пары дисков в батарею, можно было получать уже значительный электрический ток. Такие батареи называли вольтовыми столбами (рис. 1.4). Они то и положили начало электротехнике. Набирая последовательно большое количество таких элементов, Вольт получал электрохимический источник электричества напряжением до 2 кВ. Этого было уже достаточно для исследования электричества, получения электрической дуги, электродуговой свечи, сваривания металлов и т.п.

Батарейки, которыми мы сейчас пользуемся в часах, приемниках и др. – это те же, но усовершенствованные, вольтовы столбики – гальванические элементы.

Если составить столб из нескольких пар различных металлов, например цинка и серебра (без прокладок), то каждая цинковая пластина, заряженная электричеством одного знака, будет находиться в соприкосновении с двумя одинаковыми серебряными пластинами, заряженными электричеством противоположного знака, и их общее действие будет взаимно уничтожаться. Для того чтобы действие отдельных пар суммировалось, необходимо обеспечить соприкосновение каждой цинковой пластины только с одной серебряной, т.е. исключить встречный металлический контакт. Это осуществляется с помощью проводников второго класса (влажных суконных кружков); такие кружки разделяют пары металлов и в то же время не препятствуют движению электричества.

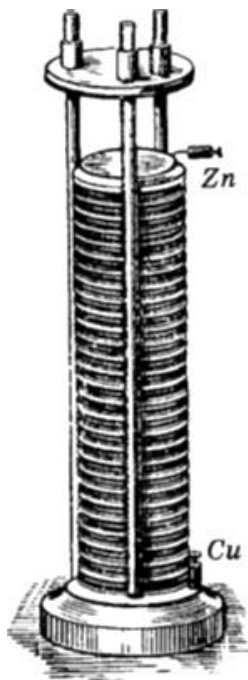


Рис. 1.4. Вольтов столб

В течение 2–3 лет после создания вольтова столба рядом ученых было разработано несколько различных модификаций батарей гальванических элементов. Среди разнообразных конструкций вольтова столба особенного внимания заслуживает гальваническая батарея, построенная русским академиком Василием Владимировичем Петровым (1761–1834) (рис. 1.5). В 1802 г. он сконструировал вольтов столб, состоящий из 2100 медно-цинковых элементов для получения электрической дуги. Указал на возможность ее практического применения

(освещение, электроплавнение, электросварка металлов и восстановление металлов из их окислов).

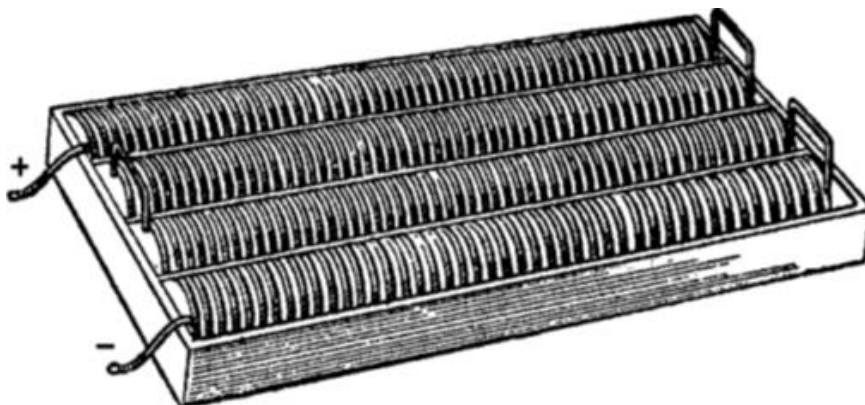


Рис. 1.5. Гальваническая батарея Петрова

В.В. Петров установил зависимость силы постоянного тока от площади поперечного сечения проводника; широко применял параллельное соединение электрических цепей; проводил исследования химического действия тока и измерял электропроводность различных веществ; предложил покрывать изоляцией электрические проводники, изучал явление электрического разряда в вакууме, исследовал явление люминесценции; создал оригинальные электрические приборы для изучения электрических явлений в различных газовых средах. Исследования В.В. Петрова положили начало работам по практическому применению электричества.

Многочисленные эксперименты с вольтовым столбом, проводившиеся учеными разных стран, уже в течение 2–3 лет после создания столба привели к открытию химических, тепловых, световых и магнитных действий электрического тока. В 1824 г. французский ученый и политический деятель Доминик Франсуа Араго (1786–1853) описал явление «магнетизма вращения», удовлетворительно объяснить которое ни он, ни другие физики в то время не могли. Сущность явления состояла в следующем (рис. 1.6). Подковообразный магнит 1 мог вращаться вокруг вертикальной оси, а над его полюсами находился алюминиевый диск 2, который также мог вращаться на оси, совпадающей по направлению с осью вращения магнита. В состоянии покоя никаких взаимодействий между диском и магнитом не наблюдалось. Но стоило начать вращать магнит, как диск устремлялся вслед за ним и наоборот. Чтобы исключить возможность увлечения диска потоками воздуха, магнит и диск были разделены стеклом. Позднее открытие электромагнитной индукции помогло М. Фарадею (см. ниже) объяснить явление Араго и уже в самом

начале исследования записать: «Я надеялся сделать из опыта г-на Араго новый источник электричества». Фарадей впервые ввел понятие о магнитных силовых линиях, совокупность которых составляет магнитное поле, как физическую реальность. Им было доказано, что наведение тока имеет место только при движении проводника поперек магнитных силовых линий. Отсюда вытекала возможность генерирования электрического тока при перемещении замкнутого проводника в поле магнита.

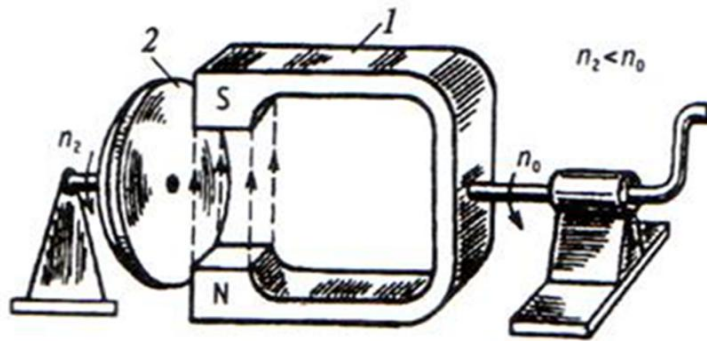


Рис. 1.6. Диск Араго

Из диска Араго Фарадей действительно сделал новый источник электричества. В результате многочисленных опытов Фарадей построил первый электромагнитный генератор, так называемый «диск Фарадея», при помощи которого можно было получить электрический ток.

Заставив вращаться алюминиевый или медный диск между полюсами магнита, Фарадей наложил на ось диска и на его периферию щетки. Таким образом, была сконструирована электрическая машина (генератор постоянного тока), получившая позднее наименование униполярного генератора (рис. 1.7).

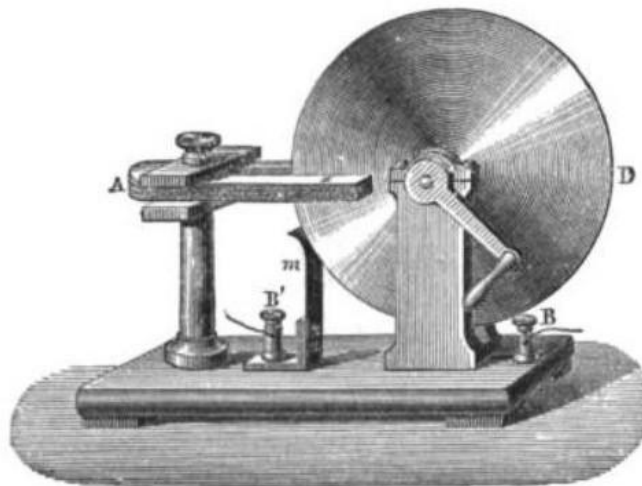


Рис. 1.7. Униполярный генератор Фарадея

Дальнейшие исследования электромагнитной индукции привели к установлению законов о направлении индуктированного тока. Этот закон был сформулирован в 1832 г. российским физиком Эмилием Христиановичем Ленцом (1804–1865) и позволил ему сформулировать важнейший для электротехники принцип – обратимость генераторного и двигательного режимов электрических машин.

Английский химик и физик Гемфри Дейви (1778–1829) электролизом водных растворов щелочей получил в 1807 г. неизвестные ранее металлы натрий и калий, в 1808 г. получил электролитическим путем амальгамы кальция, стронция, бария и магния. В 1815 г. Г. Дейви сконструировал безопасную рудничную лампу с металлической сеткой. В 1821 г. он установил зависимость электрического сопротивления проводника от его длины и сечения и отметил зависимость электропроводности от температуры.

Английский физик Джеймс Джоуль (1818–1889) установил в 1841 г., что количество тепла, выделяющегося в металлическом проводнике при прохождении через него электрического тока, пропорционально электрическому сопротивлению проводника и квадрату силы тока. Этот закон был обоснован (1842) точными экспериментами Э.Х. Ленца (закон Джоуля – Ленца). Закон позволяет определить количество тепла Q , выделяющегося в проводнике при прохождении через него электрического тока. Q пропорционально сопротивлению R проводника, квадрату силы тока I в цепи и времени прохождения тока t :

$$Q = aI^2Rt. \quad (1.5)$$

Здесь a – коэффициент пропорциональности, зависящий от выбранных единиц измерения; если I – измеряется в амперах, R – в омах, t – в секундах, то при $a = 0,239$ Q выражено в калориях, при $a = 1$ в джоулях. На уравнении (1.5) основан расчет электроосветительных установок, нагревательных и отопительных электроприборов.

Единица энергии в системе СИ названа в честь Джеймса Джоуля ($1 \text{ Н} \cdot 1 \text{ м} \cdot 1 \text{ кг} \cdot 1 \text{ м/с}^2 = 1 \text{ Дж} = 10^7 \text{ эрг}$).

Для последующего развития учения об электричестве необходимо было установить общие закономерности, которым подчинен электрический ток. Изучили и исследовали эти закономерности два выдающихся немецких физика: Георг Симон Ом (1787–1854) и Густав Роберт Кирхгоф (1824–1887). В 1826 г. Г.С. Ом установил количественную зависимость электрического тока от напряжения в цепи (закон Ома) и дал его теоретическое обоснование. Закон Ома устанавливает, что сила

постоянного электрического тока I в проводнике прямо пропорциональна напряжению U между двумя фиксированными точками (сечениями) этого проводника:

$$RI = U. \quad (1.6)$$

Коэффициент пропорциональности R , зависящий от геометрических и электрических свойств проводника, а также от его температуры, назван омическим сопротивлением или просто сопротивлением данного участка проводника. В общем случае зависимость между I и U не линейна, однако на практике всегда можно в определенном интервале напряжений считать ее линейной и применять закон Ома; для металлов и их сплавов этот интервал практически не ограничен.

Закон Ома в форме (1.6) справедлив для участков цепи, не содержащих источников ЭДС. При наличии таких источников (генераторов, аккумуляторов, термопар, динамо-машины и пр.) закон Ома имеет вид

$$RI = U + E, \quad (1.7)$$

где E – ЭДС всех источников, включенных в рассматриваемый участок цепи. Для замкнутой цепи закон Ома принимает следующую форму:

$$R_{\Pi} I = E, \quad (1.8)$$

где $R_{\Pi} = R + R_i$ – полное сопротивление всей цепи, равное сумме внешнего сопротивления цепи R и внутреннего сопротивления R_i источника ЭДС.

В честь Г.С. Ома названа единица электрического сопротивления Международной системы – ом. Ом – сопротивление проводника, между концами которого при силе тока 1 А возникает напряжение 1 В.

Электрическую цепь удобно изображать в виде чертежа, называемого схемой электрической цепи. Такая схема составляется из условных обозначений элементов цепи и показывает их соединение, при этом последовательность элементов, имеющих один и тот же ток, называют ветвью, место соединения ветвей – узлом, замкнутый путь, проходящий по нескольким элементам, называют контуром. Для любого узла справедлив первый закон Кирхгофа: алгебраическая сумма мгновенных значений токов в ветвях, соединенных с данным узлом, равна нулю:

$$\sum i = 0.$$

Для любого контура справедлив второй закон Кирхгофа: алгебраическая сумма напряжений на всех элементах любого замкнутого контура равна нулю:

$$\sum u = 0.$$

Если число ветвей цепи равно B , узлов Y , то число независимых уравнений, которые можно составить по первому закону Кирхгофа, равно $Y-1$, по второму $B-Y+1$. Дополнив B уравнений, составленных по первому и второму законам Кирхгофа ($Y-1+B-Y+1=B$), компонентными уравнениями элементов цепи, можно получить полную систему ее уравнений, позволяющую решить задачу анализа: по заданной схеме и значениям параметров элементов рассчитать неизвестные токи и напряжения ветвей цепей.

Законы Ома и Кирхгофа являются основными законами электротехники. В 1830 г. немецкий математик Карл Фридрих Гаусс (1777–1855) сформулировал основную теорему электростатики, получившую название теорема Гаусса. Теорема электростатики, предложенная К.Ф. Гауссом, устанавливает связь потока напряженности E электрического поля через замкнутую поверхность с величиной заряда q , находящегося внутри этой поверхности. Поток вектора E через элемент поверхности ΔE_i называется произведение величины этого элемента к проекции E_{ni} вектора E на нормаль к ΔS_i . Поток N через замкнутую поверхность S равен сумме потоков через все элементы поверхности. В абсолютной системе единиц К.Ф. Гаусса (СГС):

$$N = \sum_i E_{ni} \Delta S_i = 4\pi q. \quad (1.9)$$

Как указывалось выше, теорема Гаусса вытекает из закона Кулона – закона взаимодействия неподвижных точечных зарядов в вакууме. К.Ф. Гаусс был не только великим математиком, но также внес фундаментальный вклад в физику, астрономию и геодезию. Исследования К.Ф. Гаусса по теоретической физике (1830–1840) являются, в значительной мере, результатом тесного общения и совместной научной работы с Вильгельмом Вебером (1804–1891). Вместе с В. Вебером он создал абсолютную систему электромагнитных единиц и сконструировал в 1833 г. первый в Германии электромагнитный телеграф. В 1835 г. К.Ф. Гаусс основал магнитную обсерваторию при Геттингенской астрономической обсерватории. В 1838 г. он издал труд «Общая теория земного магнетизма». Сочинение «О силах, действующих обратно пропорционально квадрату расстояния» содержит основы теории

потенциала. К теоретической физике примыкают также разработка (1829) гауссовского принципа наименьшего принуждения и работы по теории капиллярности.

Разработана также гауссовская система электрических и магнитных величин с основными единицами: сантиметр, грамм и секунда, в которой диэлектрическая и магнитная проницаемости являются безразмерными величинами, причем для вакуума они приняты равными единице. Единицы электрических величин в цитируемой системе равны единицам абсолютной электрической системы СГСЭ, а единицы магнитных величин – единицам абсолютной электромагнитной системы СГСМ, в связи с чем гауссовскую систему единиц называют симметричной системой СГС. Гауссова система единиц названа в честь К.Ф. Гаусса, высказавшего в 1832 г. идею создания абсолютной системы единиц с основными единицами: миллиметр, миллиграмм и секунда – и разработавшего эту систему (совместно с В. Вебером) для измерений магнитных величин.

Наиболее фундаментальное открытие было сделано датским физиком Хансом Кристианом Эрстедом (1777–1854) в 1820 г.; он обнаружил действие электрического тока на магнитную стрелку – явление, свидетельствующее о связи между электричеством и магнетизмом. Сообщение об этих опытах, опубликованное в указанном выше году, вызвало большое число исследований, которые в итоге привели к созданию электродинамики и электротехники. Эрстед – единица напряженности магнитного поля в системе СГС – названа в честь Х.К. Эрстеда: 1 эрстед равен напряженности магнитного поля, создаваемого на расстоянии 2 см от бесконечно длинного прямолинейного проводника ничтожно малого кругового сечения, по которому пропускают ток с силой в 1 единицу системы СГС (т.е. 10 А). В технике эрстед постепенно вытесняется единицей СИ – ампером на метр, $1 \text{ эрстед} = 1000/(4\pi) \text{ А/м} = 79,5774715 \text{ А/м}$.

Вслед за этим в том же году французский физик Андре Мари Ампер (1775–1836), предложил так называемое «Правило пловца» для определения направления отклонения магнитной стрелки током. Дальнейшие исследования привели А.М. Ампера к открытию механического взаимодействия электрических токов и установлению количественного соотношения для определения силы этого взаимодействия – закон Ампера [3]. А.М. Ампер построил первую теорию магнетизма, основанную на гипотезе молекулярных токов, согласно которой магнитные свойства обусловлены электрическими токами, циркулирующими в молекулах. Теория магнетизма А.М. Ампера

покончила с представлениями о «магнитной жидкости» как особом носителе магнитных свойств и была предвестником электронной теории магнетизма; после А.М. Ампера магнетизм стал частью электродинамики. Электродинамическая теория изложена им в сочинении «Теория электродинамических явлений, выведенная исключительно из опыта» (1826).

Закон Ампера дает ответ на вопрос о величине магнитного поля, создаваемого током в проводнике. Подтверждение было получено экспериментально тремя опытами и теоретически, блестящим доказательством А.М. Ампера. Закон Ампера – закон механического взаимодействия двух токов, текущих в малых отрезках проводников, находящихся на некотором расстоянии друг от друга.

Своими работами А.М. Ампер показал, что свойства постоянных магнитов могут быть объяснены на основе предположений о том, что в молекулах намагниченных тел циркулируют постоянные электрические токи (молекулярные токи), а все магнитные явления сводятся к взаимодействиям токов, магнитных же зарядов не существует. Со времени открытий Х.К. Эрстеда и А.М. Ампера учение о магнетизме сделалось составной частью учения об электричестве.

Со 2-й четверти XIX века началось быстрое проникновение электричества в технику. В 20-х гг. появились первые электромагниты. Одним из первых применений электричества, как известно, был телеграфный аппарат, в 30–40-х гг. построены электродвигатели и генераторы постоянного тока, а в 40-х гг. – электрические осветительные устройства и т.д. Практическое применение электричества все возрастало, что, в свою очередь, оказало существенное влияние на учение об электричестве.

В 30–40-х гг. XIX века в развитие науки об электричестве внес большой вклад Майкл Фарадей (1791–1867), великий английский физик – творец общего учения об электромагнитных явлениях, в котором все электрические и магнитные явления рассматриваются с единой точки зрения.

Талантливый экспериментатор, наделенный высокой научной интуицией, М. Фарадей поставил ряд опытов, в которых были открыты фундаментальные физические законы и явления. Например, ознакомившись с работой Х.К. Эрстеда об отклонении магнитной стрелки вблизи проводника с током (1820), М. Фарадей занялся исследованием связи между электрическими и магнитными явлениями и в 1821 г. впервые обнаружил вращение магнита вокруг проводника с током и вращение проводника с током вокруг магнита.

Результатом последующих 10 лет исследований М. Фарадея явилось открытие явления электромагнитной индукции (1831). Он детально изучил это явление, вывел ее основные законы, выяснил зависимость индукционного тока от магнитных свойств среды, исследовал явление самоиндукции. Открытие явления электромагнитной индукции сразу же приобрело огромное научное и практическое значение; оно легло в основу электротехники.

М. Фарадей высказал новые, оправдавшиеся в дальнейшем, идеи о природе тока и магнетизма, о механизме проводимости в различных средах и др. В частности, он доказал тождество различных видов электричества: полученного от трения, «животного», «магнитного» и др. Стремясь установить количественные соотношения между различными видами электричества, М. Фарадей начал исследования по электролизу, открыл его основные законы (1833–1834) и ввел сохранившуюся до наших дней терминологию в этой области. Законы электролиза явились вескими доводами в пользу дискретности вещества и электричества.

В 1840 г., еще до открытия закона сохранения энергии, М. Фарадей высказал мысль о единстве «сил» природы (различных видов энергии) и их взаимном превращении. Он ввел представление о силовых линиях, которые считал физически существующими.

Идеи М. Фарадея об электрических и магнитных полях оказали большое влияние на развитие всей физики. В 1832 г. он высказал мысль о том, что распространении электромагнитных взаимодействий есть волновой процесс, происходящий с конечной скоростью.

В 1845 г. он установил вращение плоскости поляризации света в магнитном поле (эффект Фарадея); это было первое наблюдение связи между магнитными и оптическими явлениями, которая позднее явилась подтверждением электромагнитной теории света Дж.К. Максвелла (1831–1879). М. Фарадей изучал также электрические разряды в газах, пытаясь выяснить природу электричества. Открытия М. Фарадея завоевали признание во всем научном мире. Впервые идеи М. Фарадея «перевел» на общепринятый математический язык Дж.К. Максвелл. В предисловии к своему «Трактату по электричеству и магнетизму» (1873) он писал: «По мере того, как я подвигался вперед в изучении Фарадея, я убедился, что его способ понимания явлений также имеет математический характер, хотя он и не представляется нам облаченным в одежду общепринятых математических формул». Однако будет уместным указать, что первая математическая формулировка законов электромагнитной индукции М. Фарадея была сделана в 1845 г. Францем Нейманом (1798–1895). Им же были введены важные понятия коэффициентов само- и взаимоиндукции токов.

Именем Фарадея впоследствии были названы законы, явления, единицы физических величин (фарад, фарадей, Фарадея постоянная (число), Фарадея эффект, законы Фарадея и др.).

Большое значение для развития учения об электричестве имело создание новых приборов и методов электрических измерений, а также единая система электрических и магнитных единиц измерений созданная, как указывалось, К.Ф. Гауссом и В. Вебером. В 1846 г. В. Вебер указал на связь силы тока с плотностью электрических зарядов в проводнике и скоростью их упорядоченного перемещения. Он установил также закон взаимодействия движущихся точечных зарядов, который содержал новую универсальную электродинамическую постоянную, представляющую собой отношение электростатических и электромагнитных единиц заряда и имеющую размерность скорости. При экспериментальном определении этой постоянной В. Вебером и Ф. Кальраушем в 1856 г. было получено значение, близкое к скорости света; это явилось определенным указанием на связь электромагнитных явлений с оптическими.

В 1861–1973 гг. учение об электричестве, как отмечалось выше, получило свое развитие в работах Дж.К. Максвелла, который сформировал фундаментальные уравнения классической электродинамики, названные его именем. Новое в его работах – существование электромагнитных волн, распространяющихся со скоростью света. Уравнения Дж.К. Максвелла легли в основу электромагнитной теории света.

Решающее подтверждение теория Дж.К. Максвелла нашла в 1886–1989 гг., когда Генрих Рудольф Герц (1857–1894) экспериментально установил существование электромагнитных волн и исследовал их свойства (отражение от зеркал, преломление в призмах и т.д.). Электромагнитные волны Г. Герц получал с помощью изобретенного им вибратора. Он подтвердил выводы максвелловской теории о том, что скорость распространения электромагнитных волн в воздухе равна скорости света, установил тождественность основных свойств электромагнитных и световых волн.

Г. Герц изучал также распространение электромагнитных волн в проводнике и указал способ измерения скорости их распространения. Развивая теорию Дж.К. Максвелла, Г. Герц придал уравнениям электродинамики симметричную форму, которая хорошо обнаруживает полную взаимосвязь между электрическими и магнитными явлениями.

Герц построил электродинамику движущихся тел, исходя из гипотезы о том, что эфир увлекается движущимися телами. Однако его электродинамика оказалась в противоречии с опытом и позднее уступила место электронной теории Хендриха Антона Лоренца (1853–1928).

Работы Г. Герца по электродинамике сыграли огромную роль в развитии науки и техники и обусловили возникновение беспроводной телеграфии, радиосвязи, телевидения, радиолокации и т.д.

В 1886–1887 гг. Г. Герц впервые наблюдал и дал описание внешнего фотоэффекта. Он разрабатывал теорию резонаторного контура, изучал свойства катодных лучей, исследовал влияние ультрафиолетовых лучей на электрический разряд; в ряде работ по механике дал теорию удара упругих шаров, рассчитал время соударения и т.д.; в книге «Принципы механики» в 1894 г. дал вывод общих теорем механики и ее математического аппарата, исходя из единого принципа.

С помощью своей электронной теории Х.А. Лоренцу удалось объяснить многие явления, и работа нашла свое завершение в монографии «Теория электронов» (1909). Электронная теория в том виде, в каком она была создана Х.А. Лоренцем, не только полностью сохранила свое значение до настоящего времени, но и явилась, как известно, фундаментом многих современных физических представлений.

Уравнения Лоренца – Максвелла – фундаментальные уравнения классической электродинамики, определяющие микроскопические электромагнитные поля, создаваемые отдельными заряженными частицами. Уравнения лежат в основе электронной теории, построенной Х.А. Лоренцем в конце XIX – начале XX века. В этой теории вещество (среда) рассматривается как совокупность электрически заряженных частиц (электронов и атомных ядер), движущихся в вакууме. В уравнениях Лоренца – Максвелла электромагнитное поле описывается двумя векторами напряженности микроскопических полей – электрического « E » и магнитного « H ». Все электрические токи в электронной теории – чисто конвекционные, т.е. обусловлены движением заряженных частиц. Плотность тока $j = \rho v$, где ρ – плотность заряда, v – его скорость.

В классической электронной теории вещество рассматривается как совокупность электрически заряженных частиц, движение которых подчинено законам классической механики, и уравнения Дж.К. Максвелла получаются из уравнений электронной теории статистическим усреднением. Согласно электронной теории, уравнения точно описывают поля в любой точке пространства, в том числе межатомные и внутриатомные поля и даже поля внутри электрона в любой момент времени. В вакууме они совпадают с уравнениями Максвелла.

В конце XIX и начале XX веков начался новый этап в развитии теории электричества. Исследования электрических разрядов увенчались открытием Джозефом Джоном Томсоном (1856–1940) дискретности электрических зарядов. В 1897 г. он измерил отношений заряда электрона

к его массе, а в 1898 г. определил абсолютную величину заряда электрона. Однако попытки применения законов классической электродинамики к исследованию электромагнитных процессов в движущихся средах натолкнулись на существующие трудности. Стремясь разрешить их, великий Альберт Эйнштейн пришел в 1905 г. к относительной теории.

1.2. Развитие электротехники

В предыдущем разделе было показано, что возникновению электротехники предшествовал длительный период накопления знаний об электричестве и магнетизме, в течение которого были сделаны лишь отдельные попытки применения электричества в медицине, а также для передачи сигналов.

Открытие электромагнитной индукции (1831–1832) предопределило появление электрических машин – двигателей и генераторов. Поскольку все первые потребители электроэнергии использовали постоянный ток, первые электрические машины были машинами постоянного тока. Исторически электродвигатели стали создаваться раньше электромагнитных генераторов, так как в первой трети XIX века гальванические элементы как источники тока в большей или меньшей мере удовлетворяли требованиям практики. Период совершенствования конструкции электродвигателя – от лабораторных приборов, демонстрировавших возможность превращения электрической энергии в механическую (установка М. Фарадея, 1821), до машин промышленного типа – охватывает приблизительно 50 лет. В первых электродвигателях подвижная часть совершала возвратно-поступательное или качательное движение, а момент на валу двигателя был пульсирующим (например, в двигателе Джозефа Генри).

Начиная с середины 30-х гг. XIX века стали строиться двигатели с вращающимся якорем (рис. 1.8). Таким электродвигателем, получавшим практическое применение, был двигатель, разработанный в 1834–1838 гг. Борисом Семеновичем Якоби (1801–1874), русским физиком. Один из разработанных им двигателей работал от гальванической батареи на судне, совершавшем плавание по р. Нева. Он сконструировал также около 10 типов телеграфных аппаратов, в том числе первый буквопечатающий телеграфный аппарат системы Якоби (1850). Более надежным источником тока, чем гальваническая батарея, стал электромашинный генератор Якоби, прообразом которого была униполярная машина Фарадея.

Первыми практически пригодными электромашинными генераторами были магнитоэлектрические – генераторы, в которых магнитное поле создавалось постоянными магнитами, а якорями служили

массивные индуктивные катушки (Якоби, 1842). Дальнейшее совершенствование конструкции электромашинного генератора связано с использованием для питания обмотки электромагнита возбуждения тока самого генератора. Такие генераторы с самовозбуждением были предложены почти одновременно датским ученым С. Хортом (1854), английскими инженерами К. и С. Варли (1854), А. Йедликом, Ч. Уитстоном, Э.В. Сименсом. Промышленное производство генераторов было начато в 1870 г. в Париже после того, как З.Т. Грамм впервые применил в генераторе с самовозбуждением кольцевой шихтованный якорь, принципиальная конструкция которого была предложена для электродвигателя в 1860 г. А. Пачинотти. Генератор З.Т. Грамма (рис. 1.9) работал не только в генераторном, но и в двигательном режиме, что положило начало практическому внедрению принципа обратимости электрических машин (открытому Э.Х. Ленцем) и позволило значительно расширить область использования электрических машин.

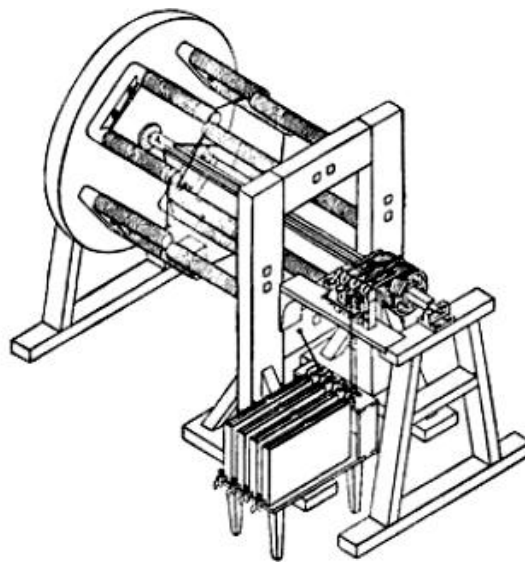


Рис. 1.8. Электрический двигатель Якоби

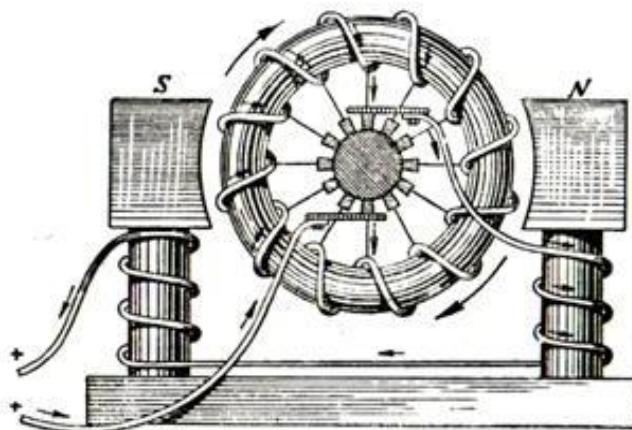


Рис. 1.9. Генератор Грамма

Последующее совершенствование машин постоянного тока шло по пути улучшения их конструктивных элементов:

- замена кольцевого якоря барабанным якорем (1873);
- усовершенствование якорей (1880);
- введение компенсационной обмотки (1884);
- введение дополнительных полюсов (1885) и др.

К 80-х гг. XIX века электрические машины постоянного тока приобрели основные конструктивные черты современных машин. Их совершенствованию способствовали открытия М. Фарадея, Х.Л. Лоренца, Дж.К. Максвелла и других ученых (см. разд. 1.1), а также Г.Р. Кирхгофа (разработка методов расчета электрических цепей), Дж. Гопкинсона (разработка методов расчета магнитных цепей), А.Г. Столетова (изучение магнитных свойств железа), Э.Х. Ленца (исследования реакции якоря) и др.

Наряду с электромашинными генераторами продолжали совершенствоваться химические источники тока. Значительным шагом в этом направлении было изобретение свинцового аккумулятора (французский физик Г. Планте, 1859). Усовершенствованная конструкция этого аккумулятора 80-х гг. уже имела все основные элементы современных аккумуляторов.

Дальнейшее развитие электротехники связано с возникновением электрической промышленности и массовым распространением электрического освещения, которое в 50–70-х гг. XIX века заменило газовое. Идея применения электрической энергии для освещения была высказана В.В. Петровым после открытия в 1802 г. электрической дуги. Первыми электрическими источниками света были разнообразные дуговые угольные лампы, среди которых наиболее дешевой и простой была «свеча Яблочкова» (П.Н. Яблочков, 1876). В 1870–1875 гг. А.Н. Лодыгин разработал несколько типов ламп накаливания, усовершенствованных позднее гениальным изобретателем Томасом Алва Эдисоном (1847–1931), получивших преимущественное распространение к 90-м гг. XIX века. Достижения в создании и применении электрических источников света оказали существенное влияние на становление и развитие светотехники.

С распространением электрического освещения связано создание электроэнергетических систем. Уже в первых осветительных устройствах П.Н. Яблочкова имелись все основные элементы энергосистем: первичный двигатель, генератор, линия электропередачи, трансформатор, приемник энергии.

Можно указать, что начало применению электроэнергии для технологических целей положили еще работы Якоби (1838), предложившего использовать электрический ток для получения металлических копий и для нанесения металлических покрытий в гальванотехнике. Но расширение области практического использования электрической энергии стало возможно лишь в 70–80-е гг. XIX века с решением проблемы передачи электроэнергии на расстоянии.

Первая линия электропередачи на постоянном токе была построена М. Дебре в 1882 г. между городами Мирбахом и Мюнхеном. Длина этой ЛЭП составляла 57 км, напряжение в ней 1,5–2 кВ. Однако попытки осуществить электропередачу на постоянном токе оказались неэффективными, так как, с одной стороны, технические возможности получения постоянного тока высокого напряжения (как наиболее экономически выгодного из-за уменьшения потерь по мере роста напряжения) были ограничены, а с другой – было затруднено его потребление. Поэтому, наряду с использованием для передачи электроэнергии постоянного тока, велись работы по применению в тех же целях однофазного переменного тока, напряжение которого можно было изменять (повышать и понижать) с помощью однофазного трансформатора. Создание промышленного типа такого трансформатора в 1885 г. по существу решило проблему передачи электроэнергии. Вместе с тем широкое распространение однофазного переменного тока в промышленности было невозможно из-за того, что однофазные электродвигатели не удовлетворяли требованиям промышленного электропривода, и поэтому применение однофазного переменного тока ограничивалось в основном установками электрического освещения.

В 1846 г. Эрнст Вернер Сименс (1816–1892), немецкий электротехник и пионер электротехнической промышленности, усовершенствовал конструкцию стрелочного электрического телеграфа и вместе с механиком И.Г. Гальске основал телеграфную строительную фирму «Сименс и Гальске», занимающуюся изготовлением не только телеграфных аппаратов, но и различных электромедицинских приборов. В 1849 г. фирма получила заказ на прокладку первой в Европе дальней телеграфной линии между Берлином и Франкфуртом-на-Майне. В 1851 г. 75 пишущих телеграфов фирмы «Сименс и Гальске» были поставлены для единственной в то время телеграфной линии между Москвой и Петербургом. В 1853 г. телеграфные линии связывали Москву и Севастополь, а также Петербург и Кронштадт, где кабель был проложен через Балтийское море. В 1879 г. Э.В. Сименс построил первую электротехническую железную дорогу на Берлинской промышленной выставке.

Методы дуговой электросварки металлов были предложены в 1885 г. выдающимися российскими изобретателями Н.Н. Бенаруосом (1842–1905) и в 1891 г. Н.Г. Славяновым (1854–1897).

К концу 70-х гг. относятся также попытки более широкого использования электроэнергии на транспорте, когда в 1880 г. Ф.А. Пироцким (1845–1898), российским изобретателем в области электротехники, впервые был осуществлен опыт приведения в движение по рельсам большого вагона с 40 пассажирами усилиями тягового двигателя. В 80-е гг. трамвайные линии были открыты во многих городах Западной Европы, а затем в Америке (США). В России первый трамвай был пущен в Киеве в 1892 г. В 90-е гг. электрическая тяга была применена и на подземных железных дорогах: в 1890 г. в Лондонском метрополитене, в 1896 г. – в Будапештском метрополитене, а затем на магистральных железных дорогах.

В конце XIX века промышленное использование электроэнергии превратилось в важнейшую комплексную технико-экономическую проблему – наряду с экономной электропередачей необходимо было иметь электродвигатель, удовлетворяющий требованиям электропривода. Решение этой проблемы, как известно, стало возможным после создания многофазных, в частности трехфазных систем переменного тока.

Французский ученый Доменик Франсуа Араго (1786–1853) еще в 1824 г. впервые указал на электрическую природу магнетизма: при вращении магнитной стрелки медный диск, сидящий на оси и находящийся над стрелкой или под ней, также приходит во вращение. Как указывалось выше, М. Фарадей объяснил это тем, что вращаемое магнитное поле наводит в диске вихревые токи, которые взаимодействуют с магнитом.

Однако исчерпывающие и получившие наибольшую известность экспериментальные и теоретические исследования вращающегося магнитного поля выполнили независимо друг от друга выдающиеся ученые итальянец Галилео Феррарис (1847–1897) и серб Никола Тесла (1856–1943).

Г. Феррарис умел в ясной форме объяснить трудные физические процессы. На рис. 1.10 показана пространственная диаграмма, на которой ось x представляет собой положительное направление вектора магнитной индукции, создаваемой одной из катушек, а ось y – положительное направление поля другой катушки.

Для момента времени, когда одна магнитная индукция в точке O изображается отрезком OA , другая – OB , суммарная результирующая магнитная индукция изобразится отрезком OR . При изменении OA и OB точка R перемещается по кривой, форма которой определяется законами

изменений во времени двух полей. Если две напряженности магнитного поля имеют одинаковые амплитуды и сдвинуты по фазе на четверть периода, то геометрическим местом точки R станет окружность, т.е. налицо вращение магнитного поля. Если поместить в это магнитное поле снабженный валом и подшипниками медный цилиндр, то он будет вращаться. Позднее асинхронные двигатели с полым ротором в виде медного стакана получили название двигателей Феррариса.

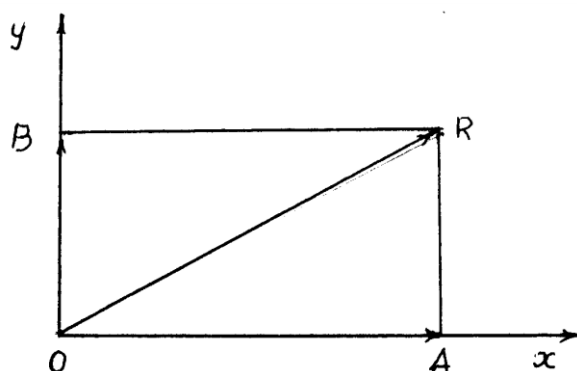


Рис. 1.10. К пояснению открытия Феррариса

Никола Тесла получил только в области многофазных систем 41 патент, но в основном практически рассматривались двухфазные системы. Основным недостатком предложенных вариантов двухфазных двигателей Н. Тесла было наличие выступающих полюсов с сосредоточенной обмоткой, были и другие технические и экономические трудности, что задерживало внедрение таких систем в практику. Фирма «Вестингауз» построила несколько станций по этой системе, из которых наибольшей по масштабам была Ниагарская гидроэлектростанция.

В то время как Н. Тесла и его сотрудники пытались усовершенствовать двухфазную систему, в Европе была разработана более совершенная трехфазная система. Американский ученый Ч. Брэдли, немецкий инженер Ф. Хазельвандер сконструировали двух- и трехфазные генераторы. Однако они не сумели увидеть всех возможностей трехфазной системы и создать пригодные к практике конструкции машин, особенно удовлетворяющих требованиям электропривода.

Наибольших успехов в развитии многофазных систем добился Михаил Осипович Доливо-Добровольский (1862–1919), который разработал ряд промышленных конструкций трехфазных асинхронных двигателей, трехфазных трансформаторов. Первым важным шагом, который сделал М.О. Доливо-Добровольский, было изобретение ротора с обмоткой в виде беличьего колеса, конструкция которого принципиально сохранилась в том же виде и до настоящего времени. Следующим шагом

М.О. Доливо-Добровольского явилась замена двухфазной системы трехфазной. Он справедливо отмечал, что при увеличении числа фаз улучшается распределение намагничивающей силы по окружности статора асинхронного двигателя. В результате исследования различных схем обмоток изобретатель сделал ответвления от трех равноотстоящих точек якоря машин постоянного тока. Таким образом, были получены точки с разностью фаз 120° и, сохранив в этой машине коллектор, можно было использовать ее в качестве одноякорного преобразователя.

Таким путем была найдена связанная трехфазная система, при которой для передачи и распределения электроэнергии требуется только три провода, и дальнейшее увеличение числа фаз привело бы к некоторому улучшению использования электрических машин, но вызвало бы соответствующее увеличение числа линейных проводов. Таким образом, трехфазная система электрических токов является оптимальной многофазной системой.

Весной 1889 г. был построен трехфазный асинхронный электродвигатель мощностью около 100 Вт (см. рис. 1.11). Этот двигатель питался током от трехфазного преобразователя и при испытаниях показал вполне удовлетворительные результаты.

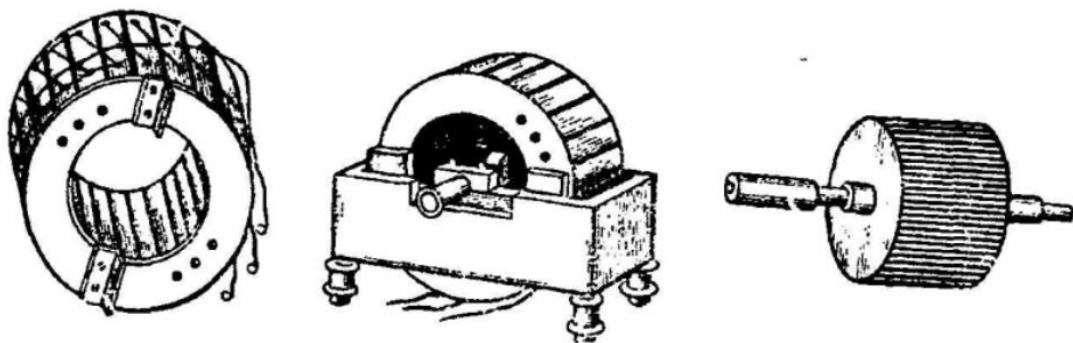


Рис. 1.11. Первый трехфазный асинхронный электродвигатель Доливо-Добровольского (в собранном и разобранном виде)

Вслед за первым одноякорным преобразователем был создан второй, более мощный, а затем началось изготовление трехфазных синхронных генераторов. Уже в первых генераторах применялись два способа соединения обмоток в звезду и треугольник. В дальнейшем М.О. Доливо-Добровольскому удалось улучшить использование статора с помощью широко применяемого в настоящее время метода, заключающегося в том, что обмотку делают разрезной и противолежащие катушки соединяют встречно. Изобретателем было внесено еще одно усовершенствование: кольцевая обмотка статора была заменена барабанной. После этого

асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором приобрел современный вид. М.О. Доливо-Добровольский также автор разработки трехфазного асинхронного двигателя с фазным ротором и трехфазного трансформатора [4].

Трехфазная система – это совокупность трех однофазных электрических цепей переменного тока, в которых действуют три переменных напряжения одинаковой частоты, сдвинутых по фазе друг относительно друга. Наиболее распространены симметричные трехфазные системы, напряжения в которых синусоидальные, равны по величине и имеют сдвиг фаз, равный 120° .

Практическое применение трехфазной системы положило начало современному этапу развития электротехники, который характеризуется растущей электрификацией промышленности, сельского хозяйства, транспорта, сферы быта и др. Увеличение потребления электроэнергии обусловило строительство мощных электростанций, электрических сетей, создание новых и расширение действующих электроэнергетических систем. Строительство мощных ЛЭП высокого напряжения привело к разработке разнообразного высоковольтного оборудования, электроизоляционных материалов, средств измерительной и преобразовательной техники и т.д., а также стимулировало улучшение конструкций электрических машин и аппаратов, разработку методов анализа процессов в цепях переменного тока.

Совершенствование электротехнических устройств способствовало формированию таких научных дисциплин, как техника высоких напряжений, теория электрических цепей, теория электрических машин, электропривод и др. Успехи электротехники оказали существенное влияние на развитие радиотехники и электроники, телемеханики и автоматики, а также вычислительной техники и кибернетики. Один из важных разделов электротехники – электромеханика – охватывает вопросы преобразования энергии, практическое решение которых на широкой научной основе потребовало разработки специальных методов, связанных с анализом и описанием процессов, протекающих именно в электрических устройствах. Математическое описание таких процессов основано на решении уравнений Дж.К. Максвелла. При этом их дополняют уравнениями, описывающими конкретный процесс, или используют вариационные принципы механики. Так, на основе возможных перемещений принципа разработаны различные формализованные методы, среди которых наибольшее практическое применение при исследовании процессов, протекающих в электрических системах, машинах и аппаратах, находят методы:

- исключения уравнений с периодическими коэффициентами для взаимно перемещающихся цепей;
- выбора наиболее целесообразных систем обобщенных координат;
- анализа переходных процессов в электрических цепях;
- определения устойчивости работы нерегулируемых и регулируемых электрических машин, связанных линиями электропередачи, и др.

Значительный вклад в развитие этих методов сделали А.А. Горев, П.С. Жданов, С.А. Лебедев, американский ученый Р.Х. Парк, английские ученые О. Хевисайд, Г. Крон и др.

Их труды легли в основу математической теории электрических машин и открыли возможность для применения сложного математического аппарата (тензорного исчисления, графов, теории матриц, операционного исчисления) при решении разнообразных прикладных задач, в частности, связанных с изучением сложных электромеханических систем, переходных электромеханических и электромагнитных процессов.

Использование тензорного исчисления привело к появлению такого приема исследования, как диакоптика, при котором данные, характеризующие всю сложную систему (например, электрическую цепь, содержащую сотни и тысячи узлов и ветвей), можно получать, рассматривая поведение ее отдельных частей. Особенно эффективным стало употребление формализованных методов в сочетании с машинным проектированием, являющимся одним из перспективных направлений при рассмотрении современных задач электромеханики (в частности, задач синтеза, решаемых на основе алгебры логики и теории направленных графов).

Формализованные методы используют при исследовании многих проблемных задач электротехники, например, таких как изучение нелинейных цепей (а также возникающих в них гармоничных и субгармоничных колебаний), проводимое на основе методов анализа и синтеза, разработанных ранее для линейных цепей в трудах А.М. Ляпунова, Н.М. Крылова, Н.Н. Боголюбова, Л.К. Мандельштама, Н.Д. Папалекси, А.А. Андропова и др.

Важное направление современной электротехники – разработка теоретических и экспериментальных методов исследований, основывающихся на теории подобия, аналоговом и физическом моделировании, теории планирования эксперимента и позволяющих решать ряд принципиальных научно-технических проблем электротехники.

К ним, в частности, относятся вопросы совершенствования существующих способов передачи электроэнергии и разработка новых. В круг этих вопросов входят:

1) исследования процессов, протекающих в линии электропередачи и преобразовательных устройствах;

2) разработка и совершенствование управляемых элементов коммутационной аппаратуры;

3) создание полупроводниковых преобразователей, способных эффективно работать в сочетании с электромеханическими устройствами;

4) изучение возможности использования гиперпроводников и сверхпроводников в линиях электропередачи и т.д.

Большое практическое значение имеет разработка способов оптимального управления сложными электроэнергетическими системами и повышения их надежности. Решение этих задач, как известно, основывается на использовании методов моделирования и теории вероятности. Необходимое условие для повышения устойчивости и надежности работы электроэнергетических систем, как указывалось выше, – создание мощных симметрирующих устройств, статических регуляторов и другой аппаратуры, обеспечивающей оптимальные режимы работы систем [2, 3].

1.3. Развитие электрификации (начальные этапы)

Считается, что электрификация ведет отсчет времени с 1891 г., когда состоялось испытание трехфазной системы на Международной электротехнической выставке в г. Франкфурт-на-Майне (Германия). В августе 1891 г. на выставке впервые зажглись 1000 ламп накаливания, питаемых током от Лауфенской ГЭС, расположенной на расстоянии 170 км от выставки. Трехпроводная линия напряжением 15 кВ была выполнена на деревянных опорах со средним пролетом 60 м. Медный провод диаметром 4 мм крепился на штыревых фарфорово-масляных изоляторах. Передаваемая мощность передачи – около 200 кВт.

В России в 1879 г. в Петербурге была построена ТЭС для освещения Литейного моста, несколько годами позже в Москве – для освещения Лубянского пассажа. Одна из первых ТЭС общего пользования была построена Т.А. Эдисоном в 1882 г. в Нью-Йорке.

Мощность электростанций в России в 1900 г. составляла 80 МВт, а в 1913 г. – 1141 МВт; они производили 2 млрд кВт·ч электроэнергии. Мировое производство электроэнергии в 1900 г. достигло 15 млрд кВт·ч, а к началу первой мировой войны ~ 50–55 млрд кВт·ч. В 1913 г. Россия занимала 8-е место в мире по выработке электроэнергии. Электростанции принадлежали главным образом иностранному капиталу. Крупнейшее

акционерное «Общество электрического освещения 1886» контролировалось немецкой фирмой «Сименс и Гальске», строившей ТЭС в Петербурге, Москве, Баку, Лодзи и других городах.

На первых этапах развития в мировом электробалансе преимущественное положение занимала электроосветительная нагрузка. Например, в 1894 г. в Германии около 90 % всей электроэнергии расходовалось на нужды электроосвещения. Постепенно электрический привод стал вытеснять электроосветительные нагрузки и вскоре он стал основой массового потребления электроэнергии в мировой практике.

В Америке первая трехфазная установка была сооружена в конце 1893 г. в Калифорнии. ГЭС располагала двумя генераторами мощностью на 250 кВт. От электростанции провели две линии генераторного напряжения (2500 В). Первая из них, длиной 12 км, поставляла энергию в осветительных целях, а вторая, длиной 7,5 км, предназначалась для питания трехфазного двигателя мощностью 159 кВт. Трехфазная техника позволяла строить крупные электростанции на месте добычи топлива, на водопаде или на подходящей реке, а вырабатываемую энергию транспортировать по линиям электропередачи в промышленные районы и города. Такие электростанции стали называть районными. Первой районной электростанцией считают Ниагарскую ГЭС.

Здесь уместным будет напомнить, что еще в 1874 г. русский инженер Ф.А. Пироцкий пришел к выводу об экономической целесообразности производства электрической энергии в тех местах, где она может быть получена с малыми затратами благодаря наличию топлива или гидравлической энергии, и передачи ее по линии к более или менее отдаленному месту потребления.

До появления районных электростанций электрических систем практически не было. Электростанции работали изолированно, каждая имела свою нагрузку. Первое известное объединение двух трехфазных электростанций было осуществлено в 1892 г. в Швейцарии. Две небольшие электростанции в г. Гледфельден (120 кВт·А) и г. Гохфельден (360 кВт·А) соединялись двухкилометровой линией напряжением 5 кВ и питали распределительную сеть завода фирмы «Эрликон» по линии передачи протяженностью 24 км при напряжении 13 кВ. Возбуждение генераторов первой станции регулировалось со щита управления второй.

В России первым предприятием с трехфазным электроснабжением был Новороссийский элеватор. Он представлял собой грандиозное сооружение, и задача распределения энергии по его этажам и различным зданиям могла быть решена наилучшим образом только с помощью электричества. Строитель элеватора инженер А.Н. Щенснович решил

применить только что ставшую известной трехфазную систему. Летом 1892 г. швейцарскому заводу фирмы «Броун-Бовверн» были заказаны чертежи трехфазных машин. В следующем 1893 г. элеватор был электрифицирован. На электростанции, построенной рядом с элеватором, были установлены четыре синхронных генератора мощностью 300 кВт·А каждый, т.е. общая мощность электростанции составляла 1200 кВт·А. Фактически это была в то время самая крупная в мире трехфазная электростанция. В помещениях элеватора работали трехфазные двигатели мощностью 3,5–15 кВт, часть энергии использовалась для освещения.

Первая промышленная ГЭС в России мощностью около 0,3 МВт (два генератора мощностью 120 и 175 кВт) была построена в 1896 г. под руководством русских инженеров В.Н. Чикалева и Р.Э. Классоно на р. Охта (приток р. Нева) в Петербурге. Передача и распределение энергии осуществлялись с помощью трехфазных цепей. Наибольшая длина линии передачи составляла 2,66 км. Нагрузку составляли девять электродвигателей различной мощности.

Одной из первых в России электропередачей значительной протяженности была установка на Павловском прииске Ленского золотопромышленного района в Сибири. Электростанция была построена в 1896 г. на р. Ныгра. Здесь были установлены трехфазный генератор (98 кВт, 600 об/мин, 140 В) и трансформатор соответствующей мощности, повышающий напряжение до 10 кВ. Электроэнергия передавалась на прииск, удаленный от станции на 21 км. На прииске для привода водоотливных устройств использовались трехфазные асинхронные двигатели мощностью 6,5–25 л.с. (напряжение 260 В). Так постепенно расширялось в России строительство трехфазных электростанций [4].

Контрольные вопросы

1. Кратко изложите понятия о терминах «энергетика», «энергетическая система» и «электрическая система».
2. Приведите примеры сходства и подобия между электрическими и магнитными явлениями.
3. Какое открытие содержала работа датского физика Эрстеда, опубликованная в 1820 г.?
4. В чем заключается закон Ленца, сформулированный им в 1832 г. (правило Ленца)?
5. Чем характеризуется начальный период развития электродвигателей постоянного тока (1821–1834)?

6. В каком году был сформулирован один из основных законов электростатики (закон Кулона) и какую роль в этом сыграл прибор – крутильные весы Кулона?

7. Когда и где опубликовал Ампер свою электродинамическую теорию? В чем заключается ее смысл?

8. Когда физик Ом опубликовал закон электрической цепи, названный его именем? Как он записывается при наличии ЭДС в цепи?

9. Назовите этапы исследований и создания Доливо-Добровольским и другими учеными-изобретателями изделий в области электротехники (генераторы, двигатели, трансформаторы).

2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА СССР В ГОДЫ ПЕРВЫХ ПЯТИЛЕТОК ВПЛОТЬ ДО 1990 Г.

2.1. План ГОЭЛРО

В разд. 1 пособия отмечалось, что в первые годы развития электроэнергетики России и затем СССР все электростанции работали отдельно. Даже электростанции, расположенные в крупных городах (Москва, Петербург), работали на собственные, не связанные между собой, электрические сети, нередко выполненные на различные системы тока – постоянный, однофазный переменный, трехфазный переменный, при различных частотах (40; 42,5; 50 Гц) и различных напряжениях.

В 1913 г. в России было всего 109 км воздушных электрических сетей напряжением выше 10 кВ.

В 1912 г. в 70 км от Москвы на торфяных болотах было начато строительство первой районной электростанции «Электропередача»; была также построена линия электропередачи напряжением 70 кВ длиной около 70 км до Измайловской подстанции.

Развитие электрических сетей, разрушенных в годы гражданской войны, началось примерно с 1920 г. в соответствии с планом ГОЭЛРО.

В 2010 г. исполнилось 90 лет со дня принятия плана ГОЭЛРО, первого единого государственного перспективного плана развития народного хозяйства Советской республики на основе электрификации страны, разработанного в 1920 г. по заданию и под руководством В.И. Ленина Госкомиссией по электрификации России, образованной Президиумом ВСНХ 21 февраля 1920 г. в соответствии с резолюцией сессии ВЦИК от 3 февраля 1920 г. о разработке плана электрификации.

К работам комиссии было привлечено свыше 200 деятелей науки и техники. Среди них И.Г. Александров, Г.О. Графтоко, А.Г. Коган, К.А. Круг, Б.И. Угримов, М.А. Шателен и др. Возглавлял комиссию Г.М. Кржижановский – председатель Главэлектро ВСНХ. В.И. Ленин лично направлял работу комиссии, определял принципиальные положения плана.

К концу 1920 г. комиссия подготовила «План электрификации РСФСР» – том в 650 страниц текста с картами и схемами электрификации районов. В докладе на 8-м Всероссийском съезде Советов в декабре 1920 г. В.И. Ленин, назвав план ГОЭЛРО второй программой партии, выдвинул формулу «Коммунизм – это есть Советская власть плюс электрификация всей страны». 8-й съезд единодушно одобрил план ГОЭЛРО.

После обсуждения на 8-м электротехническом съезде (октябрь 1921 г.) технико-экономических вопросов план был утвержден СНК 21 декабря 1921 г.

План ГОЭЛРО, рассчитанный на 10–15 лет, заложил ленинские идеи электрификации всей страны и создания крупной индустрии. В области электроэнергетического хозяйства план состоял из программы «А», рассчитанной на восстановление и реконструкцию довоенной электроэнергетики, и программы «Б», предусматривавшей строительство 30 районных электрических станций (20 тепловых и 10 ГЭС).

Общая мощность 30 районных электростанций составляла 1750 тыс. кВт. Предусматривалось сооружение мощных районных тепловых электростанций: Штеровской, Каширской, Кизеловской, Горьковской, Шатурской, Челябинской и др. Топливной базой тепловых электростанций должны были служить местные виды топлива (торф, подмосковный и уральский уголь, отсеvy донецких углей, сланцы). Электростанции намечалось оборудовать крупными для того времени котлами и турбинами.

Одной из основных идей плана являлось широкое использование огромных гидроэнергоресурсов страны. Намечалось сооружение Волховской ГЭС, Днепровской ГЭС, двух ГЭС на реке Свирь и др.

Темпы роста мощности электростанций должны были значительно опережать темпы роста промышленного производства. Намечено было довести суммарную годовую выработку электроэнергии до 8,8 млрд кВт·ч против 1,9 млрд кВт·ч, которые вырабатывались в России в 1913 г.

Предусматривались коренная реконструкция на базе электрификации всех отраслей народного хозяйства страны и преимущественный рост тяжелой промышленности, рациональное размещение промышленности по территории всей страны. План был разработан по восьми основным экономическим районам (Северному, Центральному промышленному, Южному, Приволжскому, Уральскому, Западно-Сибирскому, Кавказскому и Туркестанскому) с учетом их природных, сырьевых, энергетических и специфических национальных условий.

Промышленная продукция должна была возрасти за 10–15 лет на 80–100 % по сравнению с дореволюционным уровнем. Намечалось довести добычу угля до 62,3 млн т в год против 29,2 млн т в 1913 г., нефти 11,8–16,4 млн т против 10,3 млн т, торфа 16,4 млн т против 1,7 млн т, железной руды 19,6 млн т против 9,2 млн т, выплавку чугуна 8,2 млн т против 4,2 млн т.

Наряду с всесторонней реконструкцией транспорта было предусмотрено электрифицировать важнейшие железнодорожные магистрали и развернуть большое строительство новых железных дорог. Намечены большие работы по механизации сельского хозяйства, внедрению агрохимии, прогрессивных систем земледелия, развитию ирригации и мелиорации.

План предусматривал быстрый рост производительности труда на основе электрификации и механизации производственных процессов и изменений условий труда.

Осуществление плана ГОЭЛРО началось в трудных условиях Гражданской войны и хозяйственной разрухи. Ценой больших усилий велось строительство первенцев энергетики – Шатурской и Каширской ГРЭС и Волховской ГЭС.

План ГОЭЛРО был выполнен по основным показателям уже к минимальному сроку, на который он был рассчитан (1931). Годовое производство электроэнергии в СССР достигло 10,7 млрд кВт·ч, установленная мощность районных электростанций – 2105 тыс. кВт.

К 1935 г. план ГОЭЛРО был значительно перевыполнен по всем основным показателям. Мощность районных электростанций составила 4,34 млн кВт в 1935 г., в 2,5 раза больше, чем по плану ГОЭЛРО, а общий объем промышленности увеличился против 1913 г. в 5,7 раза вместо 1,8–2 раз по плану. План ГОЭЛРО был перевыполнен по добыче угля, нефти, торфа, железной и марганцевой руды, производству чугуна и стали.

В 1922 г. введены в строй Каширская ГРЭС и «Уткина заводь» (впоследствии 5-я ГРЭС Ленэнерго); в 1924 г. – Кизеловская ГРЭС на Урале, в 1925 г. – Горьковская и Шатурская ГРЭС, в конце 1927 г. состоялась торжественная закладка Днепровской ГЭС.

2.2. Электрификация СССР по годам пятилеток

Напомним, что, начиная с 4-го квартала 1928 г., развитие народного хозяйства СССР осуществлялось вплоть до 1990 г. на основе пятилетних планов. Каждая пятилетка являлась вехой в социальном, экономическом и техническом развитии страны. За указанный период было разработано 12 многолетних (5- и 7-летних) планов развития народного хозяйства страны, в том числе по годам: первый пятилетний план (1929–1932 гг.), второй пятилетний план (1933–1937 гг.), третий пятилетний план (1938–1942 гг.). После окончания Великой Отечественной войны был разработан очередной четвертый пятилетний план (1946–1950 гг.) и далее – пятый пятилетний план (1951–1955 гг.), шестой пятилетний план (1956–1960 гг.).

Необходимость решения ряда важных народно-хозяйственных проблем, выходящих за рамки пятилетнего плана, потребовали изменения заданий на последние 2 года 6-й пятилетки и разработки семилетнего плана (1959–1965 гг.); далее по годам: восьмой пятилетний план (1966–1970 гг.), девятый пятилетний план (1971–1975 гг.), десятый пятилетний план (1976–1980 гг.), одиннадцатый пятилетний план (1981–1985 гг.) и двенадцатый пятилетний план (1986–1990 гг.).

Первый пятилетний план явился логическим продолжением и развитием идей долгосрочного плана ГОЭЛРО, в годы предвоенных пятилеток до 1940 г. были созданы крупные энергосистемы на территории Украины, Белоруссии, Северо-Запада и др.

В начале Великой Отечественной войны 1941–1945 гг. оборудование многих электростанций было эвакуировано в тыловые районы, где в короткие сроки вводились в эксплуатацию новые энергетические мощности.

За 1942–1944 гг. было введено 3,4 ГВт, главным образом на Урале, в Сибири, Казахстане и Средней Азии.

За годы войны была разрушена 61 крупная электростанция общей мощностью около 5 ГВт, было вывезено в Германию 14 тыс. котлов, 1,4 тыс. турбин и свыше 11 тыс. электродвигателей.

В послевоенные годы электрификация страны развивалась достаточно быстрыми темпами и к 1947 г. СССР вышел на второе место в мире (после США) по производству электроэнергии, а в 1975 г. производил электроэнергии больше, чем ФРГ, Великобритания, Франция, Италия, Швеция и Австрия вместе взятые.

Увеличился среднегодовой прирост производства электроэнергии. Если в 1966–1970 гг. он составлял в среднем за год 46,9 млрд кВт·ч, то в 1971–1977 гг. – 58,4 млрд кВт·ч. Установленная мощность электростанций за 1966–1977 гг. выросла почти в 2 раза, а доля СССР в мировом производстве электроэнергии в 1977 г. увеличилась до 16 % против 9,2 % в 1950 г.

Хотя за последние 70 лет доля ТЭС в общем производстве электроэнергии плавно сокращалась, все же они составляли основу электрификации страны.

Данные о динамике производства электроэнергии в СССР за период с 1921 г. по 1989 г. показаны в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Производство электроэнергии и мощность электростанций в СССР

Годы	Производство электроэнергии, млрд кВт·ч			Установленная мощность, ГВт	
	всего	в том числе на ТЭС	%	всего	в том числе на ТЭС
1921	0,5	0,5	100,0	1,2	1,2
1930	8,4	7,8	92,0	2,9	2,7
1940	48,6	43,2	88,8	11,2	8,6
1950	91,2	78,5	86,0	19,6	16,4
1960	292,3	241,4	82,5	66,7	51,9
1970	740,9	616,5	83,2	166,2	134,5
1977	1150,0	968,2	84,2	237,8	185,5
1982	1211,0	1001,0	82,7	—	—
1987	1478,0	1108,0	75,0	—	—
1988	1512,0	1113,0	73,6	—	—
1989	1528,0	1135,0	74,2	—	—

2.2.1. Тепловые электростанции

Для ТЭС характерна высокая степень концентрации генерирующих мощностей. Крупнейшие государственные районные электростанции (ГРЭС) в стране – Запорожская и Угледорская мощностью 3,6 ГВт каждая. Уже в 1977 г. эксплуатировались 51 ТЭС мощностью свыше 1 ГВт каждая, в работе было 137 энергоблоков мощностью по 300 МВт, головные энергоблоки по 800 МВт на Славянской, Запорожской и Угледорской ГРЭС, сооружался блок мощностью 1200 МВт на Костромской ГРЭС. Станции, отпускающие помимо электрической энергии, также и тепловую, получаемую от отработавшего в турбине пара, как известно, получили название теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). В крупных городах чаще всего строятся ТЭЦ, а в районах с дешевым топливом – конденсационные электростанции (КЭС). Фактически ГРЭС – это крупные КЭС.

Теплота с сетевой водой, нагретой в бойлерах ТЭЦ до 150–170 °С, по магистральным теплопроводам подается в жилые массивы и далее либо непосредственно, либо через промежуточные теплообменники направляется на отопление и горячее водоснабжение.

Комбинированное производство энергии двух видов способствует более экономному использованию топлива по сравнению с отдельной выработкой электроэнергии на КЭС (ГРЭС) и тепловой энергии на местных котельных установках.

На ГРЭС и ТЭЦ большой мощности превращение теплоты в работу производится в циклах, использующих в качестве основного рабочего тела водяной пар высоких давлений и температур. Водяной пар производится парогенераторами – котлами, в топках которых сжигается топливо – уголь, мазут, газ и др. Термодинамический цикл преобразования теплоты в работу с помощью водяного пара был предложен в середине XIX века инженером и физиком У.Д. Ренкином (рис. 2.1).

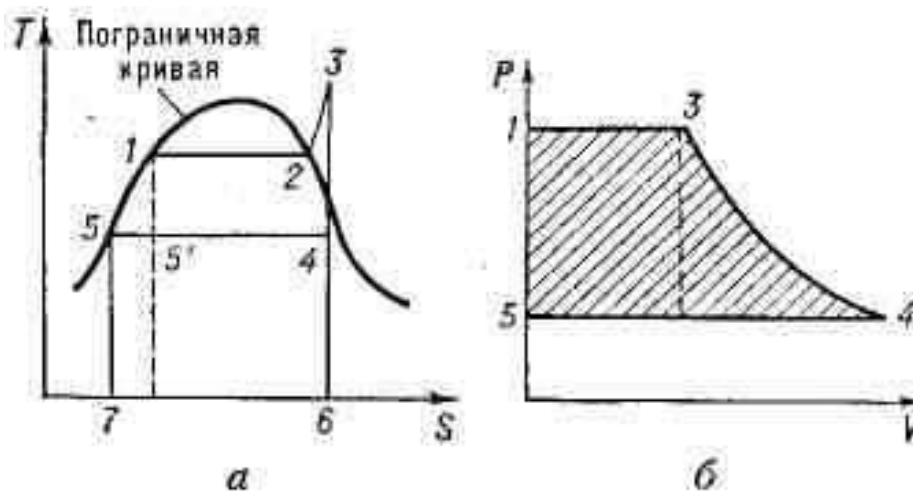


Рис. 2.1. Цикл Ренкина в координатах:

a – температура T , энтропия S ; b – давление P , объем V ; 1–2 – испарение рабочего тела при подводе теплоты; 2–3 – перегрев пара; 3–4 – адиабатическое расширение пара; 4–5 – конденсация пара; 5–1 – подогрев воды

Цикл Ренкина осуществляется следующим образом: в паровом котле происходит испарение рабочего тела (воды); в пароперегревателе – перегрев пара при постоянном давлении; в паровой турбине пар адиабатически расширяется, совершая работу; в конденсаторе – конденсируется при постоянном давлении; конденсат подается насосом в экономайзер, где он подогревается, а затем в котел, где испаряется. Работа 1 кг пара, совершаемая в цикле на диаграмме состояния, характеризуется площадью 1–2–3–4–5 (см. рис. 2.1, a); КПД цикла Ренкина равен отношению этой работы ко всему количеству теплоты, подведенному к 1 кг пара (площадь 1–2–3–4–6–7–5). КПД цикла Ренкина с насыщенным паром составляет 0,29–0,36, а с перегретым паром – 0,34–0,46.

Принципиальная технологическая схема ТЭС, работающей по циклу Ренкина, приведена на рис. 2.2.

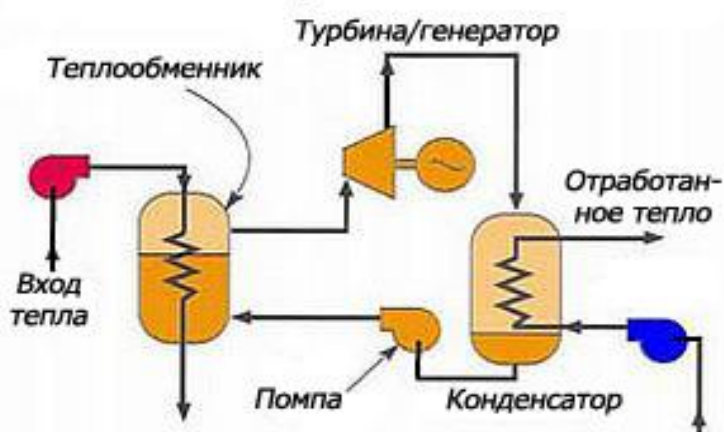


Рис. 2.2. Технологическая схема ТЭС, работающей по циклу Ренкина

В парогенераторе происходит сжигание топлива, за счет получаемой теплоты вода нагревается и испаряется. Этому процессу на диаграмме цикла Ренкина соответствует участок 1–3 на рис. 2.1, б увеличения объема при постоянном давлении. Пар, получаемый в парогенераторе, направляется в турбину, где происходит его расширение и превращение внутренней энергии пара в механическую, т.е. в турбине совершается полезная работа. Процесс (рис. 2.1, б) происходит по адиабате 3–4.

Далее отработанный в турбине пар конденсируется и из конденсатора охлаждающей водой отводится теплота. Конденсации пара соответствует участок 4–5. Конденсат питательным насосом подается в парогенератор, что сопровождается возрастанием давления воды при постоянном объеме, так как вода несжимаема. Этому процессу соответствует участок 5–1.

Основным «сырьем» для работы станции является органическое топливо, содержащее запас химической энергии, измеряемый теплотой сгорания $Q_{\text{сг}}$. Топливо подается в котел и для его сжигания сюда же подается окислитель – воздух, содержащий кислород. Для полного сжигания 1 кг топлива требуется 10–15 кг воздуха.

В результате химической реакции сгорания, при которой углерод С топлива превращается в оксиды CO_2 и CO , водород H_2 – в пары воды H_2O , сера S – в оксиды SO_2 и SO_3 и т.д., образуются продукты сгорания топлива – смесь различных газов высокой температуры.

К сожалению, не всю тепловую энергию, высвободившуюся в результате сгорания топлива, по техническим и экономическим причинам удастся передать воде. Основная потеря тепла на ТЭС возникает

из-за передачи теплоты конденсации охлаждающей воде, которая затем отдает ее окружающей среде. С теплом охлаждающей воды теряется более 50 % тепла, поступающего на ТЭС с топливом. Часть тепловой энергии топлива потребляется внутри ТЭС либо в виде тепла (например, на разогрев мазута, поступающего в цистернах), либо в виде электроэнергии (например, на привод электродвигателей насосов различного назначения), т.е. для собственных нужд.

КПД для ТЭС близок к 40 %, а в случае учета обоих видов энергии – электрической и тепловой – он достигает 60–70 %.

Любая ТЭС включает в себя четыре обязательных элемента:

- энергетический котел, в который подводится питательная вода под большим давлением, топливо и атмосферный воздух. В топке химическая энергия топлива превращается в тепловую и лучистую энергию. Сгорающее топливо является мощным источником теплоты, которая передается питательной воде, которая испаряется. Пар с температурой 540 °С и давлением 13–24 МПа (атмосферное давление находится на уровне 100 кПа) подается в паровую турбину;

- турбоагрегат, состоящий из паровой турбины, электрогенератора и возбuditеля. Паровая турбина, в которой пар расширяется до очень низкого давления (примерно в 20 раз меньше атмосферного), преобразует потенциальную энергию сжатого и нагретого до высокой температуры пара в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Турбина приводит во вращение вал электрогенератора, преобразующего кинетическую энергию вращения ротора в электрический ток. Электрогенератор состоит из статора, в электрических обмотках которого генерируется ток, и ротора, представляющего собой вращающийся электромагнит, питание которого осуществляется от возбuditеля;

- конденсатор, который служит для конденсации пара, поступающего из турбины, и создания глубокого разрежения. Это позволяет очень существенно сократить затрату энергии на последующее сжатие образовавшейся воды и одновременно увеличить работоспособность пара, т.е. получить большую мощность от пара, выработанного котлом;

- питательный насос для подачи питательной воды в котел и создания высокого давления перед турбиной.

Необходимый для сгорания воздух, предварительно нагретый уходящими из котлоагрегата газами в рекуперативном воздухоподогревателе, подается в топку дутьевым вентилятором.

Продукты сгорания отдают свою теплоту также воде и водяному пару в различных элементах котлоагрегата и с температурой 130–150 °С через золоуловитель поступают в дымосос, который выбрасывает их

в дымовую трубу. Перегретый водяной пар направляется в турбину. Паровая турбина чаще всего выполняется в двух или трех корпусах. Пар, поступающий из первого корпуса турбины во второй, иногда вновь направляется в парогенератор для промежуточного перегрева в пароперегревателе.

Охлаждающая вода подается в конденсатор из естественных или искусственных водоемов и, нагревшись в конденсаторе на несколько градусов, сбрасывается в этот же водоем. При отсутствии достаточно больших водоемов охлаждающая вода циркулирует в замкнутом контуре, отдавая теплоту воздуху в испарительных охладителях башенного типа – градирнях.

Наиболее мощные ТЭС расположены, как правило, в местах добычи топлива. Например, крупными являются ГРЭС на углях Канско-Ачинского бассейна, Назаровская, Березовская ГРЭС-1 и ГРЭС-2, Сургутская ГРЭС-2, Уренгойская ГРЭС (газ).

По виду энергии, получаемой от паровой турбины, их делят на конденсационные и теплофикационные.

В конденсационных турбинах (типа К) пар из последней ступени отводится в конденсатор и они не имеют регулируемых отборов пара. Главное назначение этих турбин – обеспечить производство электроэнергии, поэтому они являются основными агрегатами мощных ТЭС и АЭС. Мощность самых крупных конденсационных турбоагрегатов достигает 1000–1500 МВт.

Теплофикационные турбины имеют один или несколько регулируемых отборов пара, в которых поддерживается заданное давление. Они предназначены для выработки тепловой и электрической энергии, и мощность самой крупной из них составляет 250 МВт. Теплофикационная турбина может выполняться с конденсацией пара (турбины типа Т) для нагрева сетевой воды, для обогрева зданий, предприятий и т.д. или с производственным отбором пара (турбины типа П) для технологических нужд промышленных предприятий.

В СССР и в России наибольшая установленная мощность приходилась на энергоблоки с паровыми турбинами типа К-300-23,5 (около 20 %), Т-100-12,8, К-200-12,8, ПТ-60-12,8 и др.

Анализ показал также, что по состоянию на конец прошлого столетия около 40 % действующего генерирующего оборудования введено до 1970 г., а около 30 % эксплуатируется с 1970–1980 гг.

Долгие годы расчетный ресурс паровых турбин составлял 100 тыс. ч, сейчас – 200 тыс. ч [10]. Напомним, что в календарном году 8760 ч.

Значительная доля оборудования ТЭС и электрических сетей в энергетике России, отслужившего свой расчетный срок службы, – это главная проблема энергетики страны.

На отечественных ТЭС начинают использовать газотурбинные установки (ГТУ). В качестве рабочего тела в них используется смесь продуктов сгорания топлива с воздухом или нагретый воздух при большом давлении и высокой температуре (950–1250 °С). В ГТУ преобразуется теплота газов в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Суммарная установленная мощность ГТУ в России составляет всего лишь 1394 МВт, а выработка 1,462 млрд кВт·ч.

В настоящее время в России серийно может изготавливаться ГТУ серии ГТЭ-150 производства ЛМЗ мощностью 161 МВт, которая является улучшенным вариантом установки ГТЭ-110 мощностью 110 МВт, работающей на природном газе. Экономичность работы газовых турбин примерно такая же, как и двигателей внутреннего сгорания, а при высоких температурах рабочего газа экономичность ГТУ выше. Авиационные двигатели, отработавшие свой срок на самолетах, применяются в стационарных установках для снятия пиков нагрузки.

Работа ГТУ осуществляется следующим образом. Жидкое или газообразное топливо подается с помощью топливного насоса ТН или газового компрессора ГК в камеру сгорания КС. Туда же подается воздух, предварительно подогретый в регенеративном подогревателе Р за счет тепла отработавших продуктов сгорания. Образовавшиеся при горении топлива газы (продукты сгорания) поступают из камеры сгорания в газовую турбину ГТ. Турбина вращает электрический генератор и воздушный компрессор ВК, необходимый для подачи под давлением воздуха в камеру сгорания. Сжатый в компрессоре воздух перед подачей в камеру сгорания подогревается в регенераторе отработанными в турбине горючими газами, что позволяет повысить эффективность сжигания топлива в камере сгорания. Принципиальная схема ГТУ приведена на рис. 2.3.

Известны также парогазовые установки (ПГУ) по производству электроэнергии. В установке подобного типа парогазовый цикл содержит газотурбинную ступень в области высоких температур и паротурбинную в области низких. Такое совмещение циклов позволяет на 8–10 % повысить экономичность работы установки и снизить ее стоимость на 25 %.

После пуска в 1954 г. первой атомной электростанции (АЭС) в г. Обнинске ядерная энергетика превратилась в одно из наиболее перспективных направлений электрификации.

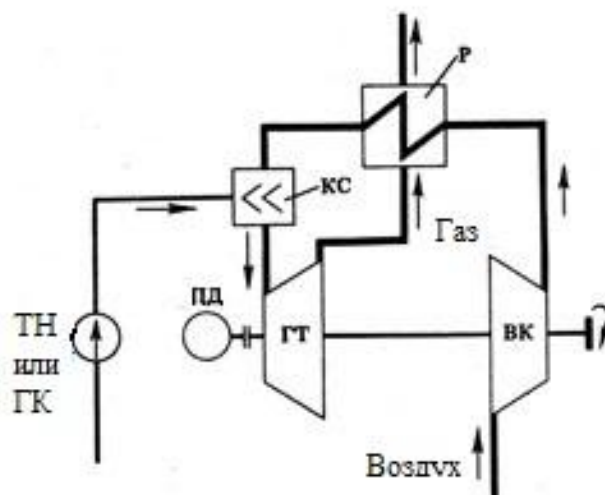


Рис. 2.3. Принципиальная схема газотурбинной установки с $p = \text{const}$ и с регенерацией тепла: Р – регенератор; ВК – воздушный компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; ПД – пусковой двигатель; ТН – топливный насос; ГК – газовый компрессор

В 1958 г. была введена в эксплуатацию первая очередь Сибирской АЭС мощностью 100 МВт при полной проектной мощности 600 МВт. В том же году развернулось строительство Белоярской АЭС.

В сентябре 1964 г. был пущен первый блок Нововоронежской АЭС мощностью 210 МВт при общей проектной мощности 880 МВт, задействованной через 4 года.

В ноябре 1965 г. в г. Мелекесе Ульяновской области вступила в строй АЭС с водо-водяным реактором «кипящего» типа мощностью 50 МВт; реактор собран по одноконтурной схеме, облегчающей компоновку станции.

В 1975 г. АЭС произвели 22 млрд кВт·ч энергии (свыше 2 % общей выработки).

Крупнейшая в СССР мощностью 4000 МВт Ленинградская АЭС была задействована в 1977 г. На АЭС установлены 4 уран-графитовых энергоблока мощностью 1 ГВт каждый.

В 1976 г. введен в действие первый реактор такого же типа на Курской АЭС, в 1977 г. – на Чернобыльской АЭС.

Работают реакторы водо-водяного типа мощностью 440 МВт на Кольской и Армянской АЭС.

В 1973 г. был пущен реактор на быстрых нейтронах мощностью 350 МВт на Шевченковской АЭС, которая, кроме производства электроэнергии, осуществляет также опреснение морской воды. Введена в строй теплофикационная Белибеньская АЭС в Магаданской области.

Строится также ряд крупных АЭС с реакторами мощностью 1 ГВт (Калининская, Смоленская, Южно-Украинская, Ровенская и др.), которые были задействованы в течение одиннадцатой пятилетки.

Генератором энергии на АЭС является атомный реактор. Тепло, которое выделяется в реакторе в результате цепной реакции деления ядер некоторых тяжелых элементов, затем так же, как и на обычных ТЭС, преобразуется в электроэнергию. Но в отличие от ТЭС, работающих на органическом топливе, АЭС работает на ядерном горючем, в основном это уран 233, уран 235 и плутоний 239. При делении 1 г изотопов урана или плутония высвобождается 22500 кВт·ч, что эквивалентно энергии, содержащейся в 2800 кг условного топлива. Установлено, что мировые запасы ядерного горючего существенно превышают энергоресурсы природных запасов органического топлива, что открывает широкие перспективы для удовлетворения быстро растущих потребностей в топливе.

Наиболее часто на АЭС применяются 4 типа реакторов на тепловых нейтронах:

- 1) водо-водяные с обычной водой в качестве замедлителя и теплоносителя;
- 2) графитоводные с водяным теплоносителем и графитовым замедлителем;
- 3) тяжеловодные с водяным теплоносителем и тяжелой водой в качестве замедлителя;
- 4) графитогазовые с газовым теплоносителем и графитовым замедлителем.

Выбор применяемого типа реактора определяется главным образом накопленным опытом в реакторостроении, а также наличием необходимого промышленного оборудования, сырьевых запасов и т.д.

В СССР строят главным образом графитоводные и водо-водяные реакторы, соответственно типов РБМК и ВВЭР.

На АЭС США наибольшее распространение получили водо-водяные реакторы. Графитогазовые реакторы применяются в Англии. В атомной энергетике Канады преобладают АЭС с тяжеловодными реакторами. За рубежом первая АЭС, как известно, была введена в эксплуатацию в 1956 г. в Колдер-Холле (Англия). Через год вступила в строй АЭС мощностью 60 МВт в Шиппингпорте (США).

В зависимости от вида и агрегатного состояния теплоносителя создается тот или иной тип термодинамического цикла АЭС. Выбор

верхней температурной границы термодинамического цикла определяется максимально допустимой температурой оболочек тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ), содержащих ядерное горючее, допустимой температурой собственно ядерного горючего, а также свойствами теплоносителя, принятого для данного типа реактора.

На АЭС, тепловой реактор которой охлаждается водой, обычно пользуются низкотемпературными паровыми циклами. Реакторы с газовым теплоносителем позволяют применять относительно более экономичные циклы водяного пара с повышенными начальными давлением и температурой. Тепловая схема АЭС в этих двух случаях выполняется двухконтурной: в первом контуре циркулирует теплоноситель, второй контур – пароводяной. При реакторах с кипящим водяным или высокотемпературным газовым теплоносителем возможна одноконтурная тепловая АЭС.

В кипящих реакторах вода кипит в активной зоне, полученная пароводяная смесь сепарируется, и насыщенный пар направляется или непосредственно в турбину, или предварительно возвращается в активную зону для перегрева. В высокотемпературных графитогазовых реакторах возможно применение обычного газотурбинного цикла. Реактор в этом случае выполняет роль камеры сгорания.

При работе реактора концентрация делящихся изотопов в ядерном топливе постепенно уменьшается, т.е. ТВЭЛы выгорают, поэтому со временем их заменяют свежими. Ядерное горючее перегружают с помощью механизмов и приспособлений с дистанционным управлением. Отработавшие ТВЭЛы переносят в бассейн выдержки, а затем направляют на переработку.

Ядерный реактор – главный и очень специфичный элемент АЭС. Практически вся паровая атомная энергетика базируется на корпусных реакторах и их главной особенностью является использование для размещения активной зоны толстостенного цилиндрического корпуса. В корпусных реакторах вода является и теплоносителем и замедлителем.

На рис. 2.4 в качестве примера представлена двухконтурная схема АЭС для электростанций с реакторами ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор).

Видно, что эта схема близка к схеме КЭС, однако вместо парогенератора на органическом топливе здесь используется ядерная установка.

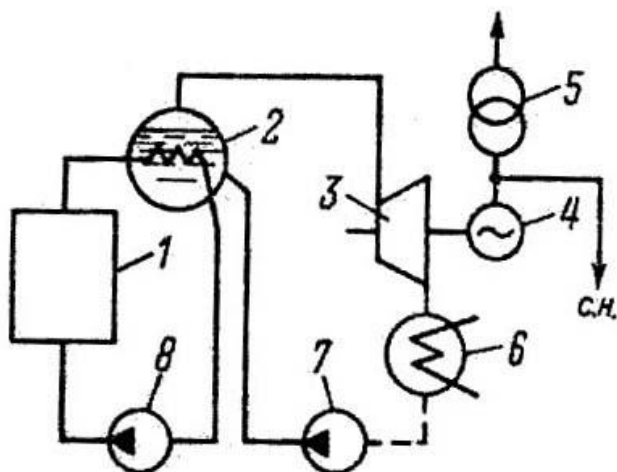


Рис. 2.4. Принципиальная технологическая схема АЭС с реактором типа ВВЭР:
 1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – турбина; 4 – генератор; 5 – трансформатор;
 6 – конденсатор турбины; 7 – конденсационный (питательный) насос;
 8 – главный циркуляционный насос; с.н. – электроэнергия на собственные нужды

Альтернативой корпусным реакторам являются каналные реакторы, которые строили только в СССР под названием РБМК – реактор большой мощности канальный. Такой реактор представляет собой графитовую кладку с многочисленными каналами, в каждый из которых вставляется как бы небольшой кипящий реактор малого диаметра. Замедлителем в таком реакторе служит графит, а теплоносителем – вода.

Для предохранения персонала АЭС от радиационного облучения реактор окружают биологической защитой, основным материалом для которой служат бетон, вода, серпентиновый песок. Предусматривается система контроля мест возможной утечки теплоносителя, принимают меры, чтобы появление неплотностей и разрывов контура не приводило к радиоактивным выбросам и загрязнению помещений АЭС и окружающей местности.

При авариях в системе охлаждения реактора и для исключения перегрева и нарушения герметичности оболочек ТВЭЛов предусматривают быстрое глушение ядерной реакции. Аварийная система расхолаживания имеет автономные источники питания.

Выше указывалось, что в СССР АЭС оснащались в основном двумя типами реакторов: ВВЭР и РБМК. Считается, что реакторы типа ВВЭР более безопасны в работе, так как они не имеют так называемых положительных обратных связей, т.е. в случае потери теплоносителя и потери охлаждения активной зоны цепная реакция горения ядерного топлива затухает, а не разгоняется, как в РБМК.

Все четыре энергоблока Чернобыльской АЭС были типа РБМК-1000. После аварии на Чернобыльской АЭС в ряде стран был принят мораторий на строительство новых АЭС. В России стали производиться только усовершенствованные высоконадежные реакторы типа ВВЭР. Мощность завода «Атоммаш» и Ижорского завода по выпуску энергоблоков типа ВВЭР до 10 единиц в год.

В 1970–1980 гг. было введено 7 млн кВт новых мощностей на АЭС и в последующее десятилетие планировалось ввести в эксплуатацию в бывшем СССР еще 28 млн кВт, однако в силу причин, отмеченных выше, введено было в 2 раза меньше.

В табл. 2.2 представлены основные характеристики реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-440.

Таблица 2.2

Основные характеристики реакторов ВВЭР

Показатель	Энергетический реактор	
	ВВЭР-1000	ВВЭР-440
Тепловая мощность, МВт	3000	1375
Энергетическая мощность энергоблока, МВт	1000	440
КПД энергоблока, %	33	31,5
Давление теплоносителя в первом корпусе, МПа	15,7	12,26
Температура воды на входе, °С	239	269
Средний подогрев воды в реакторе, °С	33,5	31
Расход воды через реактор, м ³ /ч	76000	39000
Количество циркуляционных петель, шт.	4	6
Загрузка топлива, т	66	42
Обогащение топлива, %	4,4	3,3
Корпус реактора (без крышки)		
Максимальный диаметр (с патрубками), мм	5280	4350
Внутренний диаметр, мм	4070	3560
Высота, мм	10850	11800
Масса, т	304	208,8

Главным преимуществом АЭС перед любыми другими электростанциями является их практическая независимость от источников топлива, т.е. удаленность от месторождений урана и радиохимических заводов.

Главный недостаток АЭС – возможные тяжелые последствия аварий в реакторном отделении с его разгерметизацией и выбросом радиоактивных веществ.

Из табл. 2.2 следует, что параметры энергоблоков АЭС существенно ниже, чем ТЭС: температура пара перед турбиной почти в 2 раза, а давление более чем в 3 раза меньше.

Это означает, что работоспособность 1 кг пара, протекающего через турбину АЭС, оказывается примерно вдвое меньше, чем через турбину ТЭС. Отсюда – большие расходы пара через турбоагрегаты АЭС по сравнению с турбоагрегатами ТЭС и соответственно значительные расходы охлаждающей воды [5–9].

2.2.2. Гидроэлектрические станции

Человек еще в глубокой древности обратил внимание на реки как на доступный источник энергии. Для использования этой энергии научились строить водяные колеса, которые вращала вода: этими колесами приводились в движение мельничные жернова и другие установки. До изобретения паровой машины водная энергия была основной силой на производстве.

В первой половине XIX века была изобретена гидротурбина, открывшая новые возможности перед гидроэнергетикой.

С изобретением электрических машин и способа передачи электроэнергии на значительные расстояния гидроэнергетика приобрела новое значение уже как направление электроэнергетики; началось освоение водной энергии путем преобразования ее в электрическую на гидроэлектрических станциях (ГЭС).

В России к 1913 г. насчитывалось около 50 тыс. гидросиловых установок общей мощностью почти 1 млн л.с.; из них около 17 тыс. были оборудованы гидротурбинами. Суммарная годовая выработка электроэнергии на всех ГЭС не превышала 35 млн кВт·ч при установленной мощности около 16 МВт (при мировой общей мощности действующих ГЭС около 12 тыс. МВт). После Октябрьской социалистической революции началось планомерное освоение гидроэнергетических ресурсов России.

13 июня 1918 г. СНК принял решение о строительстве Волховской ГЭС мощностью 58 МВт – первенца советской гидроэнергетики. Как указывалось выше, планом ГОЭЛРО предусматривалось сооружение 10 ГЭС общей установленной мощностью 640 МВт. В 1927 г. начато

строительство самой крупной для того времени гидростанции в Европе – Днепровской ГЭС мощностью 560 МВт; с ее пуском в 1932 г. СССР в строительстве гидростанций достиг уровня наиболее развитых стран мира.

В годы первых пятилеток (1929–1940 гг.) вступили в строй ГЭС – Земо-Авчальская, Днепровская, Нижнесвирская, Рионская и др.

К началу Великой Отечественной войны 1941–1945 гг. было введено в эксплуатацию 37 ГЭС общей мощностью более 1500 МВт.

Во время войны было приостановлено начатое строительство ряда ГЭС общей мощностью около 1000 МВт, а значительная часть ГЭС оказалась разрушенной или демонтированной. Началось сооружение новых станций на реках Урала (Широковская, Верхотурская, Алапаевская, Белоярская и др.), Средней Азии (Аккавакские, Фархадская, Саларская, Нижнебуэсуйские и др.), Северного Кавказа (Майкопская, Орджоникидзевская, Краснополянская), Азербайджана (Мингечаурская), Грузии (Читахевская) и Армении (Гюмушская).

К концу 1945 г. в Советском Союзе мощность всех ГЭС, вместе с восстановленными, достигла 1250 МВт, а годовая выработка электроэнергии – 4,8 млрд кВт·ч.

Здесь будет уместным указать, что по запасам гидроэнергии Советский Союз выгодно отличается от многих стран своим потенциалом. Гидроэнергетический потенциал крупных и средних рек в СССР равен 3338 млрд кВт·ч, в том числе на реках Европейской территории Союза и Кавказа – 588 млрд кВт·ч (или 17,6 %) и на территории Азиатского материка – 2750 млрд кВт·ч (или 82,4 %). В табл. 2.3 приведен экономический потенциал гидроэнергетических ресурсов различных стран мира по оценочным данным 1965–1967 гг.

Промышленное значение гидроэнергетических ресурсов достаточно велико: на протяжении многих лет ГЭС являлись единственно возможным источником электроэнергии для многих районов страны.

Во многих энергосистемах ГЭС составляют основу энергетики и несут почти всю основную нагрузку.

Так, например, в Кольской энергосистеме число часов использования мощности ГЭС составляет свыше 5000, а ТЭС – менее 2000 в год. В объединенной энергосистеме Центральной Сибири число часов использования мощности ГЭС и тепловых электростанций почти одинаково (4200 и 4600 в год). В единой энергосистеме Европейской части страны число часов использования мощности ГЭС около 3000.

Важной экономической особенностью гидроэнергетических ресурсов является их вечная возобновляемость, не требующая

в дальнейшем дополнительных капиталовложений. Электроэнергия, вырабатываемая на ГЭС, в среднем почти в 4 раза дешевле электроэнергии, получаемой от ТЭС. Поэтому использованию гидроэнергетических ресурсов придается особое значение при размещении электроемких производств. Отсутствие необходимости в топливе и более простая технология выработки электроэнергии приводят к тому, что затраты труда на единицу мощности на ГЭС почти в 10 раз меньше, чем на тепловых электростанциях с учетом добычи топлива и его транспортирования.

Таблица 2.3

Степень освоения гидроэнергетических ресурсов
в различных странах мира

Страна	Экономический потенциал гидроэнергоресурсов, млрд кВт·ч	Год оценки	Выработка электроэнергии на ГЭС, млрд кВт·ч	Степень использования экономического потенциала ресурсов, %
СССР	1095	1965	115,2	10,5
США	685	1966	253,3	37,0
Канада	218	1965	151,0	69,3
Япония	132	1967	79,8	60,5
Норвегия	152	1967	57,0	37,5
Франция	70	1966	52,0	75,5
Швеция	80	1966	41,8	52,5
Италия	70	1967	41,7	59,5
Швейцария	32	1967	27,3	85,5
Испания	58	1966	30,7	53,0
Бразилия	657	1966	32,0	4,9
Мексика	73	1967	12,6	17,3
Австрия	38	1966	16,7	44,0

Высокая производительность труда на ГЭС является одной из основных ее экономических особенностей и имеет важнейшее значение при решении задач энергетического строительства в малообжитых и особенно в удаленных районах Севера страны.

Известно, что ГЭС являются мобильными энергетическими установками, выгодно отличающимися от паротурбинных тепловых электростанций в области регулирования частоты, покрытия растущих пиковых нагрузок, маневрирования мощностью в период ночного

снижения нагрузок и в роли аварийного резерва системы. Считается, что это особенно важно для энергосистем Европейской части СССР, где электропотребление в течение суток характеризуется большой неравномерностью.

В начале 50-х годов прошлого столетия развернулось строительство крупных гидроэлектростанций на р. Волге у городов Горького, Куйбышева и Волгограда, Каховской и Кременчугской ГЭС на Днепре, а также Цимлянской ГЭС на Дону. Волжские ГЭС им. Ленина и им. XII съезда КПСС стали первыми из числа наиболее мощных ГЭС в СССР.

Во второй половине 50-х гг. началось строительство Братской ГЭС на р. Ангаре и Красноярской ГЭС на р. Енисее. С 1946 г. по 1958 г. в СССР были построены и восстановлены 63 ГЭС общей мощностью 9600 МВт. За семилетие 1959–1965 гг. было введено 11400 МВт новых гидроэлектрических мощностей и суммарная мощность ГЭС достигла на конец периода 22200 МВт.

К 1970 г. в СССР продолжалось строительство 35 ГЭС суммарной мощностью 32000 МВт, в том числе 11 ГЭС единичной мощностью свыше 1000 МВт: Саяно-Шушенская, Красноярская, Усть-Илимская, Нурекская, Ингурская, Саратовская, Токтагульская, Нижнекамская, Зейская, Чиркейская, Чебоксарская.

В табл. 2.4 показано место гидроэнергетики в общей электроэнергетике Советского Союза за период 1926–1970 гг. Данные 1913 г. даны для сравнения.

Таблица 2.4

Место гидроэнергетики в электроэнергетике СССР

Показатели	1913	1926	1930	1940	1950	1960	1965	1970
Мощность ГЭС, МВт	16	89	128	1587	3218	14781	2224	31300
Доля ГЭС в общей мощности электростанций страны, %	1,4	5,6	4,5	14,2	16,4	22,2	19,3	18,9
Выработка электроэнергии на ГЭС, млрд кВт·ч	0,035	0,05	0,585	5,11	12,69	50,9	81,4	123,3
Доля ГЭС в выработке электроэнергии в стране, %	1,8	1,4	6,6	10,4	13,9	17,4	16,1	16,6

В 11-й и 12-й пятилетках (1981–1990 гг.) существенно изменилась структура производства электроэнергии по типам электростанций. Главное изменение – повышение доли выработки АЭС. При этом выработка АЭС в 1987 г. впервые превысила выработку ГЭС (12,6 % и 12,3 % от общего объема производства электроэнергии соответственно).

В этот период Советский Союз начал строить крупные гидроузлы на мягких основаниях. Были построены плотины новых типов – чрезвычайно высокие, а в ряде случаев даже рекордные по высоте в мировой практике: арочные – Ингурская (высота 271 м), Чиркейская (230 м); арочно-гравитационные – Саянская (236 м), Токтогульская (215 м); гравийно-галечниковая – Нурекская (310 м); плотины в районах вечной мерзлоты – Мамаканская, Вилуйская и Хантайская.

Известно, что ГЭС состоит из последовательной цепи гидротехнических сооружений, обеспечивающих необходимую концентрацию потока воды и создание напора, и энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся под напором воды в механическую энергию вращения (в гидротурбине), которая в свою очередь преобразуется в электрическую энергию (в гидрогенераторе). Обычно гидрогенератор является синхронной машиной, ротор которой соединен с валом рабочего колеса гидротурбины.

Напор ГЭС создается концентрацией падения реки на используемом участке плотиной, либо деривацией (основными элементами которой являются канал, лоток или безнапорный туннель), либо плотиной и деривацией совместно. Деривация – совокупность гидротехнических сооружений, осуществляющих отвод воды из реки, водоема, транспортировку к стационарному узлу ГЭС, насосной станции и т.п.

Основное энергетическое оборудование ГЭС размещается в здании ГЭС или на открытых площадках.

Гидрогенераторы подразделяются по мощности на генераторы малой мощности (до 50 МВт), средней (от 50 до 150 МВт) и большой мощности (свыше 150 МВт) и по частоте вращения – тихоходные (до 100 об/мин) и быстроходные (свыше 100 об/мин).

Первые отечественные гидрогенераторы мощностью 7,25 МВт были созданы в 1925 г. на заводе «Электросила» (Ленинград) для Волховской ГЭС.

В начале 30-х гг. прошлого столетия на Днепровской ГЭС были установлены гидрогенераторы мощностью 65 МВт, а в 1939–1940 гг. изготовлены для того времени крупнейшие по моменту вращения, габаритам и массе гидрогенераторы для Угличской и Рыбинской ГЭС.

Созданы уникальные гидрогенераторы для Братской (1960 г.) и Красноярской (1964 г.) ГЭС мощностью 225 и 508 МВт и капсульные гидрогенераторы (20 МВт) с водяным охлаждением для Череповецкой ГЭС; установлены обратимые гидроагрегаты на Киевской гидроаккумулирующей электростанции.

Основными тенденциями в развитии гидрогенераторов являются: увеличение единичной мощности, продвижение каждого типа генераторов в область повышенных напоров, повышение надежности и долговечности оборудования. Были разработаны и серийно выпускались гидрогенераторы радиально-осевого типа мощностью 508 МВт на расчетный напор 93 м с диаметром рабочего колеса 7,5 м. Для Саянской ГЭС был разработан генератор такого же типа единичной мощности 650 МВт, на расчетный напор 194 м при диаметре рабочего колеса 6,5 м.

По схеме использования водных ресурсов и концентрации напоров ГЭС обычно подразделяют на:

- 1) русловые,
- 2) приплотинные,
- 3) деривационные с напорной и безнапорной деривацией,
- 4) смешанные,
- 5) гидроаккумулирующие,
- 6) приливные.

В русловых и приплотинных ГЭС напор воды создается плотиной, перегораживающей реку и поднимающей уровень воды в верхнем бьефе (см. рис. 2.5). При этом неизбежно некоторое затопление долины реки. На равнинных реках наибольшая экономически допустимая площадь затопления ограничивает высоту плотины. Русловые и приплотинные ГЭС строят и на равнинных многоводных реках и на горных реках, в узких сжатых долинах.

Подводящие спиральные камеры гидротурбин своими входными сечениями закладываются под уровнем верхнего бьефа, выходные же сечения отсасывающих труб погружены под уровнем нижнего бьефа. Для русловых ГЭС характерны напоры до 30–40 м; к простейшим русловым ГЭС относятся и ранее строившиеся сельские ГЭС небольшой мощности.

На крупных равнинных реках основное русло перекрывается земляной плотиной, к которой примыкает бетонная водосливная плотина и сооружается здание ГЭС. Такая компоновка типична для многих отечественных ГЭС на больших равнинных реках: Волжская ГЭС – наиболее крупная среди станций руслового типа. При более высоких напорах, оказывается, нецелесообразно передавать на здание ГЭС

гидростатическое давление воды. В этом случае применяется тип приплотинной ГЭС, у которой напорный фронт на всем протяжении перекрывается плотиной, а здание ГЭС располагается за плотиной, примыкает к нижнему бьефу. Примером подобного типа станций на многоводной реке служит Братская ГЭС на р. Ангара.

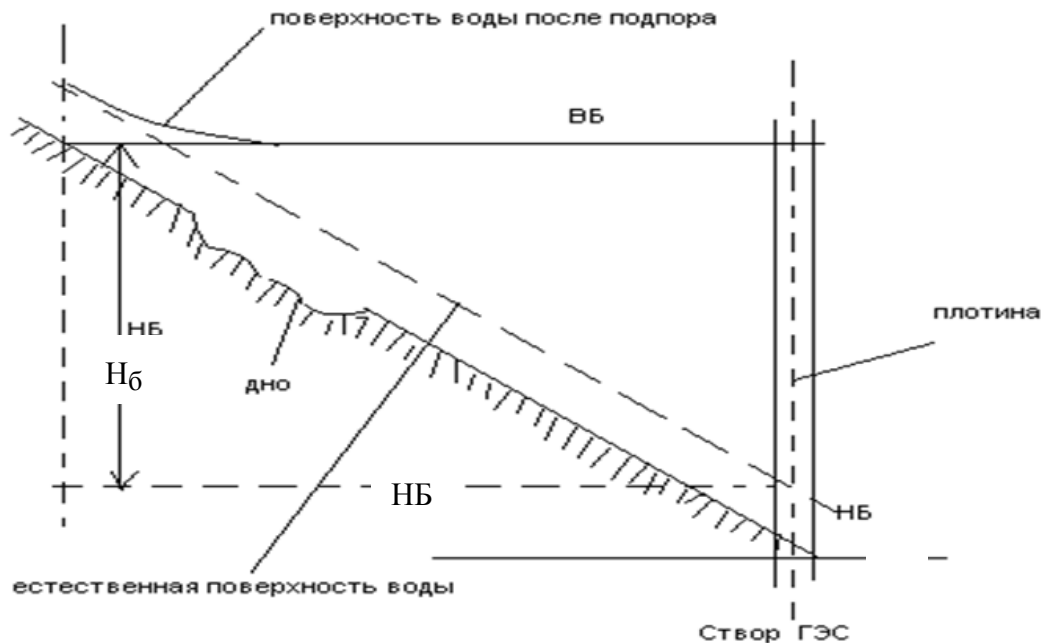


Рис. 2.5. Схема концентрации падения реки плотиной:
ВБ – верхний бьеф; НБ – нижний бьеф; H_b – набор брутто
(разность уровней верхнего и нижнего бьефа)

Другой вид компоновки приплотинных ГЭС, соответствующий горным условиям, при сравнительно малых расходах реки, характерен для Нурекской ГЭС на р. Вахш (Средняя Азия), проектной мощностью 2700 МВт.

Здание ГЭС располагается ниже плотины, вода подводится к турбинам по одному или нескольким напорным туннелям.

В деривационных ГЭС (см. рис. 2.6) концентрация падения реки создается посредством деривации; вода в начале используемого участка реки отводится из речного русла водоводом с уклоном, значительно меньшим, чем средний уклон реки на этом участке, и со спрямлением изгибов и поворотов русла. Конец деривации подводят к месту расположения здания ГЭС. Отработанная вода либо возвращается в реку, либо подводится к следующей деривационной ГЭС. Ясно, что этот способ выгоден тогда, когда уклон реки велик и из реки забирается сравнительно небольшая часть ее стока.

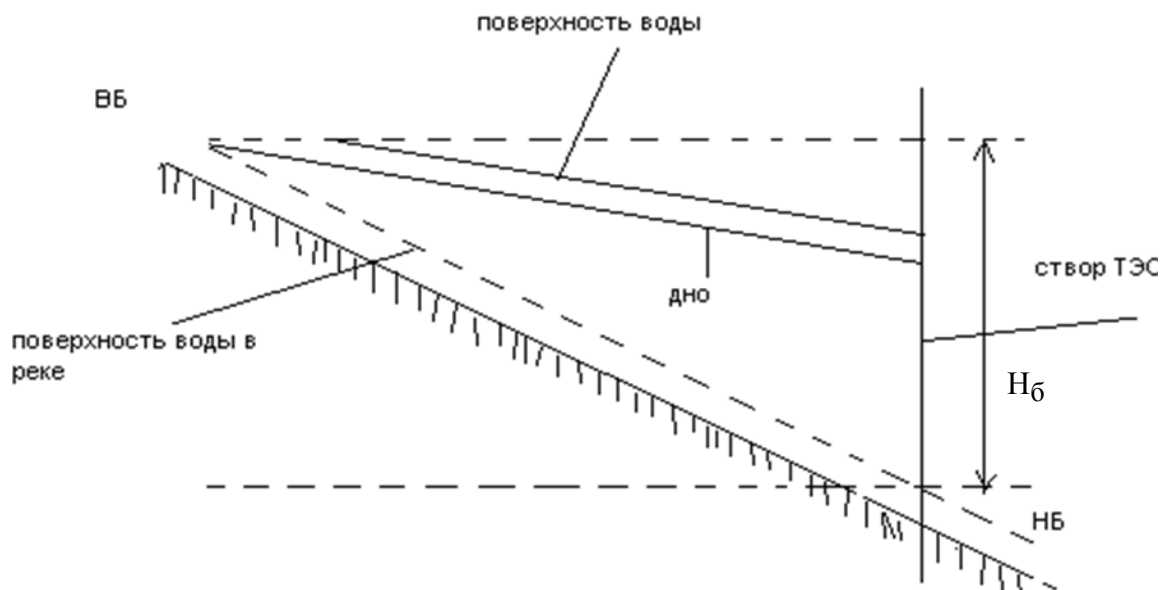


Рис. 2.6. Схема концентрации падения реки деривацией (подводящей):
ВБ – верхний бьеф; НБ – нижний бьеф; H_6 – напор брутто

В других случаях в начале деривации на реке сооружается более высокая плотина и создается водохранилище; такая схема концентрации падения называется смешанной, так как используются оба принципа создания напора. Иногда, в зависимости от местных условий, здание ГЭС выгоднее располагать на некотором расстоянии от конца используемого участка реки вверх по течению; деривация разделяется по отношению к зданию ГЭС на подводящую и отводящую. В ряде случаев с помощью деривации производится переброска стока реки в соседнюю реку, имеющую более низкие отметки русла. Характерным примером является безнапорная Ингурская ГЭС, где сток р. Ингуры перебрасывается туннелем в соседнюю р. Эрисцкали (Кавказ).

ГЭС с напорной отводящей деривацией применяется в условиях значительных изменений уровня воды в реке в месте выхода отводящей деривации или по экономическим соображениям. В этом случае необходимо сооружение уравнительного резервуара (в начале отводящей деривации) для выравнивания неустановившегося потока воды в реке. Наиболее мощная ГЭС (350 МВт) этого типа – ГЭС Харспренгет (Швеция).

Особое место среди ГЭС занимают гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) и приливные электростанции (ПЭС). Сооружение ГАЭС обусловлено ростом потребности в пиковой мощности в крупных энергетических системах, что и определяет генераторную мощность, требующуюся для покрытия пиковых нагрузок.

Способность ГАЭС аккумулировать энергию основана на том, что свободная в энергосистеме в некоторый период времени (провала графика потребности) электрическая энергия используется агрегатами ГАЭС, которые, работая в режиме насоса, нагнетают воду из водохранилища в верхний аккумулирующий бассейн.

В период пиков нагрузки аккумулированная таким образом энергия возвращается в энергосистему (вода из верхнего бассейна поступает в напорный трубопровод и вращает гидроагрегаты, работающие в режиме генератора тока). Мощность отдельных ГАЭС с такими обратимыми гидроагрегатами достигает 1620 МВт (Корнуолл, США). В России, особенно в европейской части, остро стоит проблема создания маневренных электростанций, в том числе ГАЭС. Построены Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт, строится Центральная ГАЭС (3600 МВт).

ПЭС преобразуют энергию морских приливов в электрическую. Электроэнергия приливных ГЭС в силу некоторых особенностей, связанных с периодичным характером приливов и отливов, может быть использована в энергосистемах лишь совместно с энергией регулирующих электростанций, которые восполняют провалы мощности приливных электростанций в течение суток или месяцев. В 1967 г. во Франции было завершено строительство крупной ПЭС на р. Ране (24 агрегата общей мощностью 240 МВт). В СССР в 1968 г. в Кислой Губе (Кольский полуостров) вступила в строй первая опытная ПЭС мощностью 0,4 МВт, на которой ныне производятся экспериментальные работы для будущего строительства ПЭС.

К нетрадиционным источникам энергии для выработки электроэнергии помимо приведенной энергии приливов и отливов обычно также относят: энергию ветра и Солнца, геотермию, энергию горючих отходов и выбросов, энергию малых рек, энергию вторичных или сбросовых источников тепла и др.

Значимость этих источников энергии, несмотря на то что такие виды электростанций пока занимают всего 0,07–0,08 % в производстве электроэнергии России, будет возрастать [5–9].

2.3. История развития ЕЭС СССР

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) – объединение двух или многих энергетических систем для энергоснабжения обширных территорий в пределах одной, а иногда и нескольких стран. ЕЭС производит, распределяет и преобразует главным образом электрическую

энергию. ЕЭС имеет значительные технико-экономические преимущества: увеличивается надежность работы и бесперебойность энергоснабжения; облегчается создание необходимого резерва мощности; ЕЭС способствует комплексному производству различных видов энергии. Создание ЕЭС обуславливает дальнейший рост централизации производства электрической энергии.

Как часть энергетики ЕЭС характеризуется зависимостью своего развития от роста потребления электроэнергии и от материальных и трудовых ресурсов; развитие электроэнергетики активно влияет на технический прогресс и на размещение производительных сил и населения в стране.

Следует указать, что энергетические системы в ЕЭС объединены главным образом линиями электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения 220, 500 и 750 кВ с переходом на 1000 кВ и выше переменного и постоянного тока. ЕЭС могут иметь различную структуру и зависимости от вида электростанций, входящих в систему (ТЭС, КЭС, ТЭЦ, АЭС, ГЭС), и конфигурации электрических сетей, связывающих электростанции с центрами потребления электрической энергии.

Создание ЕЭС способствует снижению затрат на электрификацию промежуточных районов, наилучшему использованию мощности и энергии электростанций, позволяет увеличивать единую мощность их агрегатов (до 500–1000 МВт), повышать экономичность и надежность станций и энергосистем в целом, облегчает работу систем при неодинаковых сезонных изменениях нагрузки и ремонтах. Кроме того, объединение энергосистем, расположенных в разных часовых поясах, снижает суммарный совмещенный максимум нагрузки и уменьшает затраты на сооружение пиковых электростанций; при объединении энергосистем, удаленных одна от другой по широте, сокращается потребность в базовой энергии, так как продолжительность максимумов нагрузки у разных систем различна. Управление ЕЭС, прежде всего, предусматривает введение комплексной автоматизации (включая противоаварийную) отдельных электростанций, электрических сетей, энергосистем и их объединений.

При этом основной проблемой становится разработка методов и средств, направленных на достижение безаварийной работы и оптимального управления ЕЭС.

Изучение и совершенствование методов управления ведется на основе физического и математического моделирования с широким применением цифровых вычислительных машин, работающих как

советчики, а затем, по мере совершенствования систем управления, – как управляющие машины.

Создаются и развиваются системы автоматического управления, обеспечивающие оптимальное ведение технологических процессов, а также сбор, обработку и передачу всей необходимой информации.

Различают три основных аспекта управления ЕЭС:

- 1) оперативное (диспетчерское управление);
- 2) хозяйственное управление;
- 3) управление развитием системы (на периоды до 1–5 лет, длительное на 10–15 лет и прогнозирование на 20–30 лет).

Развитие ЕЭС предусматривает также совершенствование отдельных энергосистем и межсистемных связей, составляющих единое целое. Руководство работой ЕЭС осуществляется Государственным диспетчерским управлением.

Считается, что формирование ЕЭС Европейской части СССР было начато в 1956 г. вводом линии электропередачи 400 кВ – Волжская ГЭС – Москва.

В 1957 г. объединенное управление энергосистемами Центра (Московской, Горьковской, Ивановской и Ярославской областей) было преобразовано в диспетчерское управление ЕЭС. В конце 1957 г. установленная мощность ЕЭС достигла 8 ГВт (8 млн кВт), совмещенный максимум – 5,6 ГВт, электропотребление за год – 33,2 млрд кВт·ч.

В 1970 г. электроэнергия, выработанная электростанциями, входящими в ЕЭС, составляла 71,5 % от выработки всех электростанций СССР. ЕЭС Европейской части СССР, ставшая к 1970 г. крупнейшей энергосистемой мира, включает объединенные энергетические системы Центра, Северо-Запада, Среднего Поволжья, Урала, Юга, Северного Кавказа и Закавказья, Сибири и Средней Азии и объединяет свыше 550 электрических станций.

Общая выработка электроэнергии в энергосистемах СССР в 1970 г. составила 740 млрд кВт·ч. Большое развитие получила международная электроэнергетическая система «Мир», объединяющая электрические системы стран – членов СЭВ.

К 1980 г. было создано 95 электроэнергетических систем, большинство из которых объединены в ЕЭС страны.

Для повышения экономичной работы разные типы электростанций в системе рекомендуется использовать в разных режимах. ТЭЦ, например, должна практически все время вырабатывать энергию, ее не остановить зимой, так как нельзя прекращать снабжение объектов горячей водой и паром. Зато КЭС можно остановить (снизить мощность), когда

потребность в электроэнергии падает. ГЭС и ГТЭ, как известно, также легко управляемы. Все это учитывается при составлении общего плана выработки электроэнергии.

Вот как можно составить, например, в зимних условиях алгоритм работы энергосистемы центра страны. Основную долю энергии в течение суток вырабатывают КЭС и часть энергии – ТЭЦ, когда потребление возрастает, подключаются постепенно все новые и новые агрегаты КЭС и резервные ТЭЦ и, наконец, приходят на помощь ГЭС Средней Волги.

Когда нужда в энергии падает, отключение происходит в обратном порядке.

XXV съезд КПСС определил одним из главных направлений развития энергетики продолжение формирования Единой системы страны путем объединения энергосистем Сибири и Средней Азии с ЕЭС Европейской части СССР.

К началу 1990 г. на территории СССР уже действовали 102 районные энергосистемы, из них 99 работали параллельно в составе 11 объединенных энергосистем (ОЭС). Девять из них – ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга, Северного Кавказа, Закавказья, Казахстана и Сибири – входили в состав ЕЭС СССР (ОЭС Сибири, имеющая слабые связи с ОЭС Казахстана и Урала, длительное время работала изолированно от ЕЭС). В составе ЕЭС работали также еще четыре районные энергосистемы – Архангельская, Гурьевская, Коми и Читинская, не входящие в перечисленные выше девять ОЭС.

Однако изолированно от ЕЭС продолжали работать ОЭС Средней Азии, ОЭС Дальнего Востока и несколько районных энергосистем и энергорайонов.

Сети энергосистем, входящие в ЕЭС, к концу 1990 г. охватывали территорию СССР около 10 млн км², на которой проживало более 230 млн человек. Расстояние между крайними точками этой территории составляет:

- с востока на запад (от Забайкалья до западных границ страны, например от Читы до Калининграда или Львова) – более 6 тыс. км;
- с севера на юг (от побережья Северного Ледовитого океана, например от Мурманска или Воркуты, до Еревана) – более 3 тыс. км.

Дальнейшее развитие ЕЭС намечено осуществлять за счет роста концентрации источников электроэнергии и повышения плотности электрических сетей на уже охваченной территории и будет качественно отличаться от предшествующих этапов, когда оно определялось присоединением новых районов со скачкообразными увеличениями мощности и территории.

Основные показатели всех ОЭС и ЕЭС по состоянию на начало 1990 г. показаны в табл. 2.5 [11].

Таблица 2.5

Основные показатели ЕЭС и ОЭС

ОЭС, ЕЭС	Показатели				
	Установленн ая мощность на 01.01.90, тыс. МВт	Нагрузка электростанци й в максимум 1989 г., тыс. МВт	Производство электро- энергии в 1989 г., млрд кВт·ч	Потреб- ление электроэнер гии в 1989 г., млрд кВт·ч	Протяженно сть сетей напряжени м 220 кВ и выше
Параллельно работающие ОЭС					
Центра	54,0	47,8	297,9	292,4	37,3
Средней Волги	22,6	16,8	112,4	107,2	11,0
Урала	40,3	36,5	254,5	261,7	27,5
Северо-Запада	32,9	28,3	170,3	157,1	18,6
Юга	57,4	47,6	310,1	277,8	22,2
Северного Кавказа	10,9	9,3	57,8	62,6	8,5
Закавказья	12,0	7,3	51,5	52,5	6,4
Казахстана*	12,2	9,2	65,8	65,3	14,5
Сибири	44,0	28,5	208,1	213,1	33,4
Отдельные энергосистемы	0,3	0,2	5,2	9,1	1,8
Изолированно работающие ОЭС					
Средней Азии	24,2	16,4	116,0	116,1	18,0
Дальнего Востока **	11,0	7,8	43,4	42,9	16,4
Отдельные энергосистемы	0,9	0,7	0,9	0,9	0,5
Всего по энергосистема м страны	322,7	56,2	1688,1	1650,6	216,1

*Часть энергосистем Казахстана работала вне этой ОЭС – Алма-Атинская и Южно-Казахстанская энергосистемы находятся в составе ОЭС Средней Азии, Гурьевская – в составе ОЭС Средней Волги.

**ОЭС Дальнего Востока представлена данными по ее зоне в перспективных границах.

Производство электроэнергии на электростанциях ЕЭС за 1983–1989 гг. выросло с 1211 до 1528 млрд кВт·ч, т.е. на 26,2 %, по стране в целом с 1416 до 1722 млрд кВт·ч, т.е. на 21,5 %.

Наиболее крупными объединенными энергосистемами продолжают оставаться ОЭС Юга, Центра, Урала и Сибири. Их суммарная выработка составляет почти 70 % общей по ЕЭС СССР. Роль крупнейших ОЭС они сохраняют и в дальнейшем.

За указанный отрезок времени существенно изменилась структура производства электроэнергии в ЕЭС СССР, что хорошо видно из табл. 2.6 [11].

Таблица 2.6

Изменение структуры производства электроэнергии

Год	ТЭС		ГЭС		АЭС		Всего	
	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%
1982	1001	82,7	142	11,7	68	5,6	1211	100
1987	1108	75,1	182	12,3	187	12,6	1478	100
1988	1113	73,6	184	12,2	215	14,2	1512	100
1989	1135	74,3	181	11,8	213	13,9	1528	100

Главное изменение структуры – повышение доли выработки АЭС: наибольшая доля АЭС в выработке электроэнергии в 1989 г. была достигнута в ОЭС Северо-Запада (33 %), Центра (22 %) и Юга (21 %). Однако, как показывает анализ, этот рост в 12-й пятилетке (1986–1990 гг.) происходил существенно медленнее, чем намечалось.

Динамика производства энергии по видам топливно-энергетических ресурсов на электростанциях Минэнерго СССР в последнее десятилетие приведена в табл. 2.7.

Как это следует из данных табл. 2.7, за 10 лет заметно снизилась доля мазута и угля в ресурсах, расходуемых на производство электроэнергии. Если в начале 11-й пятилетки суммарная доля потребления угля и мазута составляла 60 %, то в конце 12-й пятилетки она была снижена до 42,6 %. Обращает внимание и то, что указанное снижение доли угля и мазута в ресурсах, расходуемых на производство, произошло на фоне достаточно значительного роста объемов производства электроэнергии в целом за указанный период (на 34 %).

Таблица 2.7

Фактическая динамика производства электроэнергии по видам
топливно-энергетических ресурсов, %

Ресурсы	1980 г.	1982 г.	1985 г.	1989 г.
Уголь	32,1	28,8	25,9	23,5
Мазут	28,0	26,8	19,6	19,1
Газ	19,3	24,6	30,3	29,3
Торф, дрова, сланцы	0,8	0,6	0,2	1,2
Ядерное топливо	4,5	5,4	9,0	13,2
Гидроэнергия	15,3	13,8	15,0	13,5
Всего	100	100	100	100

Увеличение объемов производства электроэнергии и изменение структуры (см. табл. 2.6) произошло за счет роста доли газового и ядерного топлива в рассматриваемом периоде (суммарно в 1,8 раза).

Топливообеспечение электростанций, по мнению специалистов [11], в перспективе связано с переходом развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны от нефтегазовой к ядерно-угольной стратегии. Этот переход должен быть осуществлен в первую очередь в электроэнергетике как отрасли, наиболее подготовленной к использованию ядерного топлива, кроме того, ТЭС предъявляют наименее жесткие требования к виду и качеству твердого топлива, притом, что эффективность использования высококачественного органического топлива (газа и мазута) минимальная.

Известно, что добыча угля в стране обеспечивается достаточно надежной геологической базой, позволяет ориентировать развитие топливной базы электроэнергетики на твердое топливо, главным образом на Канско-Ачинский, Кузнецкий и Экибастузский угольные районы.

За рубежом (в США, Канаде) почти весь добываемый уголь подвергается обогащению. Действующая в США программа «Чистое топливо для электростанций» предусматривает поставку на ТЭС угля с минимальным содержанием золы и серы. Обогащение угля во всех странах выполняется угледобывающими отраслями, что сокращает объем транспортных перевозок. В нашей стране обогащается только около 3 % угля.

Средняя доля гидроэнергоресурсов в производстве электроэнергии за 11–12 пятилетки практически не изменилась, хотя в отдельные годы она существенно колебалась в зависимости от водности (по действующим ГЭС 15–20 млрд кВт·ч).

В последующие годы будет продолжаться освоение гидро-энергетического и атомного потенциала. Например, сооружение достаточно крупных и эффективных ГЭС в Сибири, Средней Азии и на Дальнем Востоке, а также на Северном Кавказе и в Закавказье.

Независимость АЭС от источников питания и отсутствие серьезных аварий в первые 20 лет их развития обусловили бурное строительство этих объектов в период 1970–1980 гг.

В 1979 г. на АЭС «Три Майл Айленд» (США) произошла серьезная авария с расплавлением активной зоны реактора. Мощная защитная оболочка реактора не допустила значительных выходов радиоактивности за его пределы, но впервые заставила энергетиков задуматься о необходимости самого пристального внимания к безопасности АЭС. Еще более серьезный удар развитию атомной энергетики нанесла, как известно, авария на Чернобыльской АЭС в 1986 г. и ее катастрофические последствия.

В ряде стран был принят мораторий на строительство новых АЭС, но в таких странах, как Франция, Япония, атомная энергетика продолжает развиваться. В ближайшие годы в мире планируется ввести 38 новых АЭС.

В СССР в 1970–1980 гг. было введено 7 млн кВт новых мощностей на АЭС, и в последующее десятилетие планировалось ввести в эксплуатацию в бывшем СССР еще 28 млн кВт. Однако в силу известных причин введено было в 2 раза меньше. Начиная с 10-й пятилетки (1976–1980 гг.) прирост производства электроэнергии в СССР за очередную пятилетку неуклонно снижался, что хорошо видно из табл. 2.8.

Таблица 2.8

Динамика производства электроэнергии

Пятилетка	Прирост производства электроэнергии, млрд кВт·ч
9-я (1971–1975 гг.)	300
10-я (1976–1980 гг.)	255
11-я (1981–1985 гг.)	250
12-я (1986–1990 гг.)	198

Государственное диспетчерское управление ЕЭС СССР в целях выравнивания дефицита (несбалансированности) электроэнергии по объединенным энергосистемам в последние годы существования СССР активно занималась организацией так называемых «перетоков»

электроэнергии. Основные перетоки электроэнергии между ОЭС за 1989 г. показаны на рис. 2.7, а удельный вес сальдо перетоков электроэнергии дефицитных ОЭС приведен в табл. 2.9.

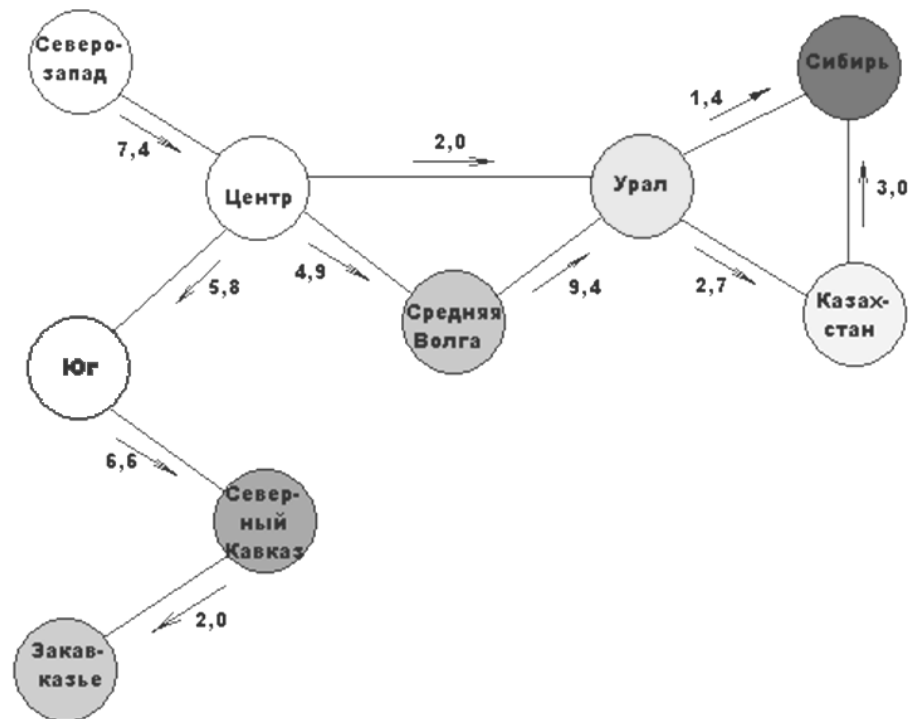


Рис. 2.7. Перетоки электроэнергии между объединенными электросистемами (сальдовые) за 1987 г. (млрд кВт·ч)

Таблица 2.9

Сальдовые перетоки электроэнергии на дефицитных ОЭС в 1989 г.

Показатель	ОЭС			
	Урала	Северного Кавказа	Закавказья	Сибири
Собственное потребление, млрд кВт·ч	262	63	53	213
Получение извне (сальдо): млрд кВт·ч	7,3	4,6	2,0	4,4
%	2,8	7,3	3,8	2,1

Определенная несбалансированность по электроэнергии регионов страны естественна и, в какой-то степени оправдана в условиях реализации таких крупных общегосударственных программ, как строительство АЭС, создание топливно-энергетических комплексов и каскадов ГЭС.

Опыт эксплуатации и анализ проектных материалов показывают, что значительные внешние перетоки электроэнергии, как правило, снижают надежность электроснабжения региона. Направление перетоков, как это следует из рис. 2.7, – с запада (Центра) на восток. Анализ показал, что такое направление перетоков было устойчивым последние 5–6 лет. Такую устойчивость направления перетоков электроэнергии с запада на восток можно объяснить двумя причинами [11]:

1) хроническим завышением в директивных и плановых документах перспективных мощностей тепловых электростанций Экибастузского и Канско-Ачинского топливно-энергетических комплексов и сибирских ГЭС;

2) наличием значительных возможностей дополнительной выработки электроэнергии на ТЭС европейской зоны ЕЭС, которые в проектных и плановых балансах не учитываются, в связи с ориентацией на более экономичную выработку ТЭС восточных районов, но фактически реализуются при отставании вводов мощностей на ТЭС и АЭС, а также при невыполнении заданий по выработке электроэнергии на ГЭС.

Это положение фактически сохранялось в СССР практически до его развала на отдельные государства и ликвидации ЕЭС.

Оглядываясь назад, можно еще раз подчеркнуть, что эффективность ЕЭС определялась по двум составляющим:

1) уменьшению совмещенного максимума нагрузки ЕЭС по сравнению с суммой максимумов нагрузки объединенных и районных энергосистем;

2) сокращению удельного расхода топлива на производство электроэнергии за счет наиболее рационального распределения общей выработки между отдельными энергосистемами и электростанциями (удельный расход топлива снижается также за счет расширения теплофикации, применения более совершенного оборудования, но это не связано прямо с объединением энергосистем в ЕЭС).

Эффект снижения годового максимума нагрузки ЕЭС СССР за счет разновременности максимумов ОЭС в декабре 1988 г. составил 7,06 млн кВт (3,1 % суммарной нагрузки электростанций) против 4,22 млн кВт в 1982 г. (2,3 %), т.е. увеличился на 2,8 млн кВт. Снижение годового максимума ОЭС за счет разновременности максимумов входящих в нее районных энергосистем выражается довольно широко различающимися цифрами для разных ОЭС в разные годы – от 0,5 до 3 % и более, однако для ЕЭС в целом значение этой составляющей эффекта достаточно стабильно. Суммарное снижение годового максимума ЕЭС за счет разновременности максимумов всех входящих в нее районных энергосистем в 1987 г. составило 10,6 млн кВт, или 4,8 %, а в 1988 г. – 9 млн кВт, или 5 %. В 1989 г. оно было несколько ниже – 5123 МВт.

Эффект повышения экономичности тепловых электростанций за счет совершенствования структуры выработки электроэнергии по конденсационному циклу выразился в 1989 г. в снижении удельного расхода топлива на 0,19 г/(кВт·ч), что соответствует суммарной экономии топлива более 200 тыс. т.

Работа энергосистем в ЕЭС позволила также повысить качество электроэнергии по частоте. Это потенциальное преимущество ЕЭС длительное время не использовалось из-за работы на пониженной частоте, однако с 1983 по 1989 гг. положение радикально изменилось в лучшую сторону, что подтверждается данными табл. 2.10 [11].

Таблица 2.10

Продолжительность работы, ч, при частотах, Гц

Год	Ниже 49,5	49,5–49,8	49,8–50,1	Выше 50,1
1983	2549	2005	3671	535
1984	4071	2247	2194	272
1985	3233	1998	2901	628
1986	1124	775	5560	1301
1987	17	110	7898	735
1988	–	1	8652	131
1989	–	5	8716	40

В долгосрочном плане значительный эффект получен за счет рационализации структуры и размещения электростанций с учетом потребности ЕЭС в целом. Эта часть эффекта достигается оптимизацией не только параметров электростанций и их агрегатов, но и процесса их развития, так как в таких крупных энергосистемах, как ЕЭС и ее регионы, появилась возможность вести строительство электростанций экономичными и прогрессивными поточными методами.

Наращивание производства электроэнергии на отдельных изолированных электростанциях или в небольших энергосистемах поставило бы ряд ограничений по параметрам оборудования и ухудшило бы экономические показатели строительства.

Суммарный экономический эффект от создания ЕЭС в 1975–1980 гг. оценивается экономией капиталовложений в электроэнергетику в 2–2,5 млрд руб. (напомним, что на развитие отрасли в те годы выделялось около 20 млрд руб. за пятилетку) и эксплуатационных расходов

1 млрд руб. в год. Табл.2.11 показывает рост годовых объемов производства электроэнергии с 1913 по 1986 год.

Основные затраты, необходимые для реализации эффекта от развития ЕЭС как единого целого, были связаны с наращиванием пропускной способности системообразующей сети и оснащением энергосистем дополнительными средствами оперативно-диспетчерского управления.

Таблица 2.11

Динамика изменения годовых объемов производства электроэнергии
в млрд кВт·ч и в %

РЕСПУБЛИКИ СССР	1913	% от СССР	1940	1950	% от СССР	1965	1970	1975	1986	% от СССР
РСФСР	1,3	63,7	30,8	63,4	69,5	333	470	640	1001,1	62,8
Украинская ССР	0,5	24,5	12,4	14,7	16,1	94,6	138	195	273	17,0
Белорусская ССР	0,003	0,14	0,5	0,75		8,4	15,1	26,7	36,3	2,27
Узбекская ССР	0,003	0,14	0,5	2,7	2,9	11,5	18,3	33,6	52,2	3,26
Казахская ССР	0,001		0,6	2,6	2,9	19,2	34,7	52,5	85,1	5,32
Грузинская ССР	0,02		0,7	1,45		6,0	9,0	11,6	14,6	
Азербайджанск ая ССР	0,11		1,8	2,9	3,1	10,4	12,0	14,7	21,5	1,34
Литовская ССР	0,006	0,3	0,08	0,22		3,9	7,4	9,0	22,4	1,4
Молдавская ССР	0,001		0,017	0,1		3,1	7,6	13,7	17,7	1,1
Латвийская ССР	0,01		0,3	0,5		1,5	2,7	2,9	5,2	
Киргизская ССР	0		0,052	0,2		2,3	3,5	4,4	11,4	
Таджикская ССР	0		0,062	0,17		1,6	3,2	4,7	13,6	
Армянская ССР	0,005		0,4	0,95		2,9	6,1	9,2	14,5	
Туркменская ССР	0,003		0,084	0,186		1,4	1,8	4,5	12,4	
Эстонская ССР	0,006	0,3	0,19	0,435		7,1	11,6	16,7	18,0	1,1
СССР	2,04		48,31	91,2		507	740,9	1039	1599	

Следует отметить, что значительная часть эффекта от деятельности ЕЭС проявляется не в электроэнергетике, а в других отраслях. В первую очередь такой эффект достигался за счет вовлечения в топливно-энергетический баланс страны ядерной энергии, низкосортных топлив, вытеснения из баланса мазута, замены электроэнергией других дефицитных энергоносителей и т.д.

Формирование и развитие электрических сетей

Выше обращалось внимание на то, что энергетические системы в ЕЭС объединены главным образом за счет электрических сетей общего назначения, по которым передается и распределяется около 98 % всей вырабатываемой электроэнергии, которые объединяют электростанции и потребителей электроэнергии в электрические системы, а также системы между собой посредством воздушных и кабельных линий электропередачи (ЛЭП).

Электрические сети можно классифицировать по ряду признаков. Так, по назначению различают питающие и распределительные сети, служащие соответственно для передачи и распределения электрической энергии от узловых подстанций до различных электроприемников.

Выше указывалось, что сети в СССР было принято разделять на две группы: до 1 кВ и выше 1 кВ. Общепринято также различать их по роду тока, по конфигурации, по режиму нормальной работы (разомкнутые и замкнутые) и т.д.

Кроме линий электропередачи в СССР в состав сетей входят электрические подстанции для преобразования, распределения электроэнергии и управления режимом работы сети (повышения и понижения напряжения, преобразования трехфазного переменного тока в постоянный и наоборот, изменения числа отходящих линий по сравнению с числом подходящих и т.д.). Понижение (или повышение) напряжения происходит обычно несколькими ступенями. Каждой ступени напряжения соответствует своя сеть линий электропередачи и электрических подстанций, через которые электрическая энергия поступает в сеть следующей ступени напряжения, т.е. сети получаются как бы многоярусными, состоящими из ряда взаимосвязанных сетей различного напряжения.

Напомним, в СССР, как и на данный момент в России, приняты номинальные напряжения переменного тока:

12, 24, 36, 48, 60, 127, 220, 380, 660 В;

3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 кВ.

Электрические сети напряжения до 220 В применяют для питания электроприемников малой мощности. В условиях повышенной опасности, например, для местного освещения рабочих мест на предприятиях используют напряжение не выше 36 В, а в шахтах – 12 В. Сети напряжением 380 В – 10 кВ предназначены для питания более мощных электроприемников. Сети напряжением 6 кВ и выше используют для передачи и распределения электроэнергии с последующим понижением напряжения. Питающие сети и большая часть распределительных сетей выполняются воздушными линиями электропередачи. Однако в плотно застроенной местности, в районах с тяжелыми климатическими условиями, с ценными сельскохозяйственными угодьями и т.п. получили распространение кабельные сети, которые выполняются подземными и наземными способами.

Питающие электрические сети постоянного тока применяют: для сверхдальней передачи потоков электроэнергии более 5 ГВт без промежуточных отборов на расстоянии свыше 1500 км (например, линия Экибастуз – Центр в СССР напряжением 750 кВ протяженностью 2500 км, с передаваемой мощностью 6 ГВт); для связи (при ограниченной пропускной способности) между крупными объединениями энергосистем (например, линия Волгоград – Донбасс напряжением ± 400 кВ); для передачи электроэнергии по кабельным линиям через водные пространства.

Общая длина питающих линий постоянного тока во всем мире менее 1 % длины питающих линий переменного тока.

Рост единичной мощности электростанций и размещение крупнейших электростанций в Азиатской части СССР вызывал необходимость интенсивного роста пропускной способности высоковольтных линий, увеличения расстояний передачи электроэнергии. Эти положения определяют основные направления в развитии электрических сетей. Высшее номинальное напряжение высоковольтных линий (ВЛ) переменного тока в СССР и США в 70-е гг. XX века достигло 750 кВ (пропускная способность 2,5 ГВт на одну линию). По плану развития ЕЭС СССР ближайшая следующая ступень напряжения – 1150 кВ (около 6 ГВт), а в перспективе – 1500 кВ (до 15 ГВт).

Известно, что создание воздушных линий и открытых подстанций переменного тока еще более высоких напряжений сдерживается главным образом резким возрастанием при этом габаритов опорных конструкций, ограниченными возможностями воздушной изоляции, экономическими факторами.

Предполагаемое максимально возможное напряжение воздушной электрической сети постоянного тока ± 1100 кВ при пропускной способности до 15 ГВт. Дальнейшее повышение пропускной способности сетей требует принципиально новых технических решений, например, создания ЛЭП новых видов – с проводами, имеющими газовую изоляцию (элегаз, фреон) и прокладываемыми в герметизированных трубах диаметром до 3 м. Пропускная способность таких сетей переменного тока напряжением 500 кВ составила 6,5 ГВт. Принципиально возможно создание линий с газовой изоляцией напряжением до 3000 кВ с пропускной способностью 180 ГВт [10].

Напомним, что наибольшее развитие энергосистем и их объединение в СССР происходили в 50-х гг. XX века (6–7 пятилетки) в результате сооружения мощных электростанций на р. Волга, Кама и строительства первых линий электропередач 400 кВ, переведенных впоследствии на напряжение 500 кВ.

Электрические сети, формирующие ЕЭС СССР, были сетями напряжением 330, 500, 750 кВ. Массовыми являются и сетевые объекты 220 кВ, но основную роль эта сеть может играть лишь в отдельных районах страны.

В СССР исторически сложились две системы номинальных напряжений электрических сетей: 110–220–500 кВ и 100(150)–330–750 кВ. Первая используется в восточной зоне ЕЭС, вторая – в западной. Каждая последующая ступень в этих шкалах превышает предыдущую примерно в 2 раза, что позволяет повысить пропускную способность линий примерно в 4 раза.

Сети напряжением 330 кВ получили основное развитие в ОЭС Юга и Северо-Запада; на их долю приходилось около 80 % общей протяженности ВЛ этого напряжения.

Сеть 500 кВ – системообразующая сеть ЕЭС СССР на большей части территории (за исключением ОЭС Северо-Запада и Юга), обеспечивающая выдачу мощности крупнейших электростанций и обмен мощностью между энергосистемами.

Сеть 750 кВ приобрела кольцевой характер и охватила всю территорию ОЭС Юга, значительную часть ОЭС Северо-Запада и Центра, где до этого высшей ступенью было напряжение 330 кВ.

К 1991 г. завершилось сооружение первой магистрали напряжения переменного тока 1150 кВ Сибирь – Казахстан – Урал. Рост протяженности линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения в СССР показан в табл. 2.12.

В энергетической программе 1983 г. задачи развития основной сети сформулированы следующим образом.

Таблица 2.12

Рост протяженности линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения в СССР, тыс. км

Напряжение, кВ	1980 г.	1985 г.	1989 г.
330	24,3	28,4	31,1
400–500	25,5	34,7	42,3
750	2,9	4,1	6,8
1150	–	0,9	1,9

Первый этап – развитие межсистемных электрических связей путем строительства линий электропередачи переменного тока напряжением 1150 и 750 кВ, а также постоянного тока напряжением 1500 кВ. Помимо упомянутой выше линии Сибирь – Урал, важнейшей является линия Экибастуз – Центр напряжением 1500 кВ.

Второй этап – создание единой системообразующей электрической сети из линий электропередачи сверхвысоких напряжений.

Основные задачи развития системообразующей сети ЕЭС СССР, решаемые по программе (с середины 11-й пятилетки по конец 12-й):

- ввод и освоение первой очереди постоянного тока 1500 кВ Экибастуз – Тамбов с существенным усилением связи между западной и восточной зонами ЕЭС, т.е. между зоной АЭС и зоной Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса (КАТЭК) и Ангара-Енисейского каскада ГЭС;

- завершение строительства и освоение магистрали 1150 кВ Сибирь – Казахстан – Урал;

- надежная выдача мощности строящихся электростанций, прежде всего АЭС, с формированием в европейской зоне ЕЭС кольцевой сети 750 кВ;

- усиление связей между отдельными ОЭС и остальной частью ЕЭС путем ввода линий 500 кВ в ОЭС Северного Кавказа и Закавказья, Средней Азии, Дальнего Востока, линий 750 кВ – в ОЭС Юга и Северо-Запада.

В начале 12-й пятилетки был включен на номинальное напряжение первый участок линии электропередачи 1150 кВ Сибирь – Казахстан – Урал – Экибастуз – Кокчетав длиной около 500 км, а в 1987 г. – линия Кокчетав – Кустанай длиной более 400 км.

В том же году было закончено строительство последнего участка этой ВЛ Кустанай – Челябинск протяженностью около 320 км.

В апреле 1988 г. завершено строительство ВЛ 1150 кВ Экибастуз – Барнаул длиной около 700 км с переходами ее через р. Иртыш и Обь.

Интенсивно строятся сети 750 кВ главным образом для обеспечения выдачи мощности АЭС в европейской части СССР. Линии 750 кВ сооружаются на Украине, в Белоруссии, на Северо-Западе и в Центре европейской части СССР в различных климатических условиях. К концу 1989 г. протяженность ВЛ 750 кВ составила более 7,2 тыс. км.

При проектировании, строительстве и эксплуатации сверхвысокого напряжения, особенно ВЛ 500, 750 и 1150 кВ, значительное внимание уделяется их экологической безопасности. В СССР действовали общесоюзные санитарные нормы как для персонала, обслуживающего электроустановки, так и для населения, находящегося в охранной зоне ВЛ этих классов напряжения. Этими нормами установлены безопасные допустимые значения напряженности электрического поля вблизи проводов и других элементов ВЛ и ПС, находящихся под напряжением.

Напряженность поля до 5 кВ/м считается допустимой для восприятия обслуживающим персоналом без каких-либо ограничений. При больших значениях напряженности требуется либо ограничить время пребывания персонала, либо применять специальные экранирующие устройства или экранирующие комплекты спецодежды. На трассах ВЛ в ненаселенной местности допускаемая напряженность электрического поля должна быть не выше 15, а в населенной местности – 5 кВ/м. Эти ограничения определяют необходимые габариты от проводов ВЛ 500 кВ и выше до земли при наибольшем их провисании при максимальной температуре воздуха с обеспеченностью 99 %. Кроме того, нормами определен ряд требований по обеспечению защиты населения от воздействия электрического поля и к механизмам, находящимся на трассах в охранной зоне ВЛ 330 кВ и выше. Длинный опыт эксплуатации ВЛ 330, 500 и 750 кВ при соблюдении требований упомянутых норм не выявил каких-либо отрицательных воздействий линий электропередачи на человека.

Особое место в развитии электрических сетей ЕЭС СССР занимало создание мощной управляемой связи на постоянном токе напряжением 1150 кВ Экибастуз – Центр протяженностью 2414 км, пропускной способностью 6000 МВт. Следует сказать, что технический проект ВЛ постоянного тока 1500 кВ Экибастуз – Центр был разработан еще в начале 70-х гг. и утвержден в начале 10-й пятилетки (1976). В дальнейшем на базе научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектных работ,

выполненных ведущими организациями Минэнерго СССР и бывшего Минэлектротехпрома СССР, были разработаны предложения о существенном повышении эффективности и надежности этой линии электропередачи путем укрупнения основных элементов преобразовательных подстанций и увеличения сечения проводов.

Быстрое развитие преобразовательной техники, осуществляемое в стране в 10–12 пятилетках, в результате которого была обеспечена более высокая надежность вентильных тиристорных блоков и в значительной мере снизились воздействующие напряжения в нормальных и аварийных режимах работы преобразовательных мостов, позволило увеличить вдвое единичную мощность тиристорных блоков и связанных с ними преобразовательных трансформаторов. С середины 10-й пятилетки в стране стало осваиваться промышленное производство комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией на напряжение 110, 220 кВ (КРУЭ-110, КРУЭ-220). Элегаз (сокращение от слов «электрический газ») представляет собой газ – гексафторид серы F_6S , в шесть раз тяжелее воздуха с высокими диэлектрическими свойствами.

КРУЭ по сравнению с традиционным оборудованием подстанций позволяет резко уменьшить площадь и объем зданий подстанций, сократить объем строительно-монтажных работ и расход строительных материалов при обеспечении высокой надежности и безопасности в эксплуатации. Основной областью применения КРУЭ стали подстанции глубокого ввода в больших городах и на крупных промышленных предприятиях, а также в отдельных труднодоступных северных районах страны. В частности, КРУЭ 110 и 220 кВ работают на ряде предприятий в системе Мосэнерго, запроектировано еще несколько ПС 110 и 220 кВ с применением КРУЭ.

Техническое усовершенствование оборудования, главных схем электрических соединений подстанций, обеспечение высокой надежности преобразовательных установок привело к новым, более экономичным конструктивным решениям в строительной части этих подстанций и в целом к удешевлению преобразовательных подстанций. При этом было реализовано предложение об увеличении сечения проводов линий 1500 кВ с 4000 до 6000 мм², что позволило повысить КПД электропередачи, не превышая утвержденную ранее суммарную стоимость всей линии электропередачи 1500 кВ.

Схемы преобразовательных подстанций предусматривают 12-фазный режим работы преобразователей, при этом в каждой ветви имеются два моста, представляющих собой одну оперативную единицу – 12-фазный

двухмостовой преобразователь. При аварии в одном из мостов можно просто отключать аварийную ветвь. Такое решение значительно упрощает схему, так как позволяет отказаться от коммутационной аппаратуры для шунтирования мостов и специальной системы обходных шин постоянного тока.

Применение новых фильтровых косинусных конденсаторов выявило целесообразность разделения конденсаторных батарей на фильтровые и шунтовые. Для шунтовых батарей были разработаны вдвое более мощные конденсаторы, чем для фильтровых, что позволило снизить значение их установленной мощности на 32 %. Расход стали на новые конденсаторные батареи снизился вдвое. Они занимают почти в 2 раза меньше места. При этом расход железобетона на фундаменты увеличивается за счет их устройства под упорную изоляцию.

В результате уточнения конфигурации и типов воздушных изоляционных промежутков, а также уменьшения коэффициента отстройки защитного уровня разрядников от наибольшего рабочего напряжения с 1,65 до 1,52 изоляционные расстояния по сравнению с проектом были снижены в среднем на 30 % [11].

На линиях электропередачи 35–500 кВ в 12-й пятилетке стали применяться стальные и железобетонные опоры и фундаменты улучшенной унификации, в которой предусматривается:

- унификация конструкций по регионам, учитывающая климатические, географические и геологические особенности основных районов СССР (Центр, Север, Восток, Средняя Азия, Кавказ);
- применение для конструкций опор и фундаментов новых материалов (термоупрочненных и низколегированных сталей; атмосферокоррозионно-стойких сталей; проката, дифференцированного по прочности; тонкостенных угловых профилей; высокопрочной арматурной стали и высоких марок бетона);
- использование новых экономичных схем конструкций и их элементов;
- использование при разработке конструкций результатов научно-исследовательских работ, методов оптимизации конструкций с помощью ЭВМ, разработанных институтом Энергосетьпроект, а также новых прогрессивных норм проектирования конструкций.

Внедрение этих новых конструкций унифицированных стальных опор и фундаментов позволило получить как значительную экономию материалов (бетон, арматура и т.п.), так и экономию трудозатрат. По объему применения и техническому уровню железобетонных опор СССР занимал ведущее место в мире.

В 12-й пятилетке было освоено также производство ряда новых типов подвесных тарельчатых стеклянных изоляторов, которые имеют более высокие технические показатели по сравнению с выпускавшимися ранее. Однако из-за низкого качества сырья и огнеупоров, дефицита цемента высоких марок и отсутствия специального оборудования качество отечественных подвесных изоляторов по сравнению с зарубежными изделиями было недостаточно высоким.

В СССР и за рубежом в конце XX столетия интенсивно велись работы по созданию изоляторов из полимерных материалов. Приемочной комиссией Минэнерго СССР были приняты для внедрения в опытно-промышленную эксплуатацию полимерные длинностержневые изоляторы для ВЛ 110, 220, 330, 500 и 750 кВ, междуфазные изолирующие распорки для ВЛ 110 и 220 кВ и изолирующие траверсы для ВЛ 35–330 кВ.

В 1985 г. включен первый участок заходов ВЛ 500 кВ на Загорскую ГАЭС, где подвешено 78 полимерных стержневых изоляторов в поддерживающих и натяжных подвесах. Всего в опытно-промышленной эксплуатации на ВЛ 110–750 кВ к концу 1988 г. находилось около 7000 полимерных изоляторов.

Использование изоляционных полимерных материалов в линейном строительстве позволило:

- применять стержневые полимерные изоляторы вместо гирлянд подвесных изоляторов, что снижает трудозатраты при строительстве линий, а также уменьшает транспортные расходы, особенно на ВЛ наиболее высоких напряжений;

- использовать междуфазные изолирующие распорки для уменьшения междуфазных расстояний, которые определяются работой проводов в пролете при сбросе гололеда и «пляске», и тем самым не только повысить надежность работы ВЛ и снизить расход материалов на изготовление опор, но и создать компактные линии повышенной пропускной способности;

- применять полимерные изолирующие элементы и конструкции для перевода существующих линий электропередачи на более высокое напряжение;

- осуществлять безизоляторную подвеску проводов с помощью изолирующих траверс, благодаря чему увеличивается длина пролетов и сокращается количество опор, устанавливаемых на линиях [11].

Как показывают отечественные и зарубежные исследования, наибольший эффект от применения полимерной изоляции получается на ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения. Достигается это главным образом за счет уменьшения транспортных расходов и снижения трудовых затрат при строительстве и эксплуатации.

Известно, что рост пропускной способности и номинального напряжения электропередач дается нелегко. Каждый последующий шаг требовал решения сложных научно-технических задач, и их сложность возрастала по мере роста напряжения линий. К числу основных проблем, требовавших решения, можно отнести следующие:

- потери мощности и энергии на корону, а также радиопомехи, излучаемые линией;
- изоляция и ограничения перенапряжений;
- большие сечения проводов при больших передаваемых мощностях;
- компенсация зарядной мощности линий;
- увеличение токов коротких замыканий в связываемых системах;
- повышение пропускной способности электропередач и устойчивости параллельной работы электростанций;
- экология, что связано с возрастанием напряженности электрического поля под линией и его отрицательным воздействием на живые организмы;
- разработка коммутационной аппаратуры и многие другие.

В заключение данного раздела еще раз отметим, что специфика энергетического производства резко отличает его от других отраслей промышленности. Первая особенность электроэнергетической системы в том, что производство электроэнергии, ее распределение и преобразование осуществляются в один и тот же момент времени. Вторая особенность – приобретенная как товар электроэнергия не может быть отозванной или обмененной.

В 13-й пятилетке практически завершился процесс разгосударствления предприятий топливно-энергетического комплекса, и было создано Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО «ЕЭС России»), что будет рассмотрено в следующем разделе пособия.

Контрольные вопросы

1. План ГОЭЛРО: даты рассмотрения и утверждения, этапы и объемы работ, ход осуществления плановых заданий.
2. Назовите первые отечественные ТЭС, ГЭС, АЭС и действующие гиганты из этих серий.
3. Единая электроэнергетическая система: назначение, структура, дата организации и ход развития по годам пятилеток.
4. Динамика производства электроэнергии по видам топливно-энергетических ресурсов.

5. Основные этапы развития системообразующей сети ЕЭС СССР за годы пятилеток.

6. Почему на смену однофазному току пришел двухфазный, а затем трехфазный ток?

7. Каковы причины, ограничивающие величину напряжения электропередачи на уровне нескольких тысяч киловольт (технические или из-за вредного воздействия на живую природу)?

8. Какие задачи решает диспетчерская служба?

9. Чем характеризуются современные электроизоляционные материалы на основе различных синтетических высокомолекулярных соединений?

3. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ В 1991–2008 ГГ.

3.1. СТРУКТУРА РАО «ЕЭС РОССИИ»

В 1993–1994 гг. в основном завершился процесс разгосударствления предприятий топливно-энергетического комплекса. При этом государственные предприятия и организации изменили форму собственности и были преобразованы в акционерные общества.

В электроэнергетике было создано Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО «ЕЭС России»), в уставной капитал которого переданы в качестве государственного вклада:

- основные системообразующие линии электропередачи, образующие единую энергетическую систему России;
- средства управления режимами электроэнергетических систем;
- 51 % акций крупнейших электростанций;
- 49 % акций каждого регионального акционерного общества энергетики;
- научно-исследовательские и проектные организации отрасли.

Основной частью Единой энергетической системы России является Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть (ЕНЭС). ЕНЭС – комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, предназначенных для снабжения электрической энергией потребителей и параллельной работы российской энергосистемы с энергосистемами других государств.

Управление ЕНЭС возложено на Федеральную Сетевую Компанию (ОАО «ФСК ЕЭС»), которая осуществляет деятельность по оказанию услуг по присоединению пользователей к ЕНЭС и по передаче электроэнергии по этим сетям. Данные виды услуг обеспечивали эксплуатацию и развитие ЕНЭС и включали меры, направленные на снятие технологических ограничений возможности передачи электрической энергии между регионами Российской Федерации, выдачу полного объема мощности действующих и вновь вводимых электростанций и присоединение новых мощностей потребителей электроэнергии.

По состоянию на 2004 г. в состав РАО «ЕЭС России» входили семь территориальных объединенных систем: Центра, Северного Кавказа, Северо-Запада, Сибири, Урала, Средней Волги и Востока, связанных между собой магистральными линиями электропередач (см. рис. 3.1).

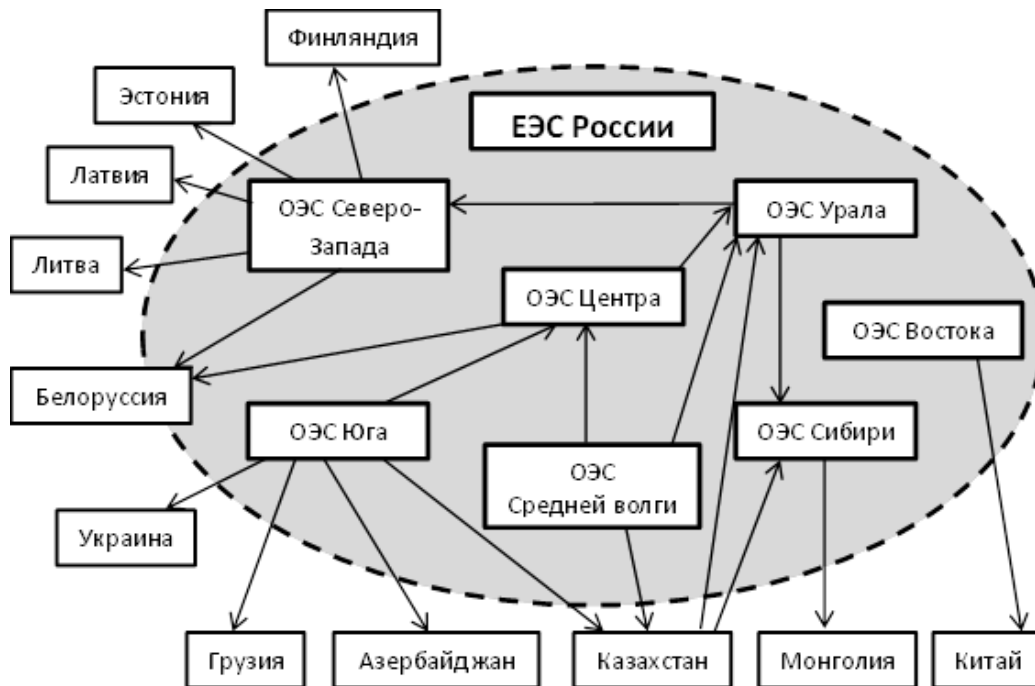


Рис. 3.1. Структура региональных связей электроэнергетической системы России

Холдинговая структура РАО ЕЭС являлась до середины 2008 г. главным оператором российского энергетического сектора. Она состояла из головной компании РАО ЕЭС и 72 вертикально интегрированных региональных энергетических компаний (АО-энерго). Электроэнергия производилась на принадлежащих РАО ЕЭС 30 федеральных электростанциях, а также на электростанциях, принадлежащих региональным АО-энерго. Всего в РАО ЕЭС входили более 400 тепло и гидравлических станций. РАО «ЕЭС России» владела имуществом магистральных линий электропередачи и электрических подстанций, формирующих Единую энергетическую систему России, акциями АО-организаций, Центрального диспетчерского управления и других организаций, обслуживающих Единую Энергетическую систему.

Общая протяженность линий электропередачи на балансе РАО «ЕЭС России» напряжением 220 кВ и выше (по цепям) – 4396,09 км, всего 302 линий электропередачи, а том числе по классам напряжения:

- 1150 кВ – 957,98 км (работает на 500 кВ);
- 800 кВ – 316,32 км (работает на 400 кВ постоянного тока);
- 750 кВ – 2811,0 км;
- 500 кВ – 30348,81 км;
- 400 кВ – 83,6 км;
- 330 кВ – 7790,2 км;
- 220 кВ – 1653,18 км.

На балансе РАО «ЕЭС России» находится 121 подстанция напряжением 330 кВ и выше, в том числе по классам напряжения:

– 750 кВ – 7 шт., 500 кВ – 79 шт., 400 кВ – 1 шт., 330 кВ – 34 шт. с установленной мощностью 130 тыс. МВ·А трансформаторов;

– 17,3 тыс. Мвар шунтирующих реакторов и 1,3 тыс. Мвар синхронных компенсаторов.

По электрическим сетям РАО «ЕЭС России» передавалось свыше 280 млрд кВт·ч электроэнергии.

Первоначальная восстановительная стоимость основных фондов электрических сетей РАО составляла 54,54 млрд руб., остаточная – 32,47 млрд руб., износ – 22,07 млрд руб. или 40,5 %, из них оборудования подстанций 63,4 %. Последняя цифра является очень тревожной, так как говорит о катастрофическом износе оборудования. Уже через 3–4 года в подавляющем большинстве районов России могут начаться процессы необратимого физического разрушения производящих электричество и тепло генераторов, котлов, линий и тепловых сетей. Вместе с тем РАО «ЕЭС России» было одним из крупнейших акционерных обществ. Акционерный капитал РАО по состоянию на 31 декабря 2002 г. составлял 21,558 млрд руб. и был разделен на 43 116 903 308 акций номиналом 50 копеек, включая 41 041 753 984 обыкновенные и 2 075 149 384 привилегированные акции.

В ходе первой эмиссии в 1993 г. было выпущено 139 989 946 акций, в ходе второй 1995 г. – 42 976 913 422 акций.

Государству принадлежало 52,5 % от всех выпущенных акций. Акции общества находятся у 386 286 держателей.

В табл. 3.1 приведены крупнейшие держатели акций по состоянию на 31 декабря 2002 г.

Таблица 3.1

Держатели акций РАО «ЕЭС России»

Держатели акций	Доля от уставного капитала, %
Министерство имущественных отношений Российской Федерации	52,5498
Некоммерческое партнерство «Национальный Депозитарный Центр» (номинальный держатель)	11,5762
ИНГ Депозитарный/«ИНГ Банк (Евразия) ЗАО» (ЗАО) (номинальный держатель)	10,8547
Закрытое акционерное общество «Депозитарно-Клиринговая компания» (номинальный держатель)	6,7075
Общество с ограниченной ответственностью «Дойче Банк» (номинальный держатель)	6,4350

Развитие электроэнергетики России, как это следует из разд. 2, исторически проходило на основе поэтапного объединения и организации параллельной работы региональных энергетических систем с формированием межрегиональных объединенных энергосистем и их объединением в составе Единой электроэнергетической системы.

Техническую основу российской электроэнергетики составляют 440 тепловых и гидравлических электростанций мощностью соответственно 132,1 и 43,8 млн кВт и 10 атомных электростанций мощностью 22,1 млн кВт. Протяженность линий электропередачи всех классов напряжений составляет 2,67 млн км, в том числе свыше 150,69 тыс. км основных системообразующих ЛЭП напряжением свыше 220 кВ.

Показанный в разд. 3.1 холдинг РАО «ЕЭС России» являлся компанией, контролирующей около 70 % производства электроэнергии в стране.

Кроме холдинга РАО ЕЭС в состав Единой энергетической системы России входит государственный концерн «Росэнергоатом», образованный в 1992 г. и охватывающий с 2002 г. 10 действующих АЭС, а также ряд региональных АО-энерго, не принадлежащих холдингу РАО ЕЭС (Иркутскэнерго, Татэнерго и др.), а всего на территории РФ функционируют 75 энергосистем [12].

В 1991 г. РФ еще в составе СССР достигла своего максимального объема производства электроэнергии – 1068 млрд кВт·ч, после чего в результате реформ началось падение производства, которое продолжалось до 1998 г. (771 млрд кВт·ч).

В течение следующих 10 лет имел место монотонный рост объемов производства и в 2008 г. прогнозировалось получить 980 млрд кВт·ч.

3.2. Назначение и структура ФОРЭМ

Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ) является организованным механизмом купли-продажи электроэнергии в пределах ЕЭС России. ФОРЭМ функционировал на основании Федерального закона от 14 апреля 1995 г. «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и постановления Российской Федерации от 12 июля 1996 г. № 793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)». Он представлял собой систему договорных отношений множества его участников (субъектов), связанных между собой единством технологического процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии

в ЭЭС России. Субъектами, предоставляющими услуги на ФОРЭМ, являются организации независимо от организационно-правовой формы, получившие в установленном порядке право участвовать в процессе купли-продажи электрической энергии (мощности) на ФОРЭМ. Российская электроэнергетика организационно развивалась по двум направлениям:

1. Разделение бизнеса на конкурентную и монопольную составляющую. В качестве конкурентного бизнеса выделены генерация электроэнергии и сбыт.

2. Создание конкурентного рынка электроэнергии – торговля по директивным ценам (ФОРЭМ) на рыночный механизм ценообразования – создание АРТ – Теория арбитражного ценообразования (АРТ - arbitrage pricing theory) (см. рис. 3.2).



Рис. 3.2. Рынок электроэнергетики

В качестве основного инструмента рынка выступает Администратор Торговой Системы (АТС), основной задачей которой является формирование доступного для всех участников процесса торговли электроэнергией. НП «АТС» было создано 23 ноября 2001 г., и в его состав вошли 28 организаций (14 потребителей и 14 производителей).

ФСК (федеральная сетевая компания)го – естественный монополист, отвечающий за транспортировку электроэнергии. До этого ФСК управляла магистральными сетями, принадлежащими региональным компаниям. ОАО «ФСК ЕЭС» было зарегистрировано 25 июня 2002 г.

От сетей ЕЭС России осуществлялось также электроснабжение потребителей Казахстана, Белоруссии, Латвии, Финляндии. Параллельно с ЕЭС России работала Харьковская энергосистема ОЭС Украины.

Перспектива развития экспорта российской электроэнергии в западном направлении связана с необходимостью разработки и осуществления новой политики, которая должна строиться не на планах покрытия ожидаемого дефицита электроэнергии на Западе, а на работе в условиях жесткой конкуренции, планах полноправного участия России в образованном в 1995 г. рынке скандинавских стран и открывающемся общеевропейском рынке электроэнергии. Главные факторы, определяющие успех в экспортной политике – это эффективность работы энергосистем, качество, цена, надежность и гарантии со стороны поставщика, серьезная и планомерная государственная поддержка по восстановлению утраченных рынков и вхождению в новые.

Комплекс мер по реализации экспортного потенциала ЕЭС России в торговле со странами ближнего и дальнего зарубежья включает:

- разработку и реализацию инвестиционных программ сетевого строительства для передачи электроэнергии в страны с наиболее благоприятными условиями реализации и лоббирование соответствующих межгосударственных соглашений;
- взаимодействие и согласование интересов с ведущими международными энергетическими организациями и союзами;
- создание международных консорциумов, в первую очередь с иностранными компаниями распределительных сетей;
- организация сети дочерних компаний за рубежом, которые должны быть полноправными участниками местных рынков, иметь возможность поставки электроэнергии конечным потребителям и участвовать в работе электроэнергетических бирж.

В соответствии с постановлением Правительства России от 7 апреля 2007 г. предусматривается постепенный переход регулируемых договоров по ФОРЭМ на свободные нерегулируемые договоры, поэтому правила функционирования розничных рынков предполагают постепенную либерализацию розничных рынков электроэнергии параллельно с либерализацией оптового рынка, при сохранении обеспечения населения электроэнергией по регулируемым тарифам.

3.3. Тарифное регулирование

Тарифная система в России действует по принципу перекрестного субсидирования, что означает разный уровень тарифов для разных групп потребителей. Наибольший тариф платят предприятия, субсидируя таким

образом население. Например, в 2001 г. средний тариф по России составил 1,8 цента/кВт·ч, тогда как тариф для населения был на уровне 1,51 цента/кВт·ч (около 80 % энергозатрат, остальные датируются), а тариф для предприятий – 1,99 цента/кВт·ч. В табл. 3.2 показана динамика тарифов на электричество для населения и промышленных предприятий в 2000–2003 гг.

Таблица 3.2

Динамика тарифов на электроэнергию для населения
и промышленных предприятий в 2000–2003 гг.*

Наименование	Январь 2000	Январь 2001	Январь 2002	Январь 2003
Средний тариф для потребителей, коп./кВт·ч	29,46	39,69	53,37	69,11
% к предыдущему году		134,7	134,5	129,5
Тариф для населения, коп./кВт·ч	17,56	27,4	38,36	56,96
% к среднему тарифу	59,6	69	71,9	82,4
% к предыдущему году		156	140	148,5
Тариф для промышленных предприятий, коп./кВт·ч	34,66	43,39	56,69	71,33
% к среднему тарифу	117,7	109,3	106,2	103,2
% к предыдущему году		125,2	130,7	125,8

*Источник: РАО «ЕЭС России».

К отмеченному выше можно добавить, что если в начале 2000 г. тарифы для населения были в два раза ниже, чем для промышленности, то в начале 2003 г. их значения существенно сблизились. Можно обратить внимание, что рост тарифов был выше темпов инфляции.

Между тем во всем мире распределение тарифов обратное: на европейском рынке тариф для потребителя составляет 5–20 центов/кВт·ч, а для промышленности 4–10 центов/кВт·ч. Технологический расход, как известно, является одним из составляющих тарифа в электрических сетях.

Из-за роста цен на топливо имеет место скачкообразный рост тарифов на энергоносители и электроэнергию. В результате из-за тяжелых экономических условий, особенно в 90-х гг., потребители оказались не в состоянии платить за электроэнергию. В таких условиях увеличилось число безучетных потребителей, нарушений учета и рост хищения, что потребовало более жесткого подхода к неплательщикам и повышения контроля за расходованием электроэнергии.

Реально производство электроэнергии проще всего регулировать путем подключения или отключения энергоагрегатов в зависимости от сезонных колебаний спроса. Сглаживать суточные пики потребления можно с помощью хорошо налаженной иерархической системы диспетчерского управления ЕЭС России за счет перетоков электроэнергии, что, однако, связано с заметными потерями ее в линиях. Сглаживать суточные пики потребления можно также с помощью энергоаккумулирующих станций.

Однако строительство таких объектов довольно дорого и на сегодня, как указывалось, действует только одна такая станция – Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт.

Энергосистема стимулирует потребителей к более ровному использованию электроэнергии. Предприятие с ровным графиком потребления электроэнергии получает преимущество при обслуживании по двухставочному тарифу или по так называемому зонному тарифу. Например, для крупных потребителей Москвы установлена система коэффициентов дифференцированного тарифа на электрическую энергию по зонам суток и времени года, применяемых в данном случае к одноставочному тарифу (см. табл. 3.3). Как видим, отличия в ценах в течение суток доходят до 60 %.

Таблица 3.3

Зонные коэффициенты к тарифам в Москве, действующие
с 1 марта 2003 г.

Время действия коэффициентов по зонам суток	Коэффициент
Зимний период времени года	
С 23–00 до 07–00	0,75
С 07–00 до 08–00	1,0
С 08–00 до 10–00	1,2
С 10–00 до 17–00	1,0
С 17–00 до 20–00	1,2
С 20–00 до 23–00	1,0
Летний период времени года	
С 23–00 до 07–00	0,75
С 07–00 до 08–00	1,0
С 08–00 до 10–00	1,2
С 10–00 до 23–00	1,0

Благодаря принятым мерам в течение 2000–2004 гг. имело место медленное сокращение дебиторской задолженности по оплате за потребленную электроэнергию. В частности, задолженность в 2001 г. сократилась на 18 %, в 2002 г. на 14 %, а с 2004 г. удалось обеспечить оплату текущего начисления в полном объеме.

3.4. Технологический расход энергии в электрических сетях России

На протяжении 1970–1990 гг. относительная величина технологического расхода (потерь) энергии на ее передачу в электрических сетях Минэнерго СССР была на приблизительно постоянном уровне и составляла 9–9,4 % от суммарного отпуска электроэнергии в сеть. Можно отметить, что в ряде промышленно развитых стран эти затраты были значительно ниже (в Японии – 5,5 %, в США – 5,4 %, Англии – 8,8 % в среднем).

В России по отчетным данным за 1994–2003 гг. потери увеличились с 10,5 до 13,2 % относительно отпуска электроэнергии в российские электрические сети (см. табл. 3.4).

Таблица 3.4

Отпуск в сеть и потери электроэнергии в электрических сетях России
по годам, млрд кВт·ч

Электро- энергия/ годы	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Отпуск в сеть	774,4	757,1	748,1	733,1	727,1	744,8	775,5	790,6	789,8	814,3
Потери	78,1	79,5	81,5	83,9	88,9	83,5	99,2	103,6	103,1	107,1
Потери, %	10,9	10,5	10,9	11,4	12,2	12,6	12,8	13,1	13,0	19,2

Известно, что потери обусловлены, в основном, физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по сетям, и выражаются в преобразование части электроэнергии в тепло в элементах сетей (линиях, трансформаторах, компенсирующих и коммутирующих устройствах, токоограничивающих реакторах, заградителях и т.п.)

Эти потери не могут быть измерены и их значения получают расчетным путем на основе известных законов электротехники. Особую статью составляют потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения. Эти потери получают также расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках.

К потерям принято относить и расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленные на трансформаторах собственных нужд.

Особую группу потерь составляют так называемые коммерческие потери, представляющие собой воздействие «человеческого фактора» и проявляющиеся в виде хищения электроэнергии, неоплаты показаний счетчиков, потребления энергии мимо счетчиков и т.п.

Механизм выявления резервов снижения потерь включает в себя: оптимизацию схем и режимов, автоматизацию управления, замену морально и физически устаревшего оборудования, расчет нормативного расхода электроэнергии, расчет допустимого недоучета и т.д.

3.5. Вопросы модернизации и замены оборудования

Выше отмечалась высокая степень изношенности основных фондов РАО ЕЭС. Генерирующие мощности, оборудование подстанций были построены и задействованы в 60–70-х гг. прошлого столетия и устарели не только физически, но и морально. Значительный износ основных фондов отражается в высокой себестоимости генерации и росте затрат на ремонт, поддержание мощностей в работоспособном состоянии. Известно, что удельные топливные затраты на российских ГРЭС и ТЭЦ почти в 1,5 раза выше, чем у европейских аналогов, работающих в основном с использованием более современной парогазовой технологии.

По данным [13] удельные топливные затраты в 2001 г. по холдингу РАО «ЕЭС России» составили 337,6 г условного топлива на 1 кВт·ч, в то время как затраты входящей в холдинг Северо-Западной ТЭЦ (парогазовая технология) составили всего 267 г условного топлива. Остальные компоненты затрат также достаточно высоки.

Действительно, результаты первого года эксплуатации энергоблока ПГУ-450Т на Северо-Западной ТЭЦ (г. С.-Петербург) показали его высокую экономичность. При температуре наружного воздуха 0...–3,3 °С при мощности 470–90 МВт КПД энергоблока составляет 50–50,3 %.

В 2000 г. лучший паротурбинный энергоблок России (энергоблок СКД мощностью 800 МВт Нижневартовской ГРЭС, работающий тоже на газе) имел КПД 40 %.

Следовательно, экономия топлива, получаемая на энергоблоке ПГУ-450, по сравнению с этим энергоблоком составляет

$$\frac{0,515 - 0,409}{0,409} 100 = 25,8 \% .$$

Ясно, что электроэнергия на ТЭЦ с ПГУ-450Т по сравнению с традиционной ТЭЦ будет вырабатываться с еще более высокой экономией топлива (до 60–65 %).

Другим важным результатом исследований в процессе первого года эксплуатации энергоблока ПГУ-450Т явилось полное соответствие температуры уходящих газов за ГТУ проектным данным при изменении нагрузки. Температура в диапазоне 80–160 МВт практически постоянна и равна 535 °С. Это одно из основных обстоятельств, которое гарантирует получение высоких характеристик экономичности паротурбинной установки и всей ПГУ при различных режимах, отличных от номинального.

Испытания также показали, что максимальная экономичность достигается при работе одной или двух ГТУ в номинальном режиме и паровой турбины в чисто теплофикационном режиме (при закрытых регулирующих диафрагмах цилиндра низкого давления (ЦНД) и отсутствии потока пара в конденсатор, теплота конденсации которого отдается охлаждающей воде). В этих режимах из теплоты топлива, сгоревшего в камере сгорания ГТУ, теряется только теплота уходящих газов котлов-утилизаторов, а вся остальная теплота передается либо тепловому потребителю, либо преобразуется в электроэнергию [9].

На Северо-Западной ТЭЦ планируется установить четыре одинаковых парогазовых энергоблока ПГУ-450Т номинальной мощностью по 450 МВт. Первый блок, как указывалось, был введен в декабре 2000 г. В настоящее время завершён монтаж третьего блока. Проектирование Северо-Западной ТЭЦ выполнено содружеством ведущих российских и зарубежных фирм: Северо-Западным филиалом ВНИИПИэнергопром, ВТИ, ЛМЗ, ЗиО «Электросила».

Активную помощь в создании первого энергоблока ТЭЦ оказали германская фирма Siemens и бельгийская фирма Cockerille. При создании первой очереди ТЭЦ было использовано в основном отечественное энергетическое оборудование, в целом в рамках принятой технической концепции не уступающее западному уровню.

Совместное российско-германское предприятие «Интертурбо» (ЛМЗ-Siemens) изготовило первые ГТУ V94.2, машиностроительный завод ЗиО (г. Подольск) совместно с фирмой Cockerille спроектировал и построил два котла-утилизатора, ЛМЗ спроектировал и изготовил паровую турбину, завод «Электросила» (С.-Петербург) изготовил генератор с воздушным охлаждением.

К концу 2000 г. в России сложилась неблагоприятная картина с так называемой коммутационной.

За период времени 1991–2002 гг. энергетическое оборудование существенно изменило свои показатели надежности (где-то устаревшее оборудование заменено новым и более надежным, где-то оно существенно износилось и не заменено).

Показатели надежности самих элементов системы также зависят от времени (например, вероятность отказа в срабатывании выключателя зависит от количества отключенных им КЗ и надежности функционирования этого устройства).

Следует указать, что схемы коммутации электроустановок повышенных напряжений приоритетно выделяют среди прочих схем. На то имеется веская причина.

Электростанции и крупные подстанции, являясь опорными коммутационными узлами внутри- и межсистемных связей, пунктами по поддержанию требуемого качества электроэнергии, регуляторами параметров графиков нагрузки энергосистем, оказывают заметное влияние на надежность и экономичность режимов их работы.

Поэтому схемы коммутации и соответствующие им конструкции РУ – важные элементы электроустановок. В этой связи авторы работы [14] сочли полезным оценить достигнутый уровень надежности комплексных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) и выявить дополнительные преимущества для более широкого использования в энергосистемах России данного вида оборудования. Процессы коммутации конденсаторных батарей имеют ряд специфических особенностей и к системам выключателей в этом случае предъявляются дополнительные требования. Известны случаи, когда контакты воздушных выключателей в цепи конденсаторной батареи за год подвергались исключительно большому износу с осаждением меди на внутренних полостях фарфорового изолятора. Имели место и другие неблагоприятные воздействия, например, недопустимое повышение давления в дугогасительном устройстве масляного выключателя, увеличение вероятности сваривания контактов.

Элегазовые выключатели в этом случае показывают повышенную коммутационную способность.

Анализ практики промышленности развитых стран показывает стремительную сдачу позиций масляными (баковыми), маломасляными, электромагнитными и воздушными (кроме генераторных) выключателями.

Напротив, все более массовое применение получают вакуумные (напряжение до 36 кВ) и элегазовые (до и выше 36 кВ) выключатели,

а также КРУЭ. Еще в 70-х гг. имелась представительная информация западноевропейских фирм (производители в Великобритании, Швейцарии, Франции, ФРГ и др.) о выпускаемых воздушных выключателях для электроустановок напряжением класса 100–800 кВ. В конце 80-х гг. в каталогах тех же производителей фигурировали уже, как правило, элегазовые выключатели и КРУЭ.

В табл. 3.5 показана динамика структуры типов выключателей в ФРГ применительно к сетям 110 кВ. Иллюстрация типичного состава коммутационного оборудования в крупных отечественных энергосистемах приведена в табл. 3.6 по состоянию на 2002 г.

Таблица 3.5

Структура типов выключателей 110 кВ в ФРГ

Тип выключателей	Доля выключателей, %		
	1972 г.	1982 г.	1996 г.
Воздушные	40	24	13
Маломасляные	56	58	39
Элегазовые	4	18	48
Итого	100	100	100

Таблица 3.6

Структура выключателей 110–500 кВ в энергосистемах России в 2002 г.

Тип выключателей	Доля выключателей, %		
	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Воздушные	11,4	20,4	98,2
Масляные (баковые)	58,8	61,3	–
Маломасляные	21,2	8,7	–
Элегазовые	8,6	9,6	1,8
Итого	100	100	100

Как видно из данных табл. 3.6, доля элегазового коммутационного оборудования не превышает 2–10 % общего числа установленных выключателей, т.е. по данному показателю оснащенность отечественных энергосистем рассматриваемыми типами оборудования соответствует уровню 80-х гг. в промышленно развитых странах.

Также следует обратить внимание на широкое (около 60 %) использование в сетях России 110–220 кВ масляных (баковых) выключателей. Их производство прекращено из-за неустойчивой работы

более 30 лет назад. Это означает, что в предстоящие годы в энергосистемах России предстоит выполнить большой объем работ по замене физически и морально изношенного коммутационного оборудования.

В сообщении [16] собраны и обработаны данные по 50 % КРУЭ, эксплуатируемых в мире (см. табл. 3.7).

Таблица 3.7

Статистическая выборка по КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	Количество КРУЭ			Число ячеек с выключателями	Длительность эксплуатации, ячейки	Средний срок службы ячеек, лет	Среднее число присоединений
	страны	респонденты	общее число				
От 60 до 100*	8	22	1061	6910	56884	8,2	6,5
От 100 до 200	26	63	609	3817	34060	8,9	6,3
От 200 до 300	18	36	270	1732	16040	9,3	6,4
От 300 до 500	17	21	110	689	6774	9,8	6,3
От 500 до 700	4	11	63	524	4525	8,6	8,3
Более 700	1	1	2	24	200	8,3	12
Итого	30**	80**	2115	13696	118483	8,7	6,5

* Последняя цифра в приведенные пределы номинальных напряжений не входит.

** Общее число стран и респондентов.

Под респондентом в табл. 3.7 понимается энергосистема (региональная, национальная), энергокомпания, штат и пр., а под средним числом присоединений их число, присоединенное к одному КРУЭ. Из общего числа КРУЭ (табл. 3.7) – 43 % наружной и 57 % внутренней установки.

Число присоединений из табл. 3.7 – один из важнейших факторов, учитываемых при обосновании и выборе схем коммутации. Анализ статических данных по энергосистемам России показывает [17], что в сетях 110 кВ и выше обширного региона электроснабжения подстанция имеет на стороне высшего напряжения пять присоединений, на вторичной стороне их число удваивается, при этом соотношение между числом питающих и нагрузочных узлов равно 1:3, т.е. на один питающий узел приходится три нагрузочных. Считается, что такое соотношение отвечает мировой практике.

Один из важнейших показателей надежности – параметр потока отказов ω , характеризующий частоту их возникновения, 1/год.

Как известно, у восстанавливаемых элементов параметр ω определяется как плотность вероятности возникновения отказов за рассматриваемый период, т.е.

$$\omega = \frac{mi}{kT},$$

где m – число отказов, наблюдаемых k элементов за время T .

В табл. 3.8 приведены значения параметра потока отказов КРУЭ [16] с дифференциацией по ячейкам до 1.01.1985 и после 1985 г. выпуска.

Таблица 3.8

Значение параметра потоков отказов КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов ячейки с выключателем, 1/год					
	по состоянию на 31.12.1990 г.			по состоянию на 31.12.1995 г.		
	Все ячейки	Ячейки до 1.01.1985 г.	Ячейки после 1.01.1985 г.	Все ячейки	Ячейки до 1.01.1985 г.	Ячейки после 1.01.1985 г.
От 60 до 100	0,0013	0,0017	0,0006	0,0005	0,0006	0,0004
От 100 до 200	0,011	0,013	0,006	0,0145	0,018	0,0091
От 200 до 300	0,011	0,015	0,004	0,0086	0,0097	0,0067
От 300 до 500	0,043	0,044	0,04	0,0281	0,0298	0,0258
От 500 до 700	0,042	0,037	0,018	0,0108	0,0098	0,0134
> 700	0,14	–	–	0,06	–	–
Среднее значение по всем классам напряжения	0,0097	0,018	0,0051	0,0075	0,0093	0,0049

За период до 31.12.1995 г. общее число отказов в наблюдаемых КРУЭ составило 867. Из них 20 % фиксировалось в первый год эксплуатации. Из табл. 3.8 следует, что сохраняется общая тенденция, согласно которой при сроке службы установок 20 лет и более их аварийность возрастает не менее чем в 2 раза (прослеживается на уровне и 1990, и 1995 гг.). Если принять во внимание все ячейки без учета года их выпуска, оказывается, что результирующий параметр потока отказов ячеек снизился за 5 лет с 0,0097 до 0,0075 1/год, т.е. на 30 %.

Распределение отказов по элементам КРУЭ следующее, доля отказов в %:

Выключатели с приводом	43,4
Разъединители	17,9
Шинопроводы и соединительные части	11,9
Вводы-выводы	7,1
Трансформаторы	6,5
Заземляющие разъединители	4,4
Прочие	8,8

Как мы видим, приведенная структура отказов типичная. Наиболее критичный с позиций надежности модуль КРУЭ – выключатель и его привод.

Возникавшие отказы проявлялись следующим образом, доля отказов в %:

Пробой изоляции	52,1
Утечка элегаза	12,4
Несрабатывания по командам управления	9,4
Потеря механических и токоведущих функций	9,3
Частичные разряды	5,2
Прочие	11,6

Расследование аварий выявило следующие их первопричины, доля отказов в %:

По вине завода-изготовителя	46,7
Проектирование	13,4
Монтаж, пуско-наладка	14,5
Физический износ	10,1
Прочие	15,3

Как видно, основная причина отказов – вина завода-изготовителя (46,7 %) и пробой изоляции (52,1 %) в процессе эксплуатации.

По данным [18] отечественные КРУЭ по ряду важнейших параметров, в первую очередь весовым и габаритным характеристикам, уступают ведущим мировым аналогам.

Другой важнейший параметр надежности – время восстановления комплексных распределительных устройств – показан в табл. 3.9. Оно также определяется на основе статистических данных:

$$T_B = \left(\sum_{i=1}^m T_{Bi} \right) / m,$$

где T_{Bi} – время аварийно-восстановительного ремонта при возникновении i -го отказа.

Таблица 3.9

Характеристики времени восстановления КРУЭ

Номинальное	Общее время	Трудозатраты,	Доставка запасных
От 60 до 100	216	63	30
От 100 до 200	384	58	48
От 200 до 300	192	138	91
От 300 до 500	192	127	74
От 500 до 700	216	160	40
Среднее значение по всем	312	88	57

Время восстановления составляет в среднем 312 ч, что заметно выше, чем у других традиционных выключателей. Объясняется это сложностью аварийно-восстановительных ремонтов этого класса устройств по сравнению с другими аппаратами подобного рода. Для сравнительного анализа надежности КРУЭ и традиционных РУ основной интерес представляет, как известно, параметр потока отказов. Как уже отмечалось выше, наиболее критичный с позиций надежности элемент КРУЭ – выключатель, его привод и разъединитель. Их доля в общем числе отказов суммарно 61,3 %, в том числе выключатель с приводом 43,4 %. В табл. 3.10 отражены сравнительные характеристики параметра потока отказов выключателей КРУЭ с другими типами выключателей. Параметр ω выключателя КРУЭ принят как 1/2 соответствующего параметра из табл. 3.8 (колонка «все ячейки по состоянию на 31.12.1995 г.»).

Таблица 3.10

Значения параметра потока отказов выключателей

Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов выключателей, 1/год (отн. ед.)		
	КРУЭ	воздушных	масляных
110	0,0073 (1,0)	0,05–0,1 (6,85–13,7)	0,01–0,03 (1,4–4,1)
220	0,0043 (1,0)	0,06–0,15(14,0–34,9)	0,01–0,07(2,3–16,3)
330	0,014 (1,0)	0,07–0,2 (5,0–14,3)	
500	0,0054 (1,0)	0,08–0,2 (14,8–37,0)	
Итого	0,0038		

Как видно из данных табл. 3.10, выключатели КРУЭ имеют более благоприятные характеристики надежности: значения параметра потока отказов в 1,4–37,0 раз более низкие, чем для традиционных-воздушных и масляных выключателей.

К показателям надежности также относят частоту и длительность плановых ремонтов. В зарубежной практике выделяют следующие виды технического обслуживания КРУЭ [20]: плановый осмотр, планово-предупредительный, внеплановый и специальный ремонты. Систематизированная информация по среднегодовой продолжительности преднамеренного простоя ячеек КРУЭ отсутствует.

В первом приближении о ней можно судить по данным [20], где приведен суммарный среднегодовой простой ячеек КРУЭ (см. табл. 3.11, данные 1990 г.).

Таблица 3.11

Характеристики среднегодового простоя ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	Среднегодовой простой, ч/год		
	суммарный	аварийный	техническое
От 60 до 100	10,5	0,3	10,2
От 100 до 200	21,9	4,2	17,1
От 200 до 300	16,6	2,1	14,5
От 300 до 500	38,5	8,3	30,2
От 500 до 700	31,5	9,1	22,4

Среднегодовой простой ячеек в аварийно-восстановительном режиме оценивается произведением ω (см. табл. 3.8) на $T_{\text{в}}$ (табл. 3.9).

Оно приведено в табл. 3.9, где для сопоставимости данных параметр ω взят по отчетным данным за 1990 г. Разность между суммарным среднегодовым временем и временем простоя из-за аварий дает приблизительную оценку среднегодовой продолжительности преднамеренного отключенного состояния ячейки КРУЭ с выключателем.

Авторы работы [14] на основании анализа сделали следующие выводы.

1. В электроэнергетике России сложилась ситуация, когда для обеспечения надежности функционирования основной электрической сети ресурсы, направляемые на техническое обслуживание и поддержание работоспособности изношенных коммутационных аппаратов, оказываются сопоставимыми с затратами на новое, более надежное и экономичное оборудование.

2. Последующее развитие отечественной электроэнергетики объективно приведет к масштабной замене коммутационного оборудования, так как 80–90 % его выработало свой ресурс и морально устарело. В процессе технического перевооружения будущее видится за оборудованием, обеспечивающим высокую надежность, экономичность и качество поставляемой потребителям электроэнергии, так как развитие конкурентных отношений заставит уделить пристальное внимание аспектам надежности систем генерации и транспорта электроэнергии.

3. Сравнительный анализ КРУЭ и РУ с традиционной изоляцией свидетельствует о заметном превосходстве с позиций надежности первых из них по ряду показателей, таких как параметр потока отказов, периодичность капитальных ремонтов, среднегодовая продолжительность нахождения оборудования в аварийно-восстановительных и плановых ремонтах, КРУЭ обеспечивают более благоприятные (различающиеся до 10 раз и даже более) характеристики.

4. Основная причина отказов КРУЭ происходит по вине их производителей. Чистота сборки данного вида оборудования – важнейший фактор его последующей надежной эксплуатации, обеспечиваемый только в заводских условиях. Следовательно, отечественным производителям необходимо уделить пристальное внимание технологии производства ячеек высокой заводской готовности, позволяющей свести к минимуму объемы сборочных работ на площадке сооружения электроустановки, также сокращению их габаритов, особенно для объектов основной электрической сети.

Следует указать, что масштабный отказ от использования масляных, воздушных и вакуумных выключателей и замене их на выключатели КРУЭ требует не только значительных средств, но и времени.

В этих условиях возможна замена устаревших коммутационных аппаратов на аппараты с высокой токоограничивающей способностью, что значительно снижает затраты и сокращает сроки переоснащения.

Первые отечественные КРУЭ на классы напряжений 110–120 кВ были изготовлены в 1978–1980 гг. энергомеханическим заводом (г. Ленинград) по разработкам Научно-исследовательского института высоковольтной аппаратуры (НИИВА) на основании лицензии фирмы ВВС. До 1990 г. указанными распредустройствами было укомплектовано более 30 подстанций.

За последние годы были разработаны КРУЭ на сверхвысокие напряжения от 330 кВ до 800 кВ [23].

С 2004 г. основной изготовитель высоковольтных воздушных выключателей завод «Электроаппарат» (С.-Петербург), прежде всего из-за отсутствия заказов, освоил производство высоковольтных элегазовых выключателей 110 кВ и 220 кВ и на эти же классы напряжений начал выпуск элегазовых трансформаторов тока.

Успешно освоило и выпускает элегазовое оборудование ОАО «Уралэлектротяжмаш» (г. Екатеринбург).

При проектировании новых подстанций в концепции РАО «ЕЭС России» по техническому перевооружению и развитию энергосистем России с 2001 г. рекомендовано использование более надежного элегазового высоковольтного оборудования. С учетом известных преимуществ КРУЭ (экономия площадей, высокая надежность и большой срок службы, низкий вес, высокая сейсмостойкость и т.п.) можно наметить следующие возможные области их применения, а именно [23]:

- крупные города с плотной застройкой, когда необходим ввод больших мощностей в центр потребления, когда строительство подстанций с КРУЭ возможно в виде отдельных зданий, подвальных или подземных сооружений;

- труднодоступные районы, особенно вечной мерзлоты, с полностью автоматизированными подстанциями;

- объекты металлургии, химии, энергетики (к примеру, ТЭЦ, работающие на низкокалорийных каменных углях), сильно загрязняющие при производстве атмосферу или подстанции в районах неблагоприятных атмосферных воздействий (например, береговые районы с солевыми туманами);

- на подстанциях гидростанций со скальным грунтом, с трудностью освоения площади для установки оборудования подстанций;

- подстанции с ультравысшим напряжением 750 кВ и выше, когда требуются большие зоны отчуждения по соображениям безопасности и когда эксплуатация традиционного оборудования сильно затруднена, в том числе по соображениям экологии, а само оборудование не может быть выполнено с необходимыми характеристиками надежности.

Основные характеристики КРУЭ, выпускаемых ОАО «Электромеханический завод», приведены в табл. 3.12.

По приведенным в табл. 3.12 параметрам отечественные КРУЭ практически не уступали оборудованию ведущих зарубежных фирм.

Таблица 3.12

Технические характеристики ячеек КРУЭ

Наименование параметра		Типы ячеек			
		ЯЭО-110	ЯЭГ-220	ЯЭУ-330	ЯЭУ-500
Номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшие рабочее напряжение, кВ		110/126	220/252	330/362	500/525
Испытательное напряжение грозового импульса относительно земли, кВ		550	950	1175	1425
Параметры сквозного тока КЗ:	Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости), кА	40	50	50	63
	Пик номинального выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	102	128	128	160
	Номинальная длительность КЗ во внешней цепи, с	3	3	2	2
Номинальный ток отключения выключателей I_0 , ном, кА		40	40–50	40–50	50–63
Число разрывов на полюс		1	1	2	2
Верхний предел избыточного давления (давление заполнения) элегаза при температуре 20 °С, МПа (кгс/см ²):	для выключателя	0,6 (6,0)	0,51 (5,1)	0,6 (6,0)	0,6 (6,0)
	для трансформаторов напряжения	0,45 (4,5)	0,44 (4,4)	0,44 (4,4)	0,44 (4,4)
	для других модулей	0,3 (3)	0,38 (3,8)	0,38 (3,8)	0,38 (3,8)
Нижний предел избыточного давления (давление заполнения) элегаза при температуре 20 °С, МПа (кгс/см ²):	для выключателя	0,5 (5,0)	0,42 (4,2)	0,5 (5,0)	0,5 (5,0)
	для трансформаторов напряжения	0,4 (4,0)	0,39 (3,9)	0,39 (3,9)	0,39 (3,9)
	для других модулей	0,25 (2,5)	0,29 (2,9)	0,29 (2,9)	0,29 (2,9)
Номинальное напряжение постоянного тока цепей управления (ЦУ) и вспомогательный цепей (ВЦ), В		220	220	220	220
Утечка элегаза из ячейки в год, %		1			

Экономическую эффективность от внедрения КРУЭ следует обосновать на основании конкретных проектов модернизации подстанций. В ряде случаев эффект просто очевиден. Например, ввод мощностей в густонаселенные города или на промышленные объекты с ограниченной территорией. Площадь, занимаемая ячейкой с выключателем 220 кВ открытого РУ с воздушной изоляцией, составляет не менее 0,1 га, а КРУЭ ведущих мировых производителей 0,0007–0,0011 га и это при непрерывно возрастающих ценах на землю. Цена земли в крупных городах, например в США, еще в 80-х гг. XX века находилась в диапазоне 110–270 млн долл./га, в Японии – свыше 2 млрд долл./га.

Другой пример: сооружение подстанции с КРУЭ в зоне вечной мерзлоты (Сургутская и Воркутинская подстанции).

При технико-экономическом обосновании применения КРУЭ надо использовать опыт развития энергетики во всех развитых странах, в которых подстанции с элегазовым оборудованием считают наиболее экономически выгодными не только по капитальным затратам, но и по ежегодным затратам на эксплуатацию.

Здесь будет уместным указать, что с 2003 г. компания «Шнейдер Электрик» (Франция) все активные части коммутирующих устройств среднего напряжения 6–35 кВ размещает в специальных герметичных запаянных блоках, заполненных элегазом на весь срок службы 30 лет, не требующих никакого обслуживания. Допустимая степень утечки SF₆ не более 0,1 % в год (МЭК 255, приложение EE).

С 1995 г. в НИИВА была начата разработка серии элегазовых баковых выключателей с автономными приводами и встроенными трансформаторами тока. Актуальность таких разработок обуславливалась в первую очередь необходимостью применения новых более совершенных и надежных выключателей в связи со стремительным физическим и моральным устареванием эксплуатируемого оборудования с масляной и воздушной изоляцией.

Основными преимуществами баковых выключателей со встроенными трансформаторами тока перед традиционными комплектами «колонковый выключатель плюс отдельно стоящий трансформатор тока» являются 1) повышенная сейсмостойкость; 2) меньшая площадь отчуждаемой территории подстанции; 3) меньший объем требуемых фундаментных работ при строительстве подстанций; 4) повышенная безопасность персонала подстанции (гасительные устройства расположены в заземленных металлических резервуарах); 5) возможность применения подогрева элегаза при использовании в районах с холодным климатом.

Кроме того, следует отметить, что, как показывает мировой опыт, начиная с классов напряжения (300–400) кВ и выше, стоимость баковых выключателей со встроенными трансформаторами тока становится сравнимой со стоимостью комплектов «колонковый выключатель плюс отдельно стоящий трансформатор тока».

Основные технические характеристики разработанной в НИИВА серии элегазовых баковых выключателей типа ВГБ приведены в табл. 3.13 [23].

Таблица 3.13

Технические характеристики элегазовых выключателей серии ВГБ

Наименование параметра		ВГБУ-110	ВГБУ-220	ВГБ-330	ВГБ-500	ВГБ-750
Число разрывов на полюс		1	1	1–2	2	2
Номинальное/наибольшее рабочее напряжение, кВ		110/126	220/256	330/363	500/525	750/787
Номинальный ток, А		2000		3150		4000
Номинальный ток отключения, кА		40, 50	40	40–63	40, 50	50
Испытательные напряжения:	одноминутное промышленной частоты, кВ	230	440	560	760	950
	грозового импульса, кВ (макс)	520	1050	1380	1550	2100
	между контактами относительно земли, кВ	450	900	1175	1550	2100
Полное время отключения, с, не более		0,055				0,04
Полное время включения, с, не более		0,15				
Допустимое число операций «О/В» в диапазоне от 60 до 100 % $I_{0.ном}$ и $I_{в.ном}$		20/10				18/9
Удельная длина пути утечки внешней изоляции вводов, СМ/КВ, не менее		2,25				
Нижний предел избыточного давления элегаза при 20 °С, МПа (кгс/см^2)		0,35(3,5) 0,6 (6,0)	0,5 (5,0)	0,6 (6,0)		

Первым в этой серии стал выключатель ВГБ-110-40/2000У1 с автономным гидравлическим приводом и встроенными трансформаторами тока.

Этот выключатель имеет трехфазное управление (один привод на три фазы) и снабжен фарфоровыми покрывками вводов «воздух-элегаз».

Затем был разработан аналогичный выключатель ВГБУ-110-40/2000У1, основным отличием которого от прототипа явилось то, что в нем в качестве покрывок вводов «воздух-элегаз» используются полимерные изоляторы. На рис. 3.3 приведен разрез этого аппарата.

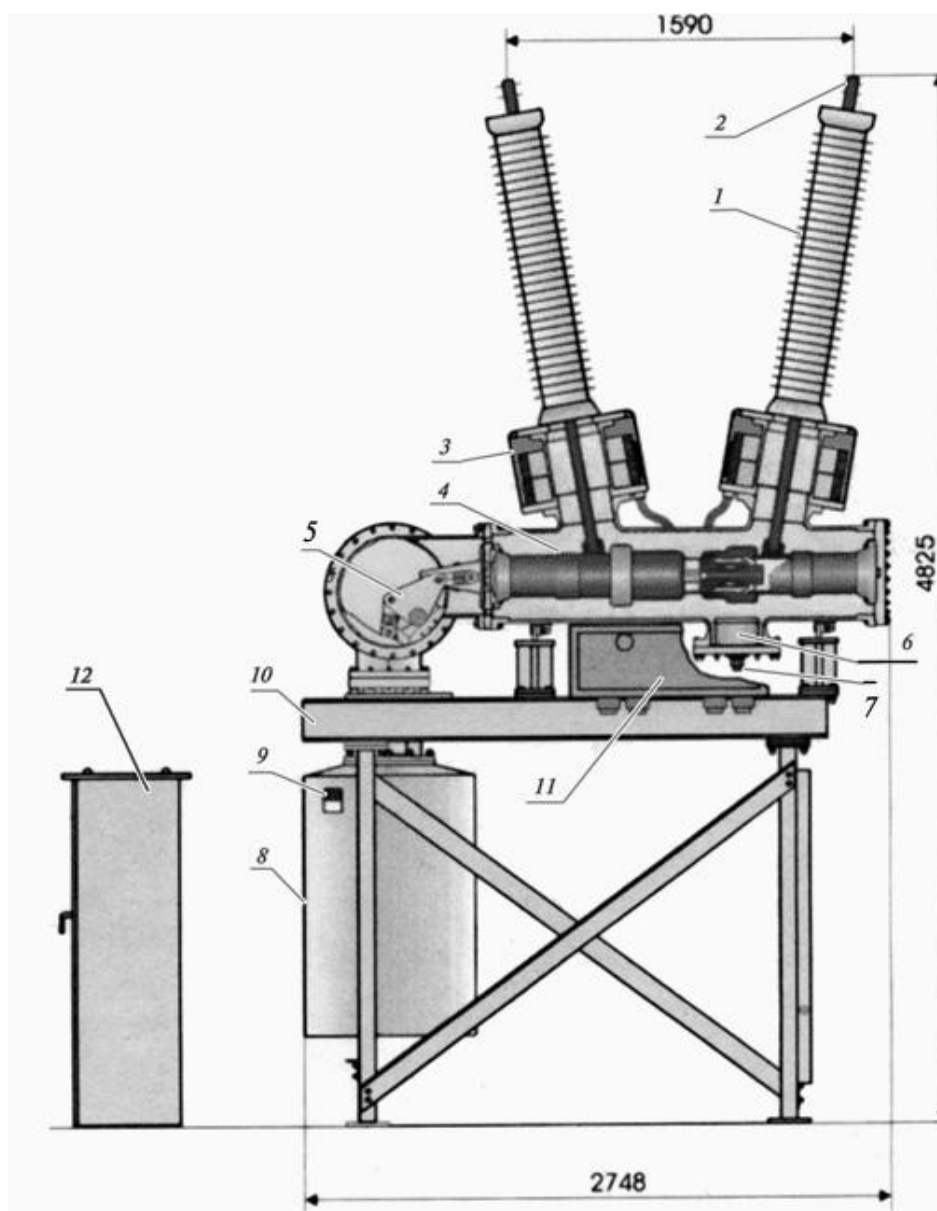


Рис. 3.3. Выключатель ВГБУ-110-40/2000У1:

1 – ввод, 2 – контактная пластина, 3 – блок трансформаторов тока, 4 – гасительное устройство, 5 – передаточный механизм, 6 – фильтр, 7 – разъем для заполнения элегазом, 8 – гидропривод, 9 – указатель положения, 10 – рама, 11 – шкаф клеммных сборок, 12 – шкаф аппаратный

Гидропровод для выключателей имеет усиленную систему обогрева, теплоизоляцию и несколько иной набор элементов низковольтной аппаратуры.

На горловинах резервуаров дугогасительных устройств расположены блоки встроенных трансформаторов тока. Как правило, на каждой фазе имеется четыре обмотки – три защитных и одна измерительная – по две на каждой горловине.

Немаловажной особенностью рассматриваемой конструкции является то, что обмотки встроенных трансформаторов тока расположены вне герметичных объемов и спроектированы таким образом, что их демонтаж может быть осуществлен без разгерметизации выключателя.

На блоках трансформаторов тока установлены вводы «воздух-элегаз».

В качестве покрышек вводов преимущественно применяются полимерные изоляторы. Основные преимущества таких изоляторов перед трансформаторами – это их меньший вес, более высокая прочность при изгибе и растяжении, повышенная сейсмостойкость.

При применении рассматриваемых выключателей в условиях умеренного климата нет необходимости предусматривать какой-либо подогрев элегаза.

Система контроля плотности элегаза, применяемая как в рассматриваемых выключателях на 110 кВ, так и в остальных выключателях серии, основана на использовании аналоговых стрелочных измерителей давления с температурной компенсацией – плотномеров. Принцип действия этих приборов аналогичен принципу действия обыкновенных манометров с тем отличием, что в передаточный механизм, связывающий пружину Бурдона со стрелкой, установлен калиброванный биметаллический элемент.

Этот элемент компенсирует перемещение пружины Бурдона, вызванное изменением давления, определяемым изменением температуры. Таким образом, при любой температуре прибор будет показывать величину давления, приведенную к плюс 20 °С. Плотномер снабжен низковольтными контактами, связанными с механической системой и замыкающимися или размыкающимися при заданных значениях плотности. Эти контакты используются в целях предупредительной и аварийной сигнализации, а также при блокировке выключателя при падении плотности элегаза ниже допустимой величины.

В выключателях ВГБУ-110 возникла необходимость введения подогрева дугогасительных устройств с целью предотвращения сжижения элегаза при низких значениях температуры окружающей среды.

С этой целью были использованы ленточные нагревательные элементы, устанавливаемые на отдельных участках наружной поверхности резервуаров выключателя и покрытые специальным изолирующим материалом. Эти нагревательные элементы включаются и отключаются при заданной температуре и полностью обеспечивают работоспособность выключателя вплоть до минус 45 °С. Потребляемая мощность нагревательных элементов и характеристики теплоизоляционной системы были предварительно рассчитаны, а затем откорректированы в процессе тепловых испытаний опытного обогрева образца ВГБУ-220.

В последнее десятилетие появилась устойчивая тенденция применения в электроэнергетике для ОРУ трансформаторов тока (ТТ) с элегазовой изоляцией (Япония, Франция и др.) [24].

Превосходство элегазовых трансформаторов тока над трансформаторами тока с бумажно-масляной изоляцией очевидно:

- отсутствие масла, являющегося причиной пожара;
- для предотвращения разрушения и пожара при КЗ внутри ТТ в конструкции предусмотрено мембранное предохранительное устройство, срабатывающее при определенном аварийном давлении, которое ниже давления, рассчитанного из условий механической прочности элементов конструкции ТТ;

- ТТ, заполненный элегазом, имеет меньшую массу;
- контроль качества элегаза методом взятия проб не требуется;
- правильно выбранные и изготовленные уплотнения в конструкции ТТ обеспечивает его эксплуатацию без подпитки элегазом 20–30 лет.

При определении диапазона параметров разрабатываемых ТТ учитывалась необходимость и возможность замены давно находящихся в эксплуатации масляных ТТ серии ТФН.

На рис. 3.4 приведен общий вид трансформатора тока с элегазовой изоляцией на номинальное напряжение 110 кВ типа ТТФ-110.

Основные технические данные ТТФ-110:

Номинальный первичный ток	100–2000 А
Номинальный вторичный ток	1 и 5 А
Число вторичных обмоток	4
Номинальное давление элегаза в ТТ	0,24 МПа
Рабочее давление элегаза	0,33 МПа
Пробное (испытательное) давление	0,41 МПа

Расчетное аварийное давление, исходя из времени КЗ 0,3 с, составляет 0,83 МПа.

Одна обмотка предназначена для измерений с гарантированным коэффициентом безопасности приборов, т.е. для магнитопровода применена электротехническая сталь – пермалой; кроме того, обмотка для измерений имеет отпайку для половины первичного тока данного исполнения ТТ.

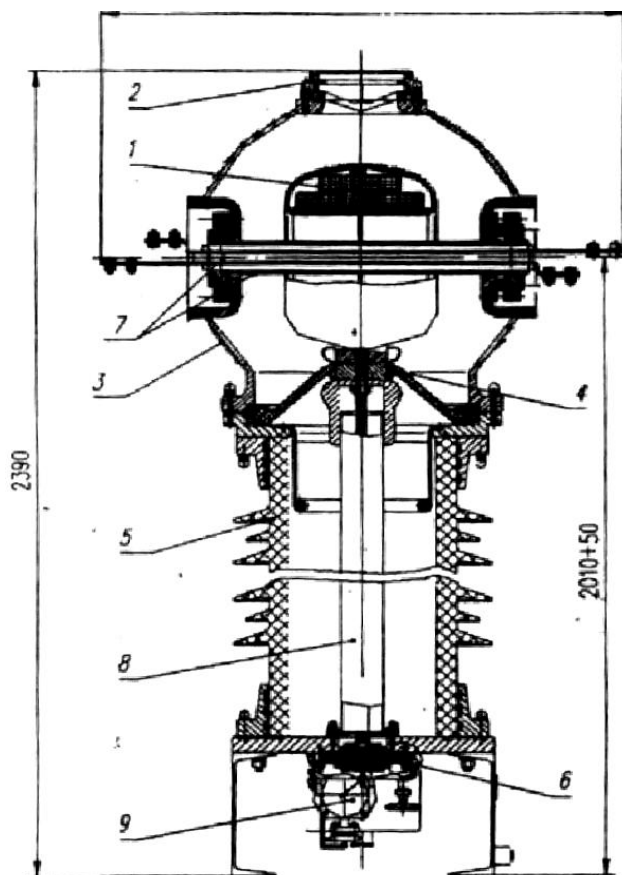


Рис. 3.4. Трансформатор тока типа ТТФ-110 с элегазовой изоляцией:
 1 – блок вторичных обмоток; 2 – мембранное предохранительное устройство;
 3 – корпус; 4 – тарельчатый эпоксидный изолятор; 5 – фарфоровый изолятор (покрышка); 6 – эпоксидный блок вторичных выводов «элегаз-воздух»;
 7 – труба и стержень первичной обмотки; 8 – алюминиевая труба с проводами вторичной обмотки; 9 – сигнализатор давления

Остальные обмотки предназначены для питания защит и имеют разные характеристики по номинальной предельной кратности и номинальной вторичной нагрузке.

Трансформатор тока ТТФ-110 выполнен в трех конструктивных вариантах:

- одновитковый – на 1000, 1500 и 2000 А;
- двухвитковый – на 600 и 750 А;
- многовитковый – на 100, 150, 200, 300 и 400 А.

Механическая прочность корпуса ТТ обеспечивается установкой на корпусе мембранного предохранительного узла.

Примененные резиновые уплотнения обеспечивают утечки менее 1 % в год.

Трансформаторы тока ТТФ-110 транспортируются с избыточным давлением элегаза (0,03–0,05) МПа.

Более подробно конструкции высоковольтного элегазового оборудования разработок НИИВА и изготовления Энергомеханическим заводом изложены в [25].

3.6. Мировой рынок электроэнергии и вопросы инвестирования

По мнению Energy Information Administration (EIA, США), всемирное потребление электроэнергии будет ежегодно увеличиваться в среднем на 2,4 % (см. табл. 3.14).

Данные по вопросам инвестирования объектов энергетики очень противоречивы.

Наиболее быстрый рост в потреблении электричества (3,7 % в год) предполагается для развивающихся стран Азии.

Таблица 3.14

Мировое потребление электроэнергии по регионам в 1990–2025 гг.
(история и прогноз), ТВт/ч

Страна (регион)	История / Прогноз							
	1990	2001	2005	2010	2015	2020	2025	Средний годовой прирост, %
Развитые страны	6368	8016	8307	9200	10106	11030	11994	1,7
США	2827	3602	3684	4101	4481	4850	5252	1,6
Восточная Европа и СНГ	1906	1528	1768	1982	2204	2423	2642	2,3
Развивающиеся страны	2272	4390	4886	5962	7172	8555	10038	3,5
Развивающаяся Азия	1259	2730	3103	3851	4697	5634	6604	3,7
Китай	551	1312	1545	1966	2428	2986	3596	4,3
Индия	257	497	528	662	802	958	1104	3,4
Южная Корея	93	270	296	372	443	498	552	3
Прочие развивающиеся страны Азии	358	650	734	850	1024	1192	1352	3,1
Центральная и Южная Америка	463	721	782	925	1081	1302	1577	3,3
Весь мир	10546	13934	14960	17144	19482	22009	24673	2,4

Источники: Energy Information Administration (EIA).

В Китае прогнозируется рост потребления электричества в среднем на 4–3 % в год, что означает почти утроенное увеличение спроса в течение периода прогноза (до 2025 г.).

В Центральной и Южной Америке, как и в развивающейся Азии, высокие показатели экономического роста приведут к повышению уровня жизни и увеличению потребления электроэнергии как для промышленных процессов, так и на душу населения. Ожидаемый прирост использования электричества в этих регионах – 3,3 % в год. В Бразилии, наиболее экономически развитой стране Центральной и Южной Америки, прогнозируется увеличение потребления электричества на 3,2 % в год в связи с электрификацией сельских поселений, ранее не имеющих доступ к единой энергосистеме. Потребление электроэнергии в развитых странах будет расти в более скромном темпе, чем в развивающемся мире (на 1,7 % в год). В дополнение к ожидаемому более медленному приросту населения и экономической деятельности, прогнозируется замедление увеличения потребления электроэнергии в связи с повышением энергоэффективности производства в этих странах.

Во второй половине 90-х в электроэнергетику других стран перетекло значительное количество американского капитала. Инвестиционный капитал США вкладывался в страны и регионы, осуществляющие реформирование отрасли электроэнергетики, приватизацию и отмену ограничений на иностранные инвестиции. Главные цели и направления – Южная Америка, Австралия и Великобритания. Также большое количество иностранного капитала вовлеклось на эти рынки из других стран, особенно из Европы.

В 90-х гг. открыли дорогу частному капиталу в отрасли электроэнергетики и многих развивающихся стран Азии. Максимального уровня приток иностранных инвестиций в отрасль в этих странах достиг в 1997 г., и к 2001 г. он уменьшился приблизительно в пять раз.

За последние несколько лет поток иностранного капитала в южно-американские предприятия электроэнергетики остановился. То же самое произошло с притоком американских инвестиций в Западную Европу и Австралию. Замедление было вызвано пассивным состоянием глобальной экономики и сокращением международных потоков капитала в целом, так же как и неутешительным финансовым выполнением более ранних приобретений в отрасли. Американские компании, в частности, отступили от нескольких рынков, таких как Австралия и Великобритания, на которых играли доминирующую роль в конце 90-х, называя во многих случаях в качестве причины неутешительные финансовые результаты.

Пользуясь тяжелым положением, в котором оказались американские энергокомпании в связи с корпоративным кризисом, бурную деятельность на рынке слияний и поглощений в 2002 г. развернули их европейские конкуренты. Либерализация энергетического рынка сделала Европу наиболее привлекательным регионом для купли-продажи активов, и европейские энергокомпании превратились в крупнейших хищников на энергетическом рынке, перехватив пальму первенства у американских групп.

В США в 2002 г. активность на рынке слияний и поглощений также резко возросла, но по иным причинам. С целью укрепления своих позиций американские энергокомпании начали скупать подешевевшие активы ослабленных конкурентов. Стремясь выправить свое положение, некоторые из них были вынуждены также продавать крупные активы за рубежом, часто себе в убыток, чтобы иметь возможность сконцентрироваться на проблемах внутреннего рынка [13].

В 2003 г. на основании Консолидированной финансовой модели РАО «ЕЭС России» был опубликован прогноз необходимых капвложений и инвестиций на 2008, 2009 и 2010 гг. [13].

Таблица 3.15

Выписка из финансовой модели РАО «ЕЭС России» по прогнозу

Показатель	2008 г.	2009 г.	2010 г.
Рост ВВП, %	3,5	3,5	3,5
ИПЦ, %	5,0	5,0	4,0
Средний курс, долл.	42	43,5	44,8
Доходы	38921	44271	49506
Расходы	34670	38927	43141
Прибыль от основной деятельности	4251	5344	6365
Денежный поток от основной деятельности	8030	9675	11232
Капвложения и инвестиции	–4587	–5517	–6632
Свободный денежный поток	3443	4158	4601

Как видно из табл. 3.15, даже при благоприятном прогнозе развития отрасли необходимые инвестиционные вложения достаточно значительны.

В начале 2008 г. правительством РФ были утверждены план и генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 г., неофициально названный планом ГОЭЛРО-2. Следует указать, что первый проект такого плана в печати появился в конце 2006 г.

Из него следовало, что современной России предстоит построить не меньше 150 ГВт новых энергетических мощностей, потратив почти 170 млрд долл. В начале 2007 г. план по инвестициям вырос в разы. При минимальном росте потребления энергии они оценивались уже в 423 млрд долл. (250 млрд долл. – на станции, 173 млрд долл. – на сети), при максимальном – 542 млрд долл. Это был рекорд по инвестпланам для России. Для сравнения: «Газпром» в 2006 г. прогнозировал, что всей газовой отрасли нужны инвестиции на 420 млрд долл.

Все средства по новому плану предполагалось направить почти на двукратное расширение энерго мощностей России – с 211,3 ГВт до 340,4 ГВт по базовому варианту и до 391,7 ГВт – по максимальному варианту. Именно к тому моменту появились масштабные инвест-программы всех бывших объектов РАО «ЕЭС России» до 2010 г. на сумму почти 3,4 трлн руб. (около 130 млрд долл.). Средства для них решено было привлекать, размещая дополнительные акции всех компаний в пользу частных инвесторов – «Газпрома», «КЭС-Холдинга», германского E. On, итальянской Enel и проч.

Прогнозируя поведение цен после начала работы свободного рынка в энергетике России, многие аналитики проводят аналогии с рынком Великобритании или Европейских стран. В реальности наша сеть существенно отличается от сети «малых стран». Во-первых, она очень неоднородна, как вся наша страна. Если в Европейской части России и на Урале можно говорить о единой энергосистеме, то в целом ситуация иная. РАО ЕЭС по существу представляет собой не единую энергосистему, а набор слабосвязанных энергетик. В результате введения рынка будут формироваться свободные цены, но свои в каждом регионе. Особенно это относится к Сибири и Дальнему Востоку.

Электроэнергия, как указывалось, отличается от другого вида товара тем, что ее нельзя складировать, поэтому приходится управлять поставками в каждый момент времени. В новой администрации торговой системы (АТС) разработана система, которая будет просчитывать цену отдельно для каждого из 5200 энергоузлов страны. Цена в каждом таком узле будет, видимо, зависеть от привязанных к нему потребителей и от пропускной способности сетей. Там, где мощности не будет хватать, там цена будет выше [13].

Возникающие отличия цен будут приводить к разнообразным процессам. Во-первых, сетевые компании, сильно дефицитные на каких-либо направлениях, могут рассчитывать на появление интереса со стороны инвесторов и последующее сооружение недостающих ЛЭП. Во-вторых,

свободные цены будут выявлять по-настоящему энергодефицитные регионы. В них со временем будет планироваться и проводиться строительство новых генерирующих мощностей. Энергоемкие производства будут тяготеть к обладающему большим энергетическим потенциалом Сибирскому региону.

Отразится это и на ценах акций энергетики. Особенно ценными будут генерирующие мощности в энергодефицитных регионах. На переходном этапе миссия РАО «ЕЭС России», как она понимается разработчиками Проекта Концепции, состоит в стремлении РАО «ЕЭС России» к увеличению рыночной стоимости своих акций и акций компаний, которые будут образованы в процессе реструктуризации. Увеличение привлекательности компаний отрасли планируется выполнить путем успешного осуществления реформы, повышения эффективности и открытости работы. Это намерение разработчиков реформы будет реализовываться путем исполнения конкретных шагов реформирования.

3.7. Использование природных ресурсов в энергетической стратегии России в 2000–2020 гг.

В 2000 г. правительство РФ одобрило «Основные положения энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2020 года». В 2001 г. вышла из печати полная версия Энергетической стратегии России [27], включающая обосновывающие материалы и расчеты, выполненные при ее разработке.

В документе три основные (ключевые) задачи, на решение которых фактически направлены все усилия и которые концентрируют суть энергетической политики страны.

Первая главная задача – коренное повышение энергетической эффективности экономики с тем, чтобы энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) сократилась на 30–33 % в период до 2010 г. и еще на 30 % в последующие годы.

Даже при успешном решении этой сложнейшей задачи удельная энергоемкость отечественной экономики в 2020 г. лишь достигнет сегодняшнего среднемирового уровня, но не показателей лучших стран.

Первым и важнейшим средством повышения энергетической эффективности является структурная перестройка экономики страны. Поставлена задача развивать высокотехнологичные отрасли и сферу услуг так, чтобы из 5–5,5 % среднегодового роста ВВП почти половину, т.е. 2,3–2,7%, обеспечивать за счет структурной перестройки экономики.

Другим средством повышения энергетической эффективности должна стать самая широкая реализация сначала организационных, а затем и технологических мер энергоснабжения, т.е. проведение целенаправленной энергосберегающей политики.

Для этого Россия располагает большим потенциалом. В табл. 3.16 дана его экспертная оценка по состоянию производственной базы экономики к началу 2000 г.

Расчеты показали, что реализация освоенных в отечественной (нижние значения) и мировой (верхние, оптимальные значения) практике организационных и технологических мер экономии энергоресурсов способна уменьшить современный их расход в стране на 40–45 % или на 360–430 млн т у.т. в год.

Сегодня средний КПД электростанций, работающих на топливе, равен около 35 %, это настолько ниже лучших технологических достижений (до 60 %), что в самом производстве электроэнергии возможности экономии топлива достигают 25 % общего потенциала энергосбережения.

Таблица 3.16

Потенциал организационно-технологических мер экономики
энергоресурсов (2000 г.)

Отрасль	Электроэнергия, млрд кВт/ч	Централизованное тепло, млн Гкал	Топливо, млн т у.т.	Всего	
				млн т у.т.	%
Топливо-энергетический комплекс	29–35	70–80	99–110	120–135	33–31
В том числе электроэнергетика и теплоснабжение	23–28	67–76	70–77	90–100	25–23
Промышленность и строительство	110–135	150–190	49–61	110–140	31–32
Транспорт	7–11	–	22–26	23–30	6–7
Сельское хозяйство	4–5	5	9–11	12–15	3
Коммунально-бытовой сектор	70–74	120–135	51–60	95–110	27–26
Итого	220–260	345–410	230–270	360–430	100

Принятые в Энергетической стратегии объемы экономии первичных энергоресурсов и электроэнергии для пониженного и благоприятного вариантов развития экономики представлены в табл. 3.17.

Таблица 3.17

Прогноз экономии энергии (относительно 2000 г.)

Годы	Первичные энергоресурсы – всего, млн т у.т.	В том числе электроэнергия, млн т у.т.
2005	38–50	25–35
2010	95–140	100–145
2015	185–270	185–275
2020	335–460	285–430

В СССР, как известно, на каждый 1 % роста экономики, характеризуемый значением валового внутреннего продукта (ВВП) потребление электроэнергии увеличивалось тоже на 1 % [22].

С начала подъема экономики в 1990–2001 гг. на 1 % роста ВВП приходилось 0,35–0,45 % увеличения потребления электроэнергии, т.е. имело место замедление электрификации. В последние годы углубление электрификации может повысить его до 0,6–0,65 %.

Вторая главная задача Энергетической стратегии – как обеспечить ожидаемое наращивание потребления первичных энергоресурсов и их экспорт при параллельном восстановлении до 70–80 % ресурсной базы и замене не менее 60–70 % изношенного существующего оборудования, т.е. за предстоящее 15-тилетие должно произойти массовое выбытие всего, что создавалось в СССР в 60–70-е гг. прошлого века.

Третья задача стратегии – обеспечить энергетическую безопасность, которой грозит скатывание страны к моногазовой структуре топливно-энергетического баланса. Для решения этой задачи необходимо диверсифицировать структуру топливно-энергетического баланса, т.е. наряду с использованием самого привлекательного для потребителя экологически чистого топлива – газа – необходимо широко применять уголь, ядерную энергетику, газомазутные смеси.

Благодаря этому структура установленной мощности и производства электроэнергии должна измениться в пользу нетопливных электростанций (АЭС, ГЭС, см. табл. 3.18), а увеличение использования угля позволит практически стабилизировать расход газа электростанциями (табл. 3.19) [9].

Таблица 3.18

Рациональные варианты развития генерирующих мощностей

Показатель		2000 г.	Пониженный				Оптимальный			
			2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Установленная мощность, млн кВт		206,7	211	217	226	243	213	231	245	275
В том числе:	ГЭС	44,3	44	47	48	50	45	49	51	56
	АЭС	21,2	23	28	31	35	25	32	38	48
	ТЭЦ	77,1	78	78	80	86	78	82	85	94
	КЭС	64,0	64	64	67	72	66	68	71	77
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч		878	927	1015	1110	1215	935	1070	1205	1365
В том числе:	ГЭС	165	167	174	181	191	167	181	196	213
	АЭС	129	154	190	210	235	158	206	247	310
	ТЭЦ	328	335	367	400	430	341	380	419	462
	КЭС	248	260	273	307	345	261	293	331	365

Таблица 3.19

Потребность в топливе электростанций страны, млн т у.т.

Показатель		2000 г.	2005 г.		2010 г.		2015 г.		2020 г.	
			1*	2	1	2	1	2	1	2
Всего		275	280	286	301	315	320	340	340	375
Из них:	газ	178	177	177	183	185	186	192	190	192
	мазут	15	15	18	16	18	16	18	16	16
	твердое топливо	79	86	87	97	105	115	125	132	147

Таблица 3.20* 1 – пониженный, 2 – оптимальный вариант развития

Решение задач по повышению экономической эффективности экономики, наращиванию добычи газа, угля, нефти и наращиванию производства электроэнергии требует значительных инвестиций. Инвестиционные потребности производственной сферы электроэнергетики представлены в табл. 3.20

Таблица 3.20

Инвестиционные потребности электроэнергетики

Показатель		2001–2005 гг.	2006–2010 гг.	2011–2015 гг.	2016–2020 гг.
Капиталовложения, млрд долл., всего		19–23	39–47	50–64	52–64
В том числе:	ГЭС и ГАЭС	3,1–3,5	5,5–7	6–7	6–7
	АЭС	3–3,8	7,5–8	7–12	6–12
	ТЭС	8,8–10,5	18–22	27–33	31–33
	электрические сети и подстанции	4,4–5,2	8–10	10–12	9–12

Многие эксперты предполагают, что доминирующим энергоносителем первой половины XXI века, особенно первых 2–3 десятилетий, будет природный газ. При этом развитие газовой промышленности способно также обеспечить не только решение задач энергетики, но и стимулировать ряд крупных технологических прорывов во многих отраслях промышленности и социальной сфере. Природный газ является также более экологически чистым источником, чем остальные традиционные масштабные энергоносители. Но и здесь остаются проблемы выброса двуоксида углерода при горении и метана при его добыче и транспортировке.

Во всем мире доля природного газа в производстве электроэнергии к 2025 г. увеличится почти в 2,5 раза по сравнению с уровнем 2001 г. (см. табл. 3.21).

Таблица 3.21

Мировое потребление первичных источников в производстве электроэнергии, 2000–2025 гг. (история и прогноз), квадриллион т.у.т.

Регионы и энергоресурсы	2000	2001	2005	2010 (Прогноз)	2015 Прогноз	2020 Прогноз	2025 Прогноз	2025/ 2001
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Развитые страны:	89,0	89,6	92,1	99,9	106,4	113,3	120,1	1,34
нефть	5,0	4,9	4,5	4,6	5,0	5,2	5,5	1,12
природный газ	14,3	14,7	16,6	19,4	23,5	28,4	33,5	2,3
уголь	30,5	30,9	32,3	34,8	35,4	36,1	37,7	1,22

Окончание табл. 3.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
атомная энергетика	22,6	22,4	21,6	22,3	22,4	21,9	20,4	0,91
возобновляемые источники	16,5	16,7	17,2	18,9	20,0	21,7	23,0	1,39
Восточная Европа и СНГ:	23,2	22,6	20,6	22,8	25,3	26,3	27,0	1,19
нефть	1,5	1,3	0,4	0,5	0,9	1,2	0,8	0,61
природный газ	7,9	8,0	8,5	9,5	12,0	13,7	16,1	2,0
уголь	6,3	6,0	4,9	4,1	3,6	2,7	1,6	0,27
атомная энергетика	4,3	4,1	3,2	3,3	3,3	3,0	2,6	0,63
возобновляемые источники	3,2	3,2	3,6	5,5	5,6	5,7	5,8	1,8
Развивающиеся страны:	39,8	41,2	47,0	55,0	64,1	74,1	85,0	2,0
нефть	5,0	5,3	6,2	6,0	6,8	7,6	8,2	1,54
природный газ	6,3	6,5	7,2	9,8	13,4	16,7	21,0	3,2
уголь	14,4	15,1	18,1	21,4	23,8	28,3	32,7	2,16
атомная энергетика	2,6	2,7	2,7	3,1	4,2	4,5	5,0	1,85
возобновляемые источники	11,4	11,7	12,8	14,6	15,9	17,0	18,0	1,53
Весь мир:	151,9	153,4	159,7	177,7	195,7	213,7	232	1,51
нефть	11,6	11,5	11,1	11,1	12,7	14,0	14,5	1,26
природный газ	28,4	29,2	32,3	38,7	48,8	58,9	70,6	2,48
уголь	51,2	52,0	55,2	60,3	62,9	67,1	72,0	1,38
атомная энергетика	29,5	29,1	27,5	28,7	29,8	29,4	28,0	0,95
возобновляемые источники	31,1	31,6	33,5	38,9	41,5	44,4	46,9	1,48

Источник: Energy Information Administration (EIA)

Уголь по-прежнему будет сохранять самую большую рыночную долю в производстве электричества, но его роль понизится в связи с увеличением использования природного газа. Роль атомной энергии на рынках уменьшится, поскольку многие АЭС в промышленных странах достигнут конца 30-летнего срока эксплуатации, тогда как заменит их лишь незначительное количество новых. Использование гидроэлектроэнергии и других возобновляемых источников по прогнозу вырастет на 48,4 % за следующие 24 года, однако их доля от общего объема производства останется около текущего уровня (20,2–20,5 %).

Как это было показано в разд. 2 пособия, природный газ в СССР обеспечивал более 40 % от общего объема производства электричества. К 2025 г. доля природного газа в энергетике постсоветских стран, как предполагается, составит 63 %.

В принципе рост использования газа в энергетике – благоприятный подход, учитывая, что у нас находятся более 30 % разведанных запасов и свыше 40 % прогнозируемых ресурсов газа планеты. В производстве – это создание новых газотурбинных и парогазотурбинных установок, использование сжатого, сжиженного и конвертированного газа в автомобильном, железнодорожном и авиационном транспорте, сельскохозяйственных и других машинах.

Валютные поступления от экспорта газа поступают в федеральный бюджет и затем направляются на федеральную поддержку промышленности и социальной сферы. Эти соображения лежат в основе прогнозов устойчивого роста производства газа и программы промышленного развития России на ближайшие годы.

Однако эти прогнозы, видимо, справедливы только для первой половины XXI века. К середине столетия вероятен сценарий, при котором стоимость добычи может расти за счет необходимости освоения месторождений с более трудными и, соответственно, более дорогими условиями извлечения газа (например, разработка на морском шельфе и т.п.), что может в свою очередь привести к снижению привлекательности газа как сырья для энергетической отрасли.

Относительная доля природного газа в производстве электроэнергии в России в 2000 г. была равна 41,7 %, угля – 18,8 %, АЭС – 12,9 %, гидроэлектроэнергии – 19,7 %, нефти – 5,7 % и прочих – 1,2 %.

Ожидаемый рост объемов потребления природного газа для этих целей в 2020 г. составит 16–18 % (с 180 млн т у.т. до 212,4 млн т у.т.).

По прогнозам в 2025 г. уголь будет обеспечивать 31 % мирового производства электроэнергии, т.е. этот показатель слегка понизится по сравнению с 34 %-ми долями в 2001 г. В Западной Европе этот показатель снизится с 20 % в 2001 г. до 12 % в 2025 г. Точно также в Восточной Европе и постсоветских странах доля угля на рынке снизится с 27 % в 2001 г. до 6 % в 2025 г.

Следует обратить внимание на то, что в течение многих лет большое количество угольных шахт, работающих в Западной и Восточной Европе, продолжали работать только за счет дополнительных государственных субсидий.

В Энергетической стратегии России при прогнозируемых уровнях электропотребления и намечаемом развитии генерирующих мощностей в прогрессивном варианте потребность электроэнергии в топливе возрастет с 276 млн т у.т. в 2001 г. до 375 млн т у.т. в 2020 г. В этом плане наиболее быстрыми темпами, более чем в 1,7–1,8 раза за 20 лет, намечается увеличить потребление угля.

В пересчете на условное топливо потребление угля вырастет с 82,4 млн т у.т. в 2001 г. до 107–111 млн т у.т. в 2010 г. и до 139–147 млн т у.т. в 2020 г. Угольные ТЭС будут вводиться в основном в Сибири и на Дальнем Востоке, а также на Урале.

Роль нефти в мировом производстве электроэнергии, как известно, стала падать после кризиса 1979 г.

Доля нефти в отрасли в 1977 г. составляла 23 %. К 2001 г. этот показатель упал до 7 %. В России и в мировом производстве электроэнергии доля нефти останется устойчивой на уровне 6–7 % до 2025 г.

Возобновляемые источники энергии, большей частью гидроэлектроэнергия, составляли пятую часть общемирового производства в 2001 г. ($31,6/153,4 \cdot 100 = 20,6 \%$). Считается, что до 2025 г. это соотношение сохранится. В России намечается рост производства на ГЭС – с 179 млрд кВт·ч в 2001 г. до 195–215 млрд кВт·ч в 2020 г. (при среднем увеличении на 15 %). ГЭС наиболее целесообразно развивать в Сибири и на Дальнем Востоке.

Основная доля возобновляемых источников в Западной Европе приходится на гидроэлектроэнергию. В целом она составила 24 % в 2001 г., и по прогнозам увеличится только до 25 % в 2025 г. Некоторые европейские страны, особенно Дания и Германия, активно развивают нетрадиционные источники энергии, особенно ветроэлектроэнергетику.

Если ориентироваться на данные табл. 3.19, то доля атомной энергетики в производстве электроэнергии уменьшится в большинстве регионов мира по причине негативного общественного мнения, проблем с захоронением радиоактивных отходов, боязни распространения ядерного оружия и проч. По прогнозу этот показатель упадет с 19 % в 2001 г. до 12 % в 2025 г.

В 2001 г. в Японии АЭС обеспечивали 39 % от общего объема производства электроэнергии. Как ожидается, к 2025 г. эта доля снизится до 31 %. В США доля атомной энергетики снизится с 19 % рынка электроэнергии в 2001 г. (вторая после угля) до 15 % в 2025 г. В Западной Европе, где Финляндия – единственная страна, которая намерена строить новые АЭС, доля атомной энергетики также упадет от 34 % в 2001 г. до 21 % в 2025 г.

В России намечается рост производства электроэнергии на АЭС: с 137 млрд кВт·ч в 2001 г. до 230–300 млрд кВт·ч в 2020 г. Наиболее рационально новые АЭС сооружать в европейских районах и на Урале.

Для надежного обеспечения прогнозируемого спроса на электроэнергию потребуется увеличение суммарной установленной мощности электростанций России. При этом, по мнению [28], необходимо сохранить

сложившуюся структуру генерирующих мощностей, чтобы доля мощности ГЭС и АЭС, не потребляющих органического топлива, не опускалась ниже существующего 30 %-го уровня. В перспективе произойдет лавинообразное нарастание объемов выработавшего свой ресурс основного энергетического оборудования. Так, к 2010 г. 104 млн кВт или около 50 % действующего в настоящее время оборудования ТЭС и ГЭС выработает свой ресурс, а к 2020 г. 150 млн кВт, что составит около 70 %. Поэтому вводы мощности должны обеспечивать не только прирост потребностей в генерирующей мощности, но и замещение выбывающего оборудования.

В оптимальном варианте вводы мощности на электростанциях России за период 2003–2020 гг. оцениваются величиной порядка 177 млн кВт, в том числе на ГЭС и ГАЭС – 11,2 млн кВт, на АЭС – 23 млн кВт, на ТЭС – 143 млн кВт. При этом объемы вводов на замену устаревшего оборудования (техническое перевооружение) должно заставить около 76 млн кВт. В умеренном варианте потребность в вводе генерирующих мощностей составит порядка 121 млн кВт, из них 70 млн – за счет технического перевооружения [28].

Обновление мощности и обеспечение прироста потребности в генерирующей мощности возможно за счет следующих основных мероприятий:

- 1) продление срока эксплуатации действующих ГЭС, АЭС и значительного количества ТЭС с заменой только основных узлов и деталей;
- 2) достройка объектов, находящихся в высокой степени готовности;
- 3) сооружение новых объектов в дефицитных регионах;
- 4) техническое перевооружение ТЭС, достигших предельного срока службы с заменой оборудования на аналогичное новое;
- 5) техническое перевооружение ТЭС с использованием новых перспективных технических решений.

Основой электроэнергетики России на всю рассматриваемую перспективу останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре установленной мощности отрасли сохранится на уровне 67–70 %. Выработка электроэнергии на ТЭС к 2020 г. возрастет в 1,4–1,5 раза по сравнению с 2001 г. и может составить 655–688 млрд кВт·ч к 2010 г. и 790–850 млрд кВт·ч к 2020 г.

Необходимость радикального изменения условий топливообеспечения тепловых электростанций в европейских районах страны и ужесточение экологических требований обуславливают необходимость скорейшего внедрения достижений научно-технического прогресса в электроэнергетике.

Для электростанций, работающих на газе, такими технологиями являются: парогазовый цикл, газотурбинные надстройки паросиловых блоков и газовые турбины с утилизацией тепла. На электростанциях, работающих на твердом топливе, – экологически чистые технологии сжигания угля в циркулирующем кипящем слое, а позже – газификация угля с использованием полученного из угля газа в парогазовых установках.

Переход от паротурбинных к парогазовым ТЭС на газе, а позже – и на угле, обеспечит повышение КПД установок до 50 %, а в перспективе до 60 % и более. Вторым направлением повышения тепловой экономичности является строительство новых угольных блоков мощностью 300–600 МВт на суперсверхкритические параметры пара: $P_0 = 30,0$ МПа, $t_0 = 600$ °С. КПД этих блоков может достигнуть 45–46 %. Это позволит существенно снизить прирост потребности ТЭС в топливе.

В условиях дефицита топливных ресурсов большое значение имеет программа развития гидроэнергетики. Так, в период до 2010 г. должно быть завершено сооружение Бурейской ГЭС, Нижне-Бурейской ГЭС и Вилуйской ГЭС-3 на Дальнем Востоке, Зарамагской, Зеленчугских и Черекских ГЭС – на Северном Кавказе и начат ввод мощностей строящихся электростанций. Крупнейшими из них являются Богучанская ГЭС в Сибири, Усть-Среднеканская ГЭС на Дальнем Востоке. После 2010 г. предусматривается завершение сооружения Богучанской ГЭС и Мокской ГЭС в Сибири, Усть-Среднеканской ГЭС и каскада Нижнезейских ГЭС на Дальнем Востоке. В период до 2020 г. предполагается начало сооружения Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса и каскада ГЭС на нижней Ангаре с вводом первых агрегатов головных ГЭС. В перспективе значительный рост выработки электроэнергии на АЭС существенно усложнит задачу покрытия неравномерной части графика электрической нагрузки, особенно в европейской зоне. В связи с этим необходимо уже сейчас ставить вопрос о расширении диапазона возможного регулирования мощностей блоков нового поколения АЭС или о дополнительном вводе ГАЭС, что снизит эффективность использования АЭС.

3.7.1. Государственный концерн «Росэнергоатом»

В настоящий момент в России эксплуатируются 10 АЭС общей электрической мощностью 22 ГВт. Также строятся 5 энергоблоков общей мощностью 4,8 ГВт и на стадии планирования находятся еще 8 электростанций (17 ГВт).

Расположение, мощность, строительство дополнительных мощностей атомных электростанций России показано на рис. 3.5.

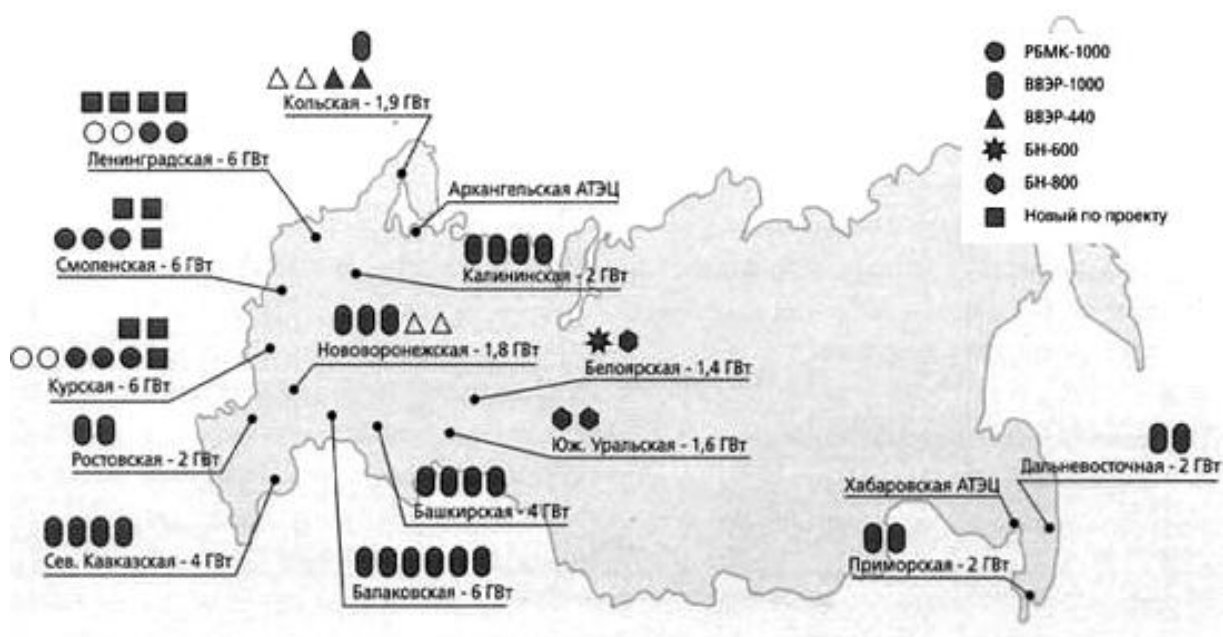


Рис. 3.5. Атомные электростанции России

Доля производства электроэнергии на российских АЭС в 1999 г. составила 14,4 %, в ее европейской части – 22 %, в том числе: в Объединенных энергосистемах территорий Центра – 28,2 %, Северо-Запада – более 41 %, Поволжья – 23 % (для сравнения, в Западной Европе – 43 %, Франции – 76 %, Японии – 36 %, Северной Америке – 19 %).

Действующие мощности АЭС являются системообразующими в европейской части России с долей поставки электроэнергии на Федеральный оптовый рынок энергии и мощности (ФОРЭМ) – 41 %.

Федеральное государственное предприятие «Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (концерн «Росэнергоатом») было образовано в 1992 г. и до 1 апреля 2002 г. осуществляло централизованное государственное управление девятью из десяти атомными станциями России.

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.09.2001 № 1207-р с 1 апреля 2002 г. концерн «Росэнергоатом» был преобразован в генерирующую компанию путем присоединения к нему действующих и строящихся атомных станций, а также предприятий, обеспечивающих их эксплуатацию и научно-техническую поддержку. Сегодня в состав единой генерирующей компании – концерна «Росэнергоатом» входят все 10 российских АЭС в составе 30 энергоблоков общей установленной мощностью 22242 МВт,

включая Ленинградскую АЭС, для которой эксплуатирующей организацией ранее являлся Минатом России. Атомные станции наделены статусом филиалов, а обеспечивающие предприятия – дочерних предприятий генерирующей компании.

Таким образом, на концерн «Росэнергоатом» возложена не только вся полнота ответственности за обеспечение ядерной и радиационной безопасности на всех этапах эксплуатации АЭС, но и функции генерирующей компании по производству электрической и тепловой энергии и ее реализации.

Основные направления деятельности концерна: эксплуатация АЭС, экономическое, финансовое и коммерческое обеспечение выполнения функций эксплуатирующей организации, централизованный сбыт по единому тарифу производимой электроэнергии, инвестиционная деятельность, международное сотрудничество в области повышения безопасности АЭС, подготовка персонала.

Следует отметить, что энергоблоки всех поколений работают устойчиво, выдавая на ФОРЭМ более дешевую энергию, чем традиционные тепловые электростанции на органическом топливе. Средний тариф за электроэнергию АЭС в 1999 и 2000 гг. был в 1,2–1,3 раза ниже усредненного тарифа ГРЭС РАО ЕЭС.

Известно, что существует только одно природное ядерное топливо – урановое, которое содержит делящиеся ядра ^{235}U , обеспечивающие поддержание цепной реакции, и так называемые «сырьевые ядра» ^{238}U , способные, захватывая нейтроны, превращаться в новые делящиеся ядра плутония ^{239}Pu , не существующие в природе (вторичное горючее).

Вторичным горючим являются также не встречающиеся в природе ядра ^{233}U , образующиеся в результате захвата нейтронов сырьевыми ядрами тория ^{232}Th .

Ядерное топливо используется в ядерных реакторах, ТВЭЛы которых представляют собой обычно металлические оболочки различной формы и длины, содержащие ядерное топливо и герметично заваренные.

Известно около 100 урановых минералов, из них 12 представляют практический интерес. Наибольшее промышленное значение имеют окислы урана – уранит и его разновидности (настуран и урановая чернь), а также силикаты – коффинит, титанаты – давидит и браннерит; водные фосфаты и арсенаты уранила – урановые слюдки.

По содержанию урана выделяются 5 сортов руд: очень богатые руды (свыше 1 % урана); богатые (1–0,5 %); средние (0,5–0,25 %); рядовые (0,25–0,1 %); бедные (менее 0,1 %).

Торий как сырьевой материал для получения делящихся ядер ^{233}U не нашел широкого применения, так как разведанные запасы U в состоянии обеспечить ядерную энергетику.

Мировая добыча урана составляет около 35–40 тыс. тонн в год. Главные месторождения урановых руд – в США (Колорадо), Канаде (Онтарио), Франции (Центральный массив), России, Казахстане и др.

Судьбы российской и мировой атомной энергетики в определенной степени схожи (см. рис. 3.6). В 1970–1980 гг. было введено 7 млн кВт новых мощностей на АЭС и в последующие десятилетия планировалось ввести в эксплуатацию в бывшем СССР еще 28 млн кВт, однако в силу причин, отмеченных выше, введено, как было указано, в 2 раза меньше. В период 1990–2000 гг. заканчивалось строительство нескольких энергоблоков ранее построенных АЭС.

В 2001 г. после долгого перерыва был введен в эксплуатацию первый энергоблок мощностью 1 млн кВт Ростовской АЭС. В дальнейшем планировалось ежегодно в ближайшие 5 лет вводить по одному энергоблоку.

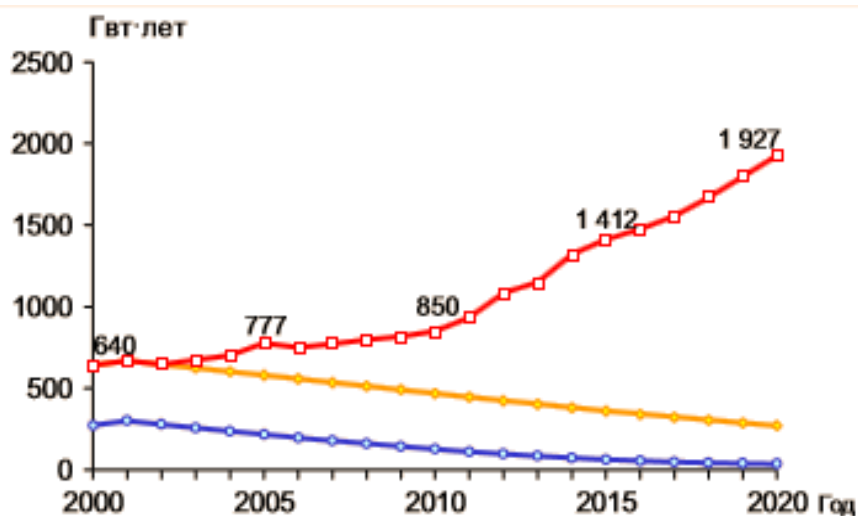


Рис. 3.6. Государственное планирование развития атомной энергетики по данным Минатома России:

— с учетом реновации и ввода новых мощностей; — действующие блоки при продлении; — действующие блоки по назначенному сроку службы

Оценка потенциала строительства АЭС в России и перспективы развития вплоть до 2020 г. по данным Минатома представлены в табл. 3.22. Они предполагают строительство АЭС на 38 ранее заложенных площадках, а также сооружение новых АЭС в самых различных районах России.

Таблица 3.22

Оптимальный вариант роста атомной энергетики

Варианты развития	Индикаторы
1	2
Основные показатели	
Повышение КИУМ (коэффициент использования установленной мощности)	До 80–85 %
Продление назначенного срока службы действующих атомных энергоблоков, лет	До 40–50, что позволит выработать дополнительно более 2500 млрд кВт·ч электроэнергии
Реновация до 2020 г. 5,76 ГВт атомных энергоблоков I поколения	Билибинская АЭС – блоки 1–4 Кольская АЭС – блоки 1, 2 Курская АЭС – блоки 1, 2 Ленинградская АЭС – блоки 3, 4 Нововоронежская АЭС – блоки 1, 2
Доведение мощностей АЭС	
В 2005 г.	До 25 ГВт с энергovyработкой ~ 174 млрд кВт·ч
В 2010 г.	До 30 ГВт с энергovyработкой ~ 212 млрд кВт·ч
В 2020 г. (с учетом АТЭЦ)	До 52 ГВт с энергovyработкой ~ 340 млрд кВт·ч и 15 млн Гкал на АТЭЦ
В том числе	
До 2010 г.:	
Рост установленной мощности АЭС	На 9 ГВт
Достройка 4 ГВт атомных энергоблоков	Ростовская АЭС – блок 1 (введен в 2001 г.) Калининская АЭС – блок 3 Курская АЭС – блок 5 Балаковская АЭС – блок 5
Новое строительство 5 ГВт энергоблоков	Калининская АЭС – блок 4 Балаковская АЭС – блок 6 Ростовская АЭС – блоки 2, 3 Башкирская АЭС – блок 1 (а также энергоблоки с быстрыми реакторами на Белоярской АЭС и энергоблоки малой мощности в Северодвинске)

1	2
До 2020 г.:	
Рост установленной мощности АЭС	На 22 ГВт
Ввод для замещения атомных энергоблоков I поколения	Ленинградская АЭС-2 – блоки 1, 2 Курская АЭС – блоки 1,2 Нововоронежская АЭС – блоки 5, 6
Новое строительство АЭС и АТЭЦ	Дальневосточная АЭС – блок 1 Ростовская АЭС – блоки 4 Башкирская АЭС – блоки 2–4 Татарская АЭС – блоки 1–4 Смоленская АЭС-2 – блоки 1, 2 Северо-Кавказская АЭС – блоки 1, 2 Архангельская и Калининградская АТЭЦ (а также энергоблоки с быстрыми реакторами на Белоярской и Южно-Уральской АЭС и атомные энергоблоки Хабаровской и Приморской АТЭЦ)
Основные задачи	
Основные задачи атомной энергетики до 2020 г. – модернизация и продление назначенного срока службы атомных энергоблоков до 40–50 лет, воспроизводство выбывающих и строительство новых АЭС с целью интенсивного замещения сжигания газа и мазута в электроэнергетике, с увеличением доли атомной энергетики в производстве электроэнергии до 27 % от общей выработки.	

Регенерация ядерного топлива АЭС – сложный и дорогостоящий процесс переработки высокорadioактивных веществ, требующий защиты от радиоактивных излучений и дистанционного управления всеми операциями, даже после длительной выдержки отработавших ТВЭЛов в специальных хранилищах. При этом в каждом аппарате ограничивается допустимое количество делящихся веществ, чтобы предупредить возникновение самопроизвольной цепной реакции. Большие трудности связаны с переработкой и захоронением радиоактивных отходов. Разрабатывались методы остекловывания и битумирования отходов, «закачка» слабоактивных растворов в глубокие горизонты Земли.

Стоимость процессов регенерации ядерного топлива и переработки радиоактивных отходов оказывает существенное влияние на экономические показатели АЭС.

Международная топливная энергетическая ассоциация (МТЭА) предсказывает, что к 2030–2040 гг. наступит период «новой ядерной волны», проще говоря, ядерное энергопроизводство может стать основной базовой энергетикой стран.

Равноправным ее партнером, по-видимому, станет чистая угольная энергетика. Именно ядерная энергетика способна стать прочным фундаментом развития страны, этому способствуют ее концептуальная надежность, производительность, экономичность и, главное, экологическая чистота производства. Однако исключительно важная роль отводится при этом и тепловой твердотопливной энергетике, которая способна гибко реагировать на меняющиеся во времени запросы потребителей. Новые технологии мобильной твердотопливной энергетики могут стать отличным дополнением мощности и надежности ядерного энергопроизводства.

Однако очевидно, что даже при существенном преимуществе ядерной энергии по принципиальным показателям (ресурсы топлива и экологические достоинства), решающую роль в выборе того или иного источника энергии определяют экономические показатели стоимости производства электричества. Они должны включать стоимость непосредственной генерации электричества (с учетом стоимости топлива), экологический аспект и возможный ущерб от аварийных ситуаций с приемлемым показателем риска.

Полная стоимость производства электричества оценивалась для трех типов источников энергии: ядерной (АЭС), газ (ПГУ), уголь (ТЭС). Расчеты показали, что вклад в эту величину так называемой «социальной» стоимости (учет воздействия каждой из рассмотренных технологий на человека и окружающую среду) больше для органического топлива, особенно – для угля. Однако при внедрении новейших способов полного и экологически безопасного сжигания угля стоимость производства энергии снижается. Поэтому твердотопливная энергетика, включая и ядерную энергетiku, модернизированные под новые технологии могут считаться весьма перспективными в будущем.

3.7.2. Реформирование РАО «ЕЭС России» в 2003–2008 гг.

По состоянию на начало 2003 г. РАО «ЕЭС России» являлось монополистом в сфере энергоснабжения и представляло собой финансово-производственный холдинг, в состав которого входили региональные энергокомпании, крупные федеральные электростанции, а также

межсистемные электрические сети. Контрольный пакет акций (52 %) РАО «ЕЭС России» принадлежал государству. Государство регулировало деятельность энергохолдинга и устанавливало цены на его услуги и продукцию.

Существующая в энергетике хозяйственная система не устраивала ни одного из ее участников. Рядовые потребители были недовольны тем, что с каждым годом они платят за электричество больше и за эти деньги им никто не может гарантировать надежного и бесперебойного энергоснабжения. Отключения электроэнергии стали нормой российской жизни. Поиск виновных неизбежно приводит к региональной энергокомпании, которая «кивает» на региональные власти и подконтрольные им энергетические комиссии, якобы в популистских целях устанавливающие заведомо дефицитный тариф. Власти в свою очередь переводят ответственность на региональную энергосистему, которая, по их мнению, требует слишком много денег и тратит их не экономно. Как ни парадоксально, правы обе стороны. Тариф, устанавливаемый региональной энергетической комиссией, действительно не покрывает всех затрат региональных энергокомпаний, многим из них не хватает средств даже на то, чтобы поддерживать систему в рабочем состоянии. А региональные энергосистемы действительно не заинтересованы сокращать свои издержки. Предприятия отрасли были информационно и финансово «непрозрачными».

Не довольно положением в энергетике и государство. Приоритетными задачами для России являются развитие рыночной экономики и стабильный экономический рост. Энергетика же на момент 2003 г. является одной из последних отраслей, где сохранились рудименты советской экономической модели. И эта модель не имела внутренних резервов, механизмов и предпосылок для того, чтобы развиваться. Все ныне работающие электростанции, все линии электропередачи достались обществу в наследство от советских времен. Используемый потенциал электроэнергетики не вечен, уже сегодня даже в самых благополучных энергосистемах европейской части России общий уровень износа оборудования перевалил за отметку в 60 %.

Планы нового строительства или достройки еще советских объектов не выполняются. За последние 15–20 лет вновь было введено и достроено около 10 объектов федерального уровня, тогда как за 1965–1990 гг. ежегодно сдавалось в эксплуатацию до 10 таких объектов энергетики.

После продолжительных обсуждений о сути структурных изменений пришли к выводу, что системное решение проблем энергетики возможно только при разделении монопольных (диспетчеризация и транспорт

электроэнергии) и конкурентных (сбыт и генерация, ремонт и сервис) видов деятельности и внедрения рыночных отношений в конкурентном составе.

Цели и задачи реформы определены постановлением Правительства от 11 июля 2002 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики РФ». Основная цель реформирования – повышение эффективности предприятий отрасли, создание условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей. В связи с этим в электроэнергетике России происходят радикальные изменения: меняется система государственного регулирования отрасли, формируется конкурентный рынок электроэнергии, создаются новые компании.

Постановлением предусмотрено введение реформ в 4 этапа. Этап 1 стартовал в июле 2003 г. запуском сектора свободной торговли на 10–15 % объемов электроэнергии с добровольным участием покупателей.

Следует указать, что все этапы реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России» были рассмотрены и одобрены внеочередным общим собранием акционеров 26 октября 2007 г.

Реформируемые компании представляют собой предприятия, специализированные на определенных видах деятельности (регенерация, передача электроэнергии и др.) и контролируемые соответствующие профильные активы. По масштабу профильной деятельности создаваемые компании превосходят прежние монополии регионального уровня – новые компании объединяют профильные предприятия нескольких регионов либо являются общероссийскими.

Так, магистральные сети переходят под контроль Федеральной сетевой компании, распределительные сети предполагается интегрировать в межрегиональные сетевые компании (МРСК), функции и активы региональных диспетчерских управлений передаются общероссийскому Системному оператору.

Активы генерации также объединяются в межрегиональные компании, причем двух видов:

- 1) генерирующие компании (ГК) оптового рынка;
- 2) территориальные генерирующие (ТГК). Объединенные генерирующие компании (ОГК) объединяют электростанции, специализированные на производства почти исключительно электрической энергии. В ТГК входят главным образом теплоцентрали, которые производят как электрическую, так и тепловую энергию.

6 из 7 ОГК формируется на базе тепловых электростанций, а одна («гидроОГК») – на основе гидрогенерирующих активов. Тепловые ОГК построены по экстерриториальному принципу, в то время как ТГК объединяют станции соседних регионов.

Процесс реформирования АО-энерго начался также с реализации нескольких пилотных проектов: ОАО «Калугаэнерго», ОАО «Орелэнерго», ОАО «Брянскэнерго», ОАО «Тулаэнерго». Наиболее активно структурные преобразования начали осуществляться в 2004 г. Процесс реформирования затронул более 30 компаний. К апрелю 2004 г. была завершена процедура реорганизации первой региональной энергокомпании – ОАО «Калугаэнерго», а к концу года разделены по видам деятельности 5 АО-энерго.

В том же 2004 г. началось создание новых межрегиональных компаний. В последние месяцы 2004 г. созданы (прошли госрегистрацию) первые 3 ОГК и 2 ТГК.

В тот же период (в октябре 2004 г.) совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России» принял решение об учреждении 4 МРСК. В 2004 г. также была практически сформирована новая вертикаль оперативно-диспетчерского управления: функции региональных диспетчерских управлений были переданы (за некоторым исключением) от АО-энерго системному оператору. Структура отрасли в 2004 г. (конец первого этапа реформирования) показана на рис. 3.7.

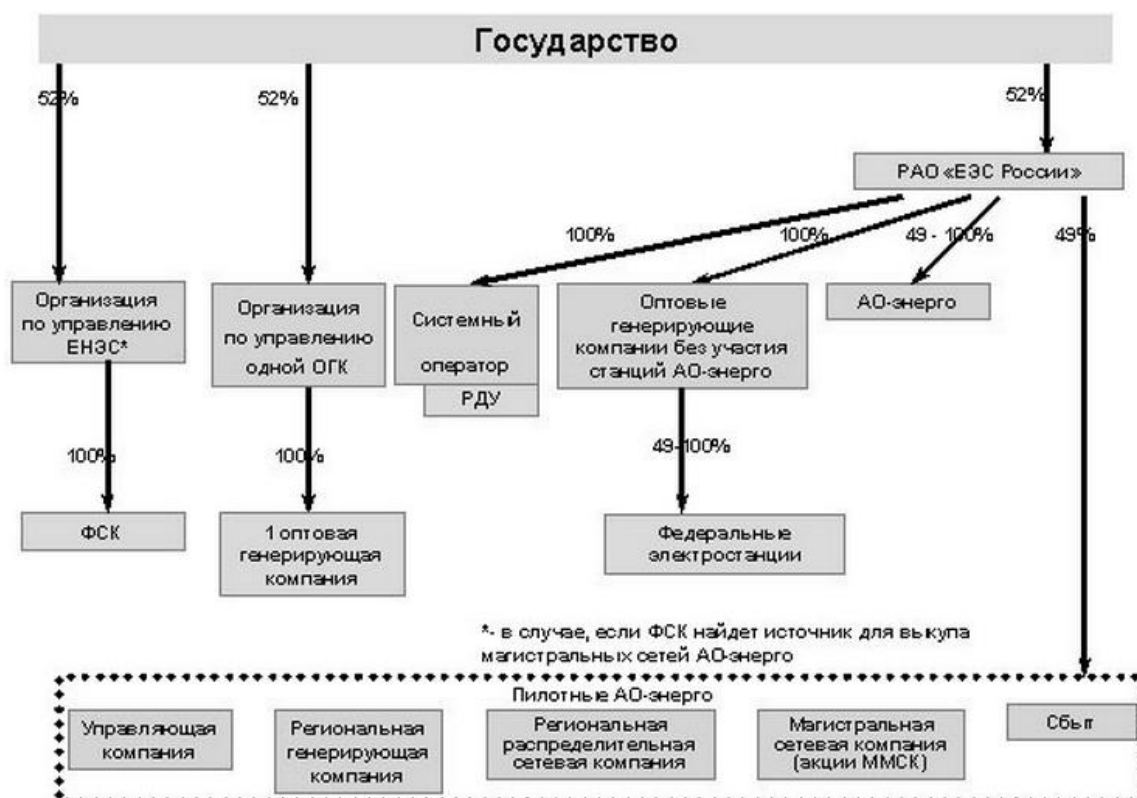


Рис. 3.7. Структура отрасли в 2004 г.

В 2005 г. процесс реформирования охватил большинство АО-энерго, причем значительная их часть к концу года была разделена. В этом же году учреждено большинство оставшихся межрегиональных компаний: к марту зарегистрирована последняя из семи ОГК, к августу – тринадцать из четырнадцать ТГК, созданы четыре МРСК. Структура отрасли в 2006 г. имела вид, показанный на рис. 3.8.



Рис. 3.8. Структура отрасли в 2006 г.

С формированием целевой структуры всех тепловых ОГК и ТГК завершен первый этап консолидации ОАО «ГидроОГК». Закончен также процесс выделения сетевых компаний и на базе реорганизованных АО-энерго определены все магистральные сетевые компании.

Ремонтно-эксплуатационное обслуживание электрических сетей РАО «ЕЭС России» осуществляли 7 филиалов – межсистемные электрические сети Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга, Урала, Сибири, Востока, вошедшие в 2007 г. в состав МРСК. В 2007 г. в соответствии с решением совета директоров ОАО «ЕЭС России» о переконфигурации МРСК от 27 апреля 2007 г. и распоряжением Правительства России № 1857-Р от 27 декабря 2007 г. число МРСК увеличено до 11 (без учета МРСК Дальнего Востока).

С сентября 2006 г. вступили в силу новые правила работы оптового и рыночных рынков электроэнергии. На оптовом рынке электроэнергии (мощности) в результате введения с 1 сентября новых правил работы осуществлен переход к регулируемым договорам между покупателями и генерирующими компаниями, ликвидирован сектор свободной торговли (ССТ), запущен оптовый рынок – «рынок на сутки вперед» (РСВ). К

2011 г. в соответствии с постановлением Правительства России от 7 апреля 2007 г. предусматривается постепенная замена регулируемых договоров на свободные (нерегулируемые) договоры. Правила функционирования розничных рынков предлагают постепенную либерализацию розничных рынков электроэнергетики параллельно с либерализацией оптового рынка, при сохранении обеспечения населения электроэнергией по регулируемым тарифам. В ходе реформы исчезла прежняя монопольная структура электроэнергетики: большинство вертикально-интегрированных компаний с 1 июля 2008 г. сошли со сцены, на смену им появились новые 23 компании целевой структуры отрасли и холдинг РАО «ЕЭС России» прекратил свое функционирование.

На рис. 3.9 приведена структура РАО «ЕЭС России» по состоянию на 1 июля 2008 г.

Из рис. 3.9 следует, что главными управляющими элементами в отрасли являются ФСК и Системный оператор:

1. ФСК – компания, исполняющая роль организации по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС), которая обеспечивает единство технологического управления ЕНЭС, оказывает на возмездной договорной основе услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС.

2. Системный оператор осуществляет единоличное управление технологическими режимами работы Единой энергетической системы России и уполномочен на выдачу обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления команд.



Рис. 3.9. Структура отрасли в 2008 г.

Начиная со структуры отрасли в 2006 г. и рассматриваемой (рис. 3.9), впервые введено понятие «гарантирующие поставщики». Гарантирующий поставщик (сокращенно ГП) электрической энергии — коммерческая организация, обязанная в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» или добровольно принятыми обязательствами заключить договор купли-продажи электрической энергии с любым обратившимся к ней потребителем электрической энергии либо с лицом, действующим от имени и в интересах потребителя электрической энергии и желающим приобрести электрическую энергию.

Статус гарантирующего поставщика распространяется на определенную территорию, согласно реестру.

При этом, в отличие от конкурентной сбытовой деятельности, деятельность гарантирующего поставщика возможно совмещать с деятельностью по распределению электроэнергии (распределительные сети). Список изолированных АО-энерго не опубликован. Ранее в их число входили «Иркутскэнерго», «Татэнерго». На рис. 3.10 приведена целевая структура РАО ЕЭС по состоянию на 1 июля 2008 г.

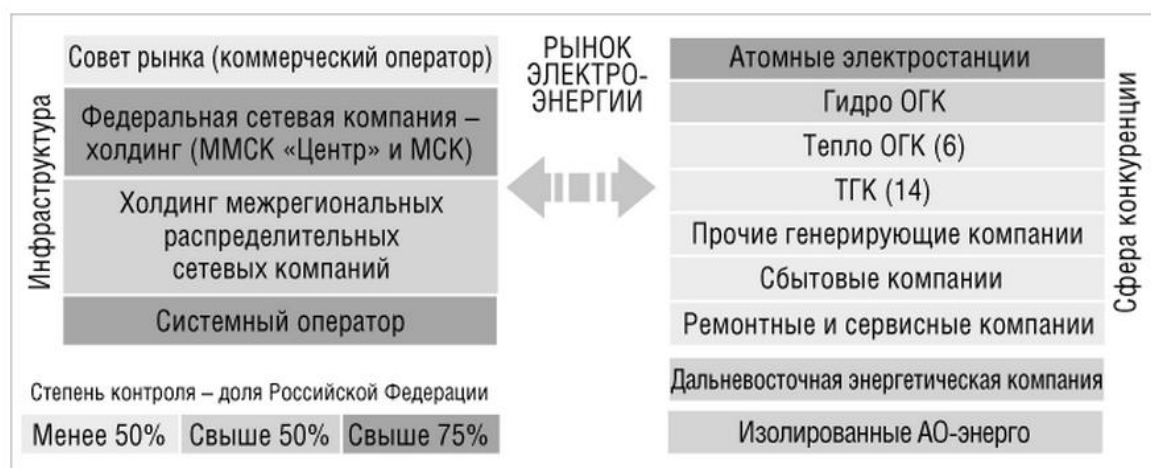


Рис. 3.10. Целевая структура отрасли

Контрольные вопросы

1. Опишите рынок электроэнергетики на начальном этапе развития РАО «ЕЭС России» и в процессе реформирования холдинга (2003–2008 гг).
2. Опишите суть конкурентного рынка электроэнергии по директивным ценам (ФОРЭМ).
3. В чем заключается поэтапное регулирование тарифов на электроэнергию для населения и промышленных предприятий?
4. Перечислите основные мероприятия по обновлению и приросту мощностей электростанций на период до 2020 г.

5. Какое основное достоинство элегазовых выключателей по сравнению с воздушными и масляными?

6. Почему на смену однофазному току пришел двухфазный, а затем трехфазный ток?

7. Почему именно электрическое освещение стало первым массовым энергетическим применением электрической энергии?

8. Что достигается объединением энергосистем, и какие задачи решает диспетчерская служба?

9. Опишите влияние на живую природу линий электропередач высокого напряжения.

10. Перечислите, какие ГЭС намечено завершить строительством до 2010 г. и в период до 2020 г. Объемы вводов.

11. То же самое применительно к АЭС.

4. СОВРЕМЕННАЯ СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

4.1. Реализации Энергетической стратегии страны на период до 2020 г., цели и задачи энергетической стратегии России

Главными векторами перспективного развития отраслей топливно-энергетического комплекса, предусмотренными Энергетической стратегией России на период до 2020 г., являются:

- переход на путь инновационного и энергоэффективного развития;
- изменение структуры и масштабов производства энергоресурсов;
- создание конкурентной рыночной среды;
- интеграция в мировую энергетическую систему.

Одним из главных приоритетов является развитие рыночной инфраструктуры энергетики (рыночные механизмы, институты открытой торговли энергоресурсами, инфраструктура их транспорта). Особое значение придается программе повышения цен на газ и механизмам минимизации негативных социально-экономических последствий общего роста цен на энергоресурсы. Поддержка и стимулирование стратегических инициатив в энергетике являются основой для реализации крупных энергетических проектов в будущем.

Большинство представленных в Энергетической стратегии России на период до 2020 г. направлений реализуются на практике, при этом задействованы все предусмотренные ею механизмы государственной энергетической политики. В частности, осуществлена реформа электроэнергетики, происходят либерализация рынка электроэнергии и реформа атомной энергетики, созданы более благоприятные налоговые условия в нефтегазовом комплексе, стимулируется развитие нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, развивается биржевая торговля энергоресурсами, устраняются избыточные административные барьеры в деятельности энергетических компаний. Активно реализуются инфраструктурные проекты, являющиеся основой развития отечественной энергетики.

Вместе с тем пока не в полной мере обеспечивается достижение запланированных Энергетической стратегией России на период до 2020 г. итоговых качественных результатов первого этапа ее реализации, а именно – создания базы для устойчивого поступательного развития энергетического сектора, включающей:

- формирование целостной и апробированной нормативно-законодательной базы, создание энергетических рынков с высоким уровнем конкуренции и справедливыми принципами организации торговли;

- завершение преобразований, выводящих смежные секторы экономики на новый уровень энергоэффективности;

- переход от лидирующей роли топливно-энергетического комплекса в экономике страны к естественной функции эффективного и стабильного поставщика топливно-энергетических ресурсов для нужд экономики и населения.

За время, прошедшее с начала реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 г., российский энергетический сектор развивался преимущественно в рамках основных прогнозных тенденций, предусмотренных указанным документом, несмотря на существенные отклонения базовых экономических индикаторов развития страны и внешнеэкономических условий от их значений, прогнозирувавшихся в 2003 г.

Так, при росте мировых цен на нефть с 27 долларов США за баррель в 2000 г. до 94 долларов США в 2008 г. и почти 4-кратном превышении последним показателем прогнозных оценок Энергетической стратегии России на период до 2020 г. фактический объем экспорта топливно-энергетических ресурсов за тот же период вырос в 1,6 раза при отклонении от прогнозов экспорта по Энергетической стратегии России на период до 2020 года на 9,6 %.

При фактическом росте валового внутреннего продукта страны на 65 % к уровню 2000 г. и отклонении от прогнозов Энергетической стратегии России на период до 2020 г. на 11 % фактический прирост добычи и производства топливно-энергетических ресурсов составил 26 % к уровню 2000 г. при отклонении от прогнозов Энергетической стратегии России на период до 2020 г. на 2,6 %. При этом внутреннее потребление топливно-энергетических ресурсов выросло на 10 % к уровню 2000 г. при отклонении от прогнозов Энергетической стратегии России на период до 2020 г. на 5 % главным образом за счет сокращения спроса в 2008 г. вследствие глобального экономического кризиса.

Главной целью энергетической стратегии является создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны, адекватного как потребностям растущей экономики в энергоресурсах, так и внешнеэкономическим интересам России, обеспечивающего необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие страны.

Достижение указанной цели требует последовательного продвижения в решении следующих основных задач:

- повышение эффективности воспроизводства, добычи и переработки топливно-энергетических ресурсов для удовлетворения внутреннего и внешнего спроса на них;
- модернизация и создание новой энергетической инфраструктуры на основе масштабного технологического обновления энергетического сектора экономики страны;
- формирование устойчиво благоприятной институциональной среды в энергетической сфере;
- повышение энергетической и экологической эффективности российской экономики и энергетики, в том числе за счет структурных изменений и активизации технологического энергосбережения;
- дальнейшая интеграция российской энергетики в мировую энергетическую систему.

4.2. Преобразование структуры отрасли

В рамках осуществления положения энергетической стратегии России и для повышения эффективности работы энергетической отрасли страны РАО «ЕЭС России» было преобразовано.

РАО было создано в 1992 г. в соответствии с Указами Президента РФ «ЕЭС России» № 923 и 1334 [6, 7]. Появился холдинг, в который вошли 73 региональные энергетические компании (АО-энерго), 32 электростанции федерального уровня (АО-электростанции), сети высокого напряжения и центральное диспетчерское управление. Во главе его – открытое акционерное общество РАО «ЕЭС России» с функциями головной (материнской) компании (рис. 4.1). РАО «ЕЭС России» владело 72 % установленной мощности всех электростанций России и 96 % протяженности всех линий электропередачи.

Региональные АО-энерго – базовый структурный элемент холдинга – включали производство электроэнергии, ее передачу по магистральным и распределительным сетям, диспетчирование и сбыт электроэнергии в регионе. Каждое АО-энерго было локальным монополистом. В такой ситуации потребитель организационно и технологически был полностью привязан к поставщику. Покупать энергию в «чужой» АО-энерго «свой» потребитель не мог, т.е. конкуренция была в принципе невозможна.

Электроэнергетика традиционно считалась естественно-монопольной отраслью. Эти правила казались чем-то вроде закона природы, который невозможно нарушить. Однако авторы реформы исходили из более

сложного представления о структуре отрасли. Они предложили разделить ее на два больших сегмента: конкурентный и монопольный. Для этого сначала предстояло разделить региональные АО-энерго по функциональному признаку.

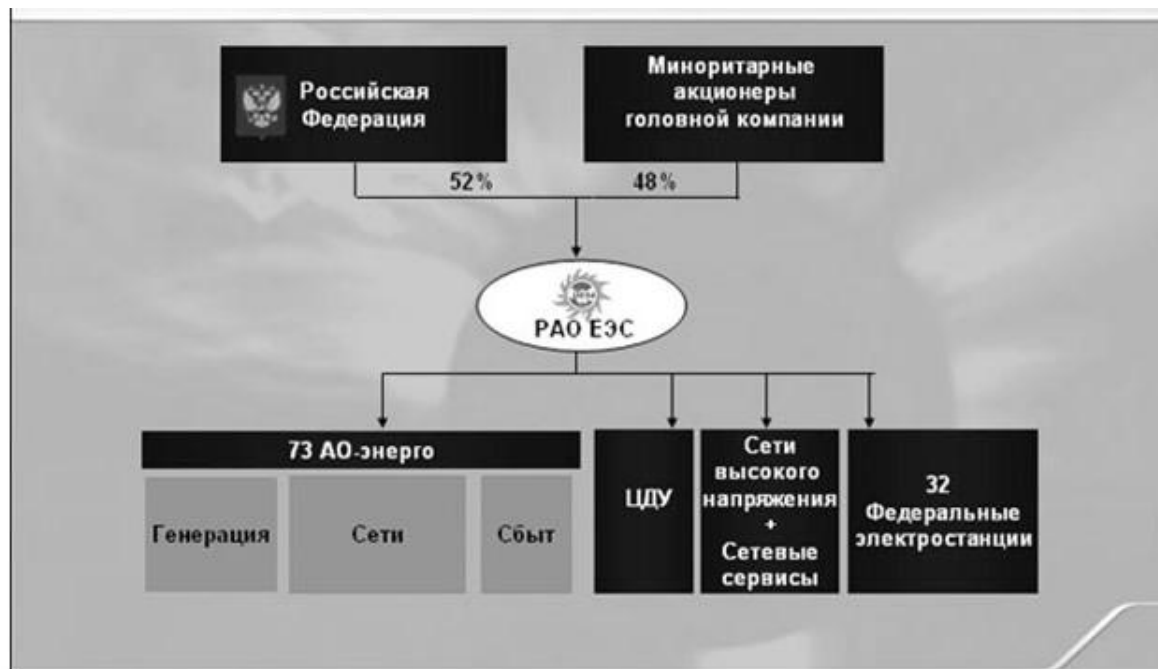


Рис. 4.1. Структура РАО «ЕЭС России» накануне реформы

Так называемая «распаковка» началась в 2003 г., а завершилась 1 апреля 2006 г. Каждая энергокомпания была поделена по видам бизнеса, т.е. в каждом регионе появились самостоятельные генерирующие, сетевые и сбытовые компании. Были выведены и непрофильные виды бизнеса: ремонтные, автотранспортные, коммунальные подразделения, детские сады, больницы, поликлиники, дома культуры и др.

После этого обособленные монобизнесы (генерация, сети, сбыт) стали объединять, но уже не по вертикали внутри региона, а по горизонтали – по видам бизнеса на межрегиональном уровне. На базе генерирующих активов регионов и федеральных электростанций были сформированы оптовые и территориальные генерирующие компании.

Оптовые генерирующие компании (ОГК). Каждая ОГК объединила несколько крупнейших федеральных электростанций, находившихся в различных регионах страны. Благодаря тому, что в каждом регионе обязательно присутствуют мощности нескольких ОГК, минимизирована возможность монопольных злоупотреблений. Состав ОГК подобран таким образом, чтобы они имели сопоставимые стартовые условия на рынке – по установленной мощности, стоимости активов, средней величине износа

оборудования. Тепловые ОГК, будучи независимыми друг от друга, становятся основными конкурентами на оптовом рынке электроэнергии. Их свободная конкуренция между собой и с другими генерирующими компаниями формирует рыночные цены. Все ОГК поставляют выработанную электроэнергию на единый оптовый рынок. Всего сформировано 6 тепловых ОГК.

ГидроОГК объединила все крупнейшие гидроэлектростанции страны. Их установленная мощность – 24,1 ГВт, доля на российском рынке электроэнергии – около 15 %. Потребовались специальные решения для того, чтобы и гидрогенерацию не оставить вне рынка. Ведь у гидроэлектростанции нет топлива и прямых затрат на него, значит, связь между экономическими затратами и результатами не детерминирована. При этом ГЭС – не только производство электроэнергии, но и регулирование водотоков для речного транспорта, рыбного хозяйства, мелиорации и водопользования в целом. А также это – большие зоны затопления водохранилищ, которые находятся в федеральной собственности. Поэтому было решено сохранить контрольный пакет ГидроОГК (52 %) в собственности государства. С учетом особенностей крупных ГЭС (способность оперативно изменять нагрузку, низкие переменные затраты на производство электроэнергии) было введено ограничение на участие ГидроОГК в формировании рыночной цены электроэнергии: ГидроОГК и иные гидростанции вправе продавать только ценопринимающие заявки.

Территориальные генерирующие компании (ТГК). Каждая ТГК объединила электростанции нескольких соседних регионов, не вошедших в ОГК, преимущественно теплоэлектроцентрали, вырабатывающие и электричество, и тепло. Эти компании не только продают электроэнергию и снабжают теплом потребителей своих регионов, но зачастую и на оптовый рынок выходят. Всего создано 14 ТГК.

Межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК) были образованы на базе региональных распределительных сетей. Каждая МРСК ведет свою деятельность на территории определенного региона, передает электроэнергию по электрическим сетям напряжением 110 кВ–0,4 кВ и присоединяет потребителей к электросетям. Всего создано 11 МРСК.

Магистральные сетевые компании (МСК). Сначала под их контроль перешли магистральные сети, им были переданы объекты единой национальной (общероссийской) электрической сети: линии электропередачи напряжением от 220 кВ и выше (в ряде случаев от 110 кВ), межгосударственные ЛЭП, а также обслуживающие их трансформаторные

подстанции и оборудование для технического обслуживания и эксплуатации этих объектов. Всего было создано 56 МСК.

На следующем этапе МСК были интегрированы в Федеральную сетевую компанию (ФСК), которая занимается управлением, эксплуатацией и развитием Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) и предоставляет участникам оптового рынка услуги по передаче электроэнергии. Эта сеть включает магистральные линии электропередачи, объединяющие большинство регионов страны. На промежуточном этапе МРСК находились под управлением ФСК, но затем были объединены в холдинг МРСК.

Системный оператор (СО) создан на базе Центрального диспетчерского управления и региональных диспетчерских управлений. СО и ФСК образуют стеновой хребет энергетики России, основу его технологической инфраструктуры. Системный оператор управляет всеми потоками электроэнергии в стране. Электричество – специфичный товар. Его нельзя запасть впрок или складировать излишки. Вся выработанная энергия должна быть потреблена в режиме реального времени. Системный оператор обеспечивает баланс производства и потребления в реальном времени, управляет загрузкой всех электростанций и распределением полученной от них электроэнергии между энергозонами страны и конкретными потребителями.

Кроме того, СО управляет технологическими режимами работы энергетических объектов, контролирует и обеспечивает соблюдение технических параметров (в том числе нормативной частоты электрического тока) и параметров надежности энергосистемы, рассчитывает и анализирует балансы электроэнергии и мощности, согласовывает планы перспективного развития ЕЭС, оперативно управляет режимом энергосистем (в реальном времени), рассчитывает допустимые потоки мощности по отдельным сетевым элементам и их группам, задает диспетчерский график нагрузок электростанций, координирует плановые ремонты оборудования электростанций и сетей, обеспечивает функционирование оптового и розничных рынков электроэнергии (мощности). Системный оператор находится под полным контролем государства, он тесно взаимодействует с органами государственной власти и саморегулируемыми организациями, обеспечивая контроль за исполнением инвестиционных программ энергокомпаний.

Администратор торговой системы (АТС). Это своего рода биржа электроэнергии. Она создана для организации купли-продажи электрической энергии на оптовом рынке. На торговую площадку АТС покупатели и поставщики электроэнергии подают свои ценовые заявки

по спросу и предложению, на основании которых он определяет равновесную цену в данном узле и объемы выработки электроэнергии. Можно сказать, что АТС наряду с Системным оператором управляет загрузкой всех электростанций страны, но делает это не технологическими и административными методами, а финансовыми. Благодаря рынку электроэнергии наибольшую загрузку получают те генерирующие компании, которые производят самую дешевую электроэнергию.

Энергосбытовые компании (ЭСК). В каждом регионе, как правило, функционируют несколько ЭСК, но в отношении разных потребителей (территорий). Назначаемая ими цена складывается из цены, транслируемой с оптового рынка, и надбавки, которая рассчитывается по специальной формуле, включает стоимость услуг по передаче электроэнергии и сбытовую надбавку. Формула расчета задается государственными регулирующими органами. При этом для населения как минимум до 2012 г. действует иная форма ценообразования – установленные государством тарифы. Правилами не возбраняется и даже поощряется создание ЭСК, конкурирующих с действующими ЭСК за потребителя. Со временем между сбытовыми компаниями будет усиливаться конкуренция за конечного потребителя электроэнергии (т.е. за «живые» деньги). Имея устойчивую клиентуру, они могут пойти дальше: продавать не только электроэнергию и тепло, но и иные услуги (скажем, телефонный сигнал, Интернет и т.п.).

«Интер РАО ЕЭС». Об этой компании следует сказать особо. Она была образована в 1997 г. как закрытое акционерное общество и выполняла функции экспортно-импортного оператора и управляющего зарубежными активами РАО «ЕЭС России». Весной 2008 г. в рамках заключительного этапа реорганизации холдинга компания была преобразована из закрытого акционерного общества в открытое, при этом ей были переданы пять российских электростанций. После ликвидации холдинга его долю в компании получило государство. Сегодня «Интер РАО ЕЭС» возглавляет группу из 25 компаний, работающих в 15 странах.

Таким образом была сформирована новая конфигурация электроэнергетики, включившая структурно обособленные монопольный и конкурентный секторы (рис. 4.2). В монопольном секторе (СО, ФСК, МРСК) государство не только сохранило, но и упрочило свои позиции. Реформа позволила обеспечить реальную консолидацию активов и создать компании, поставленные под контроль государства. В Системном операторе ему принадлежит 100 % акций, в ФСК – свыше 75 %, в холдинге МРСК – 52 %. Не случайно создание ФСК и Системного оператора предшествовало началу разделения АО-энерго. Конкурентный сектор – это

ОГК, ТГК, сбытовые, ремонтные компании, инженерные центры, из участия в акционерном капитале которых государство полностью вышло. Сюда же входит и ГидроОГК, 52 % акций которого остается в собственности государства.

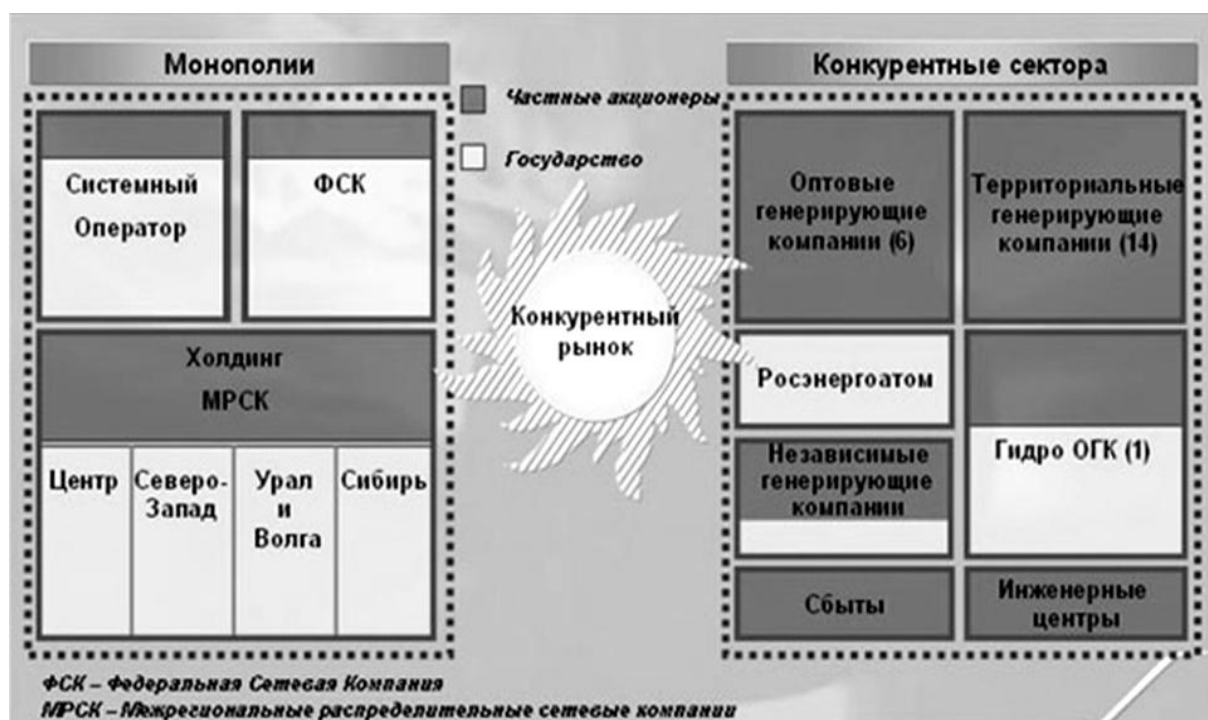


Рис. 4.2. Целевая структура электроэнергетики России

В связи с завершением структурной реформы, а также необходимостью развития реальной конкуренции в секторе генерации и сбыта электроэнергии отпала надобность в РАО «ЕЭС России». Поэтому с 1 июля 2008 г. оно прекратило свое существование. Регулирующие функции (тарифообразование в естественно-монопольных секторах и правила рыночного взаимодействия в конкурентных секторах), техническая политика остались за государством (общероссийский и региональные тарифные органы, Минпромэнерго, Антимонопольный комитет) и саморегулируемыми организациями (Совет рынка, Объединение сбытовых компаний и др.).

Коренные перемены, произошедшие в отрасли в ходе ее реформирования, были позитивно восприняты инвестиционным сообществом и фондовым рынком. К концу 2007 г. капитализация РАО «ЕЭС России» составляла почти 50 млрд долларов, тогда как к концу 1998 года – 12 млрд долларов. В последние годы существования холдинга его бумаги были наиболее популярными «голубыми фишками» России, объем сделок

по ним был выше, чем по любым другим акциям. Когда же РАО «ЕЭС» прекратило свое существование, каждый держатель его акций получил взамен них набор из 23 акций энергокомпаний (5 ОГК, 13 ТГК, ФСК, ГидроОГК, «Интер РАО ЕЭС», холдинга МРСК, РАО «Энергосистемы Востока»). При этом совокупная стоимость энергокомпаний, выделенных из РАО «ЕЭС России», по оценкам экспертов, как минимум на 40 % была выше стоимости головной компании холдинга. Это – фактическая премия акционерам РАО «ЕЭС России», которые поверили и поддержали реформу электроэнергетики. По прогнозам аналитиков, «голубыми фишками» вполне способны стать акции ФСК и ГидроОГК.

Авторы реформы постарались выстроить электроэнергетику таким образом, чтобы свести к минимуму риск потери управляемости отраслью после ликвидации РАО «ЕЭС России». Новая структура управления зиждется на двух опорах: государственной и самоуправленческой. Первую представляет Министерство энергетики, которому перешли управленческие функции (координация развития отрасли, прогнозирование спроса и др.), ранее выполняемые РАО «ЕЭС России». Государственное управление доминирует в инфраструктурных компаниях (ФСК, СО и холдинге МРСК). Главная его задача – пресекать угрозы потери технологической целостности энергосистемы страны.

Совет рынка

Регулирование отрасли с позиции рыночного самоуправления перешло к некоммерческому партнерству «Совет рынка». В него в 2008 г. было преобразовано некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы», существовавшее с 2001 г. Произошла не просто смена названий. Совет рынка – новая структура со своим уставом и задачами. Он взял на себя часть регулирующих функций РАО «ЕЭС России» с той лишь разницей, что теперь выработкой мер занимается не администрация одной компании, пусть и самой большой в отрасли, а все заинтересованные стороны.

В наблюдательный совет Совета рынка вошли представители генерирующих и инфраструктурных организаций, гарантирующих поставщиков, независимых сбытовых компаний, крупных потребителей электроэнергии, органов государственной власти. Все они разделены на четыре палаты, каждая из которых обладает правом вето. Такая система обеспечивает принятие взвешенных решений, учитывающих интересы всех участников рынка. На 1 ноября 2008 г. в партнерство вступили 280 организаций.

Совет рынка разрабатывает договоры и регламенты функционирования рынка, ведет реестр его участников (т.е. имеет право включать и исключать их), следит за исполнением ими рыночных правил, занимается досудебным урегулированием конфликтов между ними, готовит предложения по изменению нормативно-правовой базы, контролирует деятельность инфраструктурных компаний. Одна из главных функций Совета рынка – оценка экономической обоснованности и отбор ценовых заявок генераторов, поданных на конкурентный отбор мощности. Функции непосредственного организатора торговли на оптовом рынке были переданы созданному для этих целей Администратору торговой системы, 100 % акций которого владеет Совет рынка.

Итак, РАО «ЕЭС России» стала первой российской компанией, которая использовала классические корпоративные процедуры – реорганизацию через выделение и разделение, не пытаясь прибегнуть к более простым, но менее прозрачным схемам. Для этого пришлось устранить системные противоречия этой процедуры налоговому законодательству, законодательству о труде, лицензированию и т.п.

4.3. Энергетические рынки

Важнейшей частью реформы электроэнергетики стало формирование системы рынков, включающей оптовый и розничные рынки электроэнергии, рынок мощности, рынки системных и сервисных услуг и рынок производных финансовых инструментов. На их создание и отладку у команды менеджеров ушло пять из десяти лет реформы, работа продолжается и поныне.

Оказалось, по сложности запуск рынков в электроэнергетике сопоставим разве что с запуском космического корабля. Сложности были связаны с политическим противостоянием, с формированием институциональной среды, организационных структур по управлению рынком, нормативно-правовой базы, программно-аппаратного комплекса, с обучением и повышением квалификации сотен специалистов.

Нащупывая правильный подход, нельзя было проигнорировать технологические особенности энергосистемы, ее технологическую целостность. Изолированное функционирование ее элементов создает риск аварии. Рынок электроэнергии можно сравнить с бассейном, в котором с одного конца вливается вода из многих труб, с другого – выливается из множества кранов. Разница в том, что в бассейне объем воды может увеличиваться или уменьшаться, а в энергетике – нет. Электроэнергию невозможно складировать и хранить. Каждый произведенный киловатт

должен быть потреблен в данную секунду. И так 24 часа в сутки 365 дней в году. Иначе – авария. В этом и есть особое технологическое требование к отношениям в энергетике. Если его не выполнить, рынок будет разрушать технологию и надежность. И долго он не просуществует, потому что технология в электроэнергетике сильнее, чем рынок, по крайней мере, в краткосрочном режиме.

В современной электроэнергетике перекосяк как в экономическую, так и в инженерную сторону одинаково опасен. Чрезвычайно важно и сложно было найти в этом смысле взвешенные решения. Для экономиста энергосистема есть инструмент удовлетворения спроса на электроэнергию, любые действия по сокращению спроса для него абсурдны. С точки зрения инженера, выработка и потребление энергии (генератор и потребитель) – равноценные объекты управления, неотъемлемые части энергосистемы. Требуется постоянно поддерживать баланс в единой энергосистеме, если он нарушается, какие-то потребители отключаются. Для управления режимами используются система автоматического отключения нагрузки, система автоматического частотного регулирования и другие подсистемы.

4.3.1. Оптовый рынок электроэнергии (мощности)

Основой системы рынков является модель конкурентного оптового рынка электроэнергии, запущенная 1 сентября 2006 г. Она предполагает поэтапную либерализацию с тем, чтобы к 2011 г. выйти на оптовую торговлю всем объемом электроэнергии по свободным ценам (за исключением объема, поставляемого населению). Оптовый рынок электроэнергии дополняется рынком мощности, который стимулирует производителей энергии вводить новые энергоблоки.

С 1 сентября 2006 г. были введены новые правила функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности) и упразднен сектор свободной торговли электроэнергией. Запущенный тогда механизм часто называют «Новым оптовым рынком электроэнергии и мощности» (НОРЭМ).

Эти правила изменили всю систему взаимоотношений покупателей и поставщиков электроэнергии (мощности). Запущенный оптовый рынок (рис. 4.3) пока не полностью конкурентный: до 1 января 2011 г. он работал в режиме переходного периода – на нем существует три сектора. В регулируемом секторе электроэнергия продается по регулируемым тарифам, в секторе свободной торговли (рынок на сутки вперед и балансирующий рынок) – по свободным (конкурентным) ценам.

В течение переходного периода происходит либерализация рынка, т.е. поэтапное сокращение доли регулируемого сектора. К началу 2011 г. вся электроэнергия в России (за исключением объема, поставляемого населению) продается и покупается по свободным, нерегулируемым ценам. Только в условиях свободного рынка возможно формирование справедливой цены электроэнергии, а следовательно, крупномасштабное привлечение частных инвестиций в отрасль. Кроме того, конкурентный рынок позволяет оптимизировать работу энергосистемы страны с тем, чтобы максимально загрузить наиболее эффективные станции, а наименее эффективные вывести в резерв или закрыть. Причем весь процесс оптимизации происходит автоматически, с минимальным вмешательством регулирующих органов.



Рис. 4.3. От рынка переходного периода к целевой модели рынка

Оптовый рынок электроэнергии устроен следующим образом: генерирующие компании выставляют свои предложения объемов производства и цены, покупатели заявляют свое потребление, а некоторые – и максимальную цену, которую готовы заплатить. Далее АТС проводит централизованный отбор ценовых заявок поставщиков. Разумеется, в первую очередь отбирается самая дешевая энергия, потом та, что подороже, а на самые дорогие лоты спроса может вообще не найтись. В результате неэффективные станции вынуждены простаивать (запасать выработанную энергию впрок невозможно). Во всех странах, имеющих свободный рынок электроэнергии, так и происходит: атомные и гидростанции, вырабатывающие самое дешевое электричество, работают

постоянно с максимальной загрузкой, а дорогие газовые и угольные электростанции включаются только в периоды полупиковой и пиковой нагрузки. Неконкурентоспособные станции выводятся из эксплуатации. Впрочем, это идеальная и несколько упрощенная схема. В реальности при формировании цены учитываются условия передачи электроэнергии, расположение генераторов и потребителей. А загрузкой станций с учетом реальной топологии сетей и сигналов рынка управляет не только рынок, но и технологическая инфраструктура – Системный оператор.

Особый сектор оптового рынка – торговля мощностью. Рынок мощности был запущен 1 июля 2008 г. [10], когда РАО «ЕЭС» уже прекратило свое существование. Любой потребитель, приобретая энергию на оптовом рынке, обязан покупать мощность. Для тех, кто покупает электроэнергию на розничном рынке, стоимость мощности включена в цену (тариф) электроэнергии.

Фактически плата за мощность – это взнос для потребителей, желающих стать членами «элитарного клуба» участников оптового рынка электроэнергии. Покупатель платит деньги и получает гарантию того, что на рынке в любой момент будет необходимый ему объем электроэнергии. Гарантию дают генерирующие компании, которые используют полученные деньги на поддержание своего генерирующего оборудования в постоянной готовности к выработке оговоренного объема электроэнергии. Причем покупатель может заключить договор на покупку мощности с конкретной генерирующей компанией или купить мощность «из общего источника» через унифицированную сторону – Администратора торговой системы. В любом случае гарантом наличия необходимых мощностей на рынке выступают производители, поставляющие мощность.

Важнейшая задача рынка мощности – обеспечить надежность и бесперебойность поставки электроэнергии потребителям.

4.3.2. Розничные рынки электроэнергии

Продолжением оптового рынка являются розничные рынки электроэнергии. Их либерализация началась одновременно со становлением оптового рынка в сентябре 2006 г. в соответствии с Постановлением Правительства РФ «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» от 31 августа 2006 г. № 530.

На розничных рынках электроэнергию приобретают потребители, не имеющие доступа на оптовый рынок, а также распределительные сетевые компании, чтобы компенсировать потери электроэнергии.

Продавцами выступают сбытовые компании и сравнительно небольшое количество мелких электростанций, не являющихся участниками оптового рынка. Основной же объем электроэнергии, поступающей на розничные рынки, приобретается на оптовом рынке. Роль посредников между рынками играют сбытовые компании. Они покупают энергию оптом и продают в розницу. Своих сетей сбытовые компании, как правило, не имеют, поэтому для доставки энергии потребителям пользуются услугами сетевых компаний.

Сбытовые компании относятся к конкурентному сегменту рынка, поэтому в каждом регионе присутствуют несколько конкурентных «сбытов». Причем каждый «сбыт» свободен в заключении договоров с потребителями. Если продавец и покупатель не договорятся по условиям поставки, договора не будет.

Кроме сбытовых компаний, работающих в конкурентной среде, в каждом регионе действует гарантирующий поставщик, который обязан заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем, если тот расположен в границах его зоны деятельности. Если покупателя не устраивает его поставщик электроэнергии, он может обратиться к гарантирующему поставщику. Гарантирующий поставщик предлагает одинаковые условия для всех потребителей, обеспечивая полную прозрачность ценообразования. Несмотря на то, что с 2011 г. на оптовом рынке было прекращено ценовое регулирование, тарифы для населения останутся регулируемые минимум до 2014 г.

4.3.3. Рынок ремонтных услуг

До проведения реформы электроэнергетики ремонтные (сервисные) услуги фактически были монопольным видом деятельности. На каждой станции были свои ремонтные, монтажные, диагностические и прочие службы. И только они оказывали профильные услуги в текущем режиме. Если же проводились работы, выходявшие за рамки возможностей собственных служб, то привлекались соответствующие подразделения региональной энергокомпании. Монтажное управление в составе АО-энерго было абсолютным монополистом в своем регионе. Это же касалось всех сервисных служб, включая общероссийских монополистов, занимавшихся научно-техническими разработками и проектированием. Ни о какой конкурентоспособности в таких условиях говорить не приходилось.

Когда в процессе структурной реформы сервисные услуги были выделены в отдельные бизнесы, а на рынки услуг получили доступ любые

достаточно компетентные компании, подразделения, выделенные из АО-энерго, вынуждены были озаботиться своей конкурентоспособностью. И тут сказалось тяжелое наследство:

- низкий профессионализм менеджмента, слабые или отсутствующие службы маркетинга, управления персоналом, экономики и финансов;
- расценки на работы, не соответствующие реальным затратам;
- низкое качество работ и стремление избежать ответственности за него;
- отсутствие механизма страхования ремонтов;
- непрозрачность конкурентных торгов, непригодность к электронным торговым площадкам.

Видов сервисной деятельности достаточно много: проектирование энергетических объектов (новое строительство и реконструкция), энергомонтаж и наладка, НИОКР, диагностика оборудования и систем, изготовление технологического оборудования и его частей, консалтинг и др. И все они имеют проблемы. Так, энергоремонтное хозяйство к началу реформ было неэффективно. Удельная численность ремонтного персонала в расчете на 1 МВт установленной мощности в России в 5–10 раз превышала зарубежные показатели. Он был абсолютно не приспособлен к работе в условиях конкуренции. Когда в ходе реформы были разрушены локальные и общероссийские монополии, на рынок сервисных услуг пришли компании со смежных российских рынков и из-за рубежа (поставщики оборудования, технологий). Стали активно расширять регионы своего присутствия и некоторые «классические» сервисные организации (бывшие подразделения АО-энерго).

Рынок сервисных услуг менее других зависит от особенностей электроэнергетики (непрерывность производства и потребления), поэтому для его создания и созревания достаточно использовать стандартные механизмы (борьба с коррупцией, государственный протекционизм и т.п.).

4.4. Прогнозирование и планирование в отрасли

Энергетику невозможно развивать, не видя далеких перспектив. В ней ошибки в стратегии куда страшнее, чем в тактике. Необходимо было четко определиться в крупных развилках, поэтому решено было одновременно охватить три временных горизонта:

- долгосрочный – до 2030 г. Группа специалистов РАО «ЕЭС России» во главе с Борисом Вайнзихером на основе материалов, подготовленных по ее заказу Институтом энергетических исследований РАН (академик Алексей Макаров), Энергетическим институтом имени

Кржижановского (академик Эдуард Волков), с участием академиков Александра Шейндлина, Олега Фаворского, Владимира Фортова и других, разработали документ «Целевое видение развития российской электроэнергетики на период до 2030 года» [19];

– среднесрочный – до 2020 г. Министерство промышленности и энергетики и РАО «ЕЭС» совместно разработали «Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года», которая была одобрена Распоряжением Правительства РФ от 22 февраля 2008 г. № 215-р. Она содержит научно обоснованный перечень площадок для строительства энергообъектов и имеет исключительно важное значение для инвесторов. С ее помощью правительство официально объявило, в каких точках будет высокий спрос на электроэнергию, где появятся новые сети, какие территории будут обеспечены электроэнергией за счет АЭС, а где выгодно строить тепловые электростанции, поскольку будет большой спрос и вложения окупятся. Мировой кризис внес коррективы в прогнозы, однако дальнейший рост энергопотребления сомнению не подвергается;

– краткосрочный (на 5 лет). Основой пятилетнего планирования развития единой энергосистемы стала сначала Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России», а затем (с 2008 г.) инвестиционные программы компаний, образованных в результате его реформирования. Впервые она была разработана на 2006–2010 гг., далее на 2007–2011 гг. и 2008–2012 гг. Поскольку было известно, что с 1 июля 2008 г. РАО «ЕЭС России» прекратит свое существование, чтобы не исчезла сама схема планирования, пятилетний плановый цикл в генерирующих компаниях также сделан скользящим – с ежегодным смещением на один год.

РАО «ЕЭС России», столкнувшись с необходимостью разработать долгосрочные и среднесрочные планы, было вынуждено считаться с отсутствием долгосрочных и среднесрочных планов развития на разных уровнях. Наиболее продвинутым оказался макроэкономический срез. На нем можно было получить достоверные среднесрочные прогнозы. Хуже обстояло дело с отраслевыми срезами планирования. В большинстве отраслей оно просто отсутствовало. С 2006 г. менеджмент РАО «ЕЭС России» развернул кампанию по подписанию соглашений с регионами о взаимодействии в развитии энергосистем. Эти документы включали перечень объектов в генерации и в сетях, сформированный на основе прогнозных показателей роста спроса на электроэнергию. Так, уже в 2006 г. РАО «ЕЭС России» подписало соглашения о реализации совместных программ по строительству и реконструкции электроэнергетических объектов с правительством Москвы, администрациями Свердловской, Челябинской,

Нижегородской областей, а в 2007 г. – с администрациями еще 14 регионов. Наиболее известной стала договоренность с властями Краснодарского края, так как выполнение сторонами взятых на себя обязательств напрямую связано с возможностью обеспечить электричеством строительство туристических и спортивных объектов к сочинской Олимпиаде-2014, а также провести Олимпиаду при свете и тепле.

Парадокс, но электроэнергетика – оплот либералов – стала первой отраслью в современной России, в которой разработана, закреплена на уровне нормативных документов и практически реализуется система долгосрочного, среднесрочного и краткосрочного планирования.

В Инвестиционной программе на 2006–2010 гг. был заложен ввод мощностей на пять лет в объеме около 23 тыс. МВт. Отталкиваясь от утвержденного прогноза спроса, менеджмент РАО «ЕЭС России» с 2007 г. был вынужден увеличить его до 40,9 тыс. МВт. Справка, иллюстрирующая масштаб задачи: за предшествующие 15 лет в стране было введено около 23 тыс. МВт, исторический максимум советских вводов пришелся на 1985 г. – 8,9 тыс. МВт. Чтобы справиться со столь грандиозной задачей, предстояло выйти на качественно новый уровень.

В мае 2008 г. была утверждена Инвестиционная программа на 2008–2012 гг. [20]. Она задала параметры первого из двух этапов инвестиционного развития электроэнергетики.

Первый этап, 2008–2012 гг., – взрывообразный старт «с нуля». Инвестиционная программа предполагает строительство 98,8 тыс. км линий электропередачи, 156,9 тыс. МВт трансформаторной мощности и 43,9 тыс. МВт новой генерации. Это примерно 10–15-кратный рост в годовом исчислении по сравнению с предшествующим периодом. Объем ежегодных капиталовложений в отрасли с 2002 по 2009 г. увеличивается в 17 раз, мощность ежегодно вводимых энергообъектов – в 20 раз (с 640 МВт до 12,9 тыс. МВт). Планируется, что к 2012 г. каждое технологическое звено электроэнергетики получит свои источники и для текущего функционирования, и для инвестиционного развития. При объеме инвестиционной программы около 4,4 трлн рублей частные инвестиции составят почти 1 трлн рублей.

Второй этап, после 2012 г., – стационарный. Согласно базовому сценарию потребление электроэнергии до 2020 г. будет расти в среднем на 4,1 % в год (по максимальному сценарию – на 5,2 %). В соответствии с «Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 года» среднегодовой объем ввода энергообъектов с 2011 по 2020 г. составит 8 ГВт при базовом сценарии и до 14 ГВт при максимальном. По оценкам авторов реформы, потребность российской энергетики

в инвестициях до 2020 г. составит 20 млрд долларов ежегодно. В «Генеральной схеме» для базового варианта потребность в установленной мощности электростанций (зона централизованного электроснабжения) определена в объеме 245,5 млн кВт в 2010 г., 297,5 млн кВт – в 2015 г. и 347,4 млн кВт – в 2020 г. (табл. 4.1). При этом мощность действовавших в 2006 г. электростанций сократится к 2020 г. на 49,5 млн кВт (табл. 4.2). Централизованное планирование останется только в отношении магистральных (ФСК) и распределительных сетей (МРСК), гидро- и атомной генерации (ГидроОГК и «Росэнергоатом»). Тепловая генерация (ТГК, ОГК), вырабатывающая до 60 % электроэнергии, будет развиваться сугубо на основе рыночных сигналов.

Таблица 4.1

Потребность отрасли в новой мощности гидро-, атомных
и конденсационных электростанций
(зона централизованного электроснабжения), млн кВт

Потребности в мощностях	Базовый вариант			Максимальный вариант		
	2010	2015	2020	2010	2015	2020
Необходимая установленная мощность	245,5	297,5	347,4	256,2	326,2	397,7
Мощность действующих электростанций	209,4	179,9	161,3	209,4	179,9	161,3
Мощность новых и обновляемых теплоэлектростанций	17,9	36,5	49,0	17,9	36,5	49,0
Потребность в новой мощности гидро-, атомных и конденсационных электростанций	18,2	81,1	137,1	28,9	109,8	187,4

Таблица 4.2

Изменение мощности действующих электростанций
(зона централизованного электроснабжения), млн кВт

Динамика изменения мощности	2006 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	Изменение за 2006–2020 гг.
Мощность действующих электростанций, всего	210,8	209,4	179,9	161,3	–49,5
В том числе:					
гидроэлектростанций	44,9	45,3	45,6	45,7	+0,8
атомных электростанций	23,8	24,8	24,9	21,0	–2,5
тепловых электростанций	142,4	139,3	109,4	94,6	–47,8

4.5. Источники инвестиций

Разработанная менеджментом РАО «ЕЭС» концепция инвестиций базировалась на концепции реформирования. Аналогично были выделены монопольный (сети, диспетчеризация) и конкурентный (генерация, сбыт, сервисы) секторы. Предполагалось, что первый будет развиваться преимущественно на бюджетные средства, второй – преимущественно за счет частных инвестиций. Мысль простая, но, чтобы она стала работоспособной, нужно было сопроводить ее не только теоретическими обоснованиями, но и набором практически действующих финансовых механизмов с соответствующим нормативным обеспечением. Эти механизмы различаются по секторам:

- в монопольном секторе – дополнительная эмиссия акций ФСК, СО и ГидроОГК в пользу государства, плата за техническое присоединение к сетям, средства от продажи активов, займы и кредиты, поступления из федерального бюджета, собственные средства;

- в конкурентном секторе – дополнительная эмиссия акций ОГК и ТГК в пользу частных акционеров, механизм гарантирования инвестиций, прямые частные инвестиции в локальные проекты, средства от продажи активов, займы и кредиты, собственные средства.

4.6. Риски реформы после ликвидации РАО «ЕЭС России»

В целом главная цель реформы достигнута: сформирована прозрачная и понятная инвесторам структура отрасли, в нее пришли частные инвестиции, заданы четкие правила игры на рынке. Перед тем как РАО «ЕЭС» прекратило свое существование, авторы реформы предупреждали о возможных рисках, в основном от них уже не зависящих. Тем не менее уже осенью 2008 г. в их адрес посыпались обвинения в «провале реформы». Рассмотрим эти риски.

Риск отказа правительства от проведения либерализации рынка электроэнергии. Авторы реформы предусмотрели механизмы защиты от отказа от либерализации рынка электроэнергии. Первым из них является норма, включенная в договоры о предоставлении мощности. Как уже говорилось, инвестор, приобретающий генерирующие активы, берет на себя обязательство по вводу новых мощностей в определенном объеме. В договоре содержится норма, согласно которой пересмотр государством графика либерализации рынка электроэнергии рассматривается как форс-мажор, и с инвестора снимаются обязательства по строительству и вводу новых мощностей. Если власти захотят

отказаться от объявленной программы либерализации, им придется согласиться с отказом генерирующих компаний от заявленных инвестиций. Это будет иметь серьезные последствия для устойчивости электроснабжения страны. Это экономический механизм страховки.

Предусмотрены также юридическая и политическая страховки. Юридическая заключается в том, что график либерализации рынка введен Постановлением Правительства РФ «О внесении изменений в некоторые акты правительства РФ по вопросу определения объемов продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам» от 7 апреля 2007 г. № 205, а Закон «Об электроэнергетике» запрещает госрегулирование цен начиная с 2011 г. Политическая страховка работает, основываясь на том, что график либерализации – это прямое обещание правительства, данное российским и иностранным инвесторам. Если Россия откажется от него, это будет воспринято крайне негативно во всем мире. Таким образом, хотя риск пересмотра графика либерализации рынка электроэнергии нельзя исключить полностью, он маловероятен.

Риск возврата к монополии в электроэнергетике. Аналитики опасаются, что активность некоторых крупных компаний в приобретении генерирующих активов может привести к новому монополизму. В частности, в активной скупке бумаг ОГК и ТГК были замечены «Газпром», СУЭК, «Норильский никель», «Комплексные энергетические системы» и итальянская компания Enel.

Однако даже владевший наибольшим количеством энергоактивов «Газпром» в 2007 г. имел только 20 %-ю долю на рынке электроэнергии страны с учетом атомной генерации и независимых поставщиков. Это ниже долей, которыми располагают крупнейшие европейские компании на внутренних энергорынках своих стран: EdF (Франция) – 82 %, Enel (Италия) – 45, Endesa (Испания) – 38, E.On (Германия) – 32, British Energy (Великобритания) – 20 %. То есть «Газпром» не сможет оказать сколько-ни-будь заметное влияние на конкурентную среду на рынке электроэнергии. Кроме того, Закон «Об электроэнергетике» запрещает совместное владение генерирующими и сетевыми активами. Поэтому, в принципе, не обоснован тезис о том, что приобретение некоей компанией большого объема генерирующих активов способно воспроизвести структуру РАО «ЕЭС России».

Не стоит забывать и об антимонопольных органах. Чтобы избежать появления игрока, способного манипулировать рынком электроэнергии, они могут заставить собственника расстаться с частью своих энергоактивов. Этот инструмент был апробирован в Кузбасском регионе и показал свою работоспособность. Для пресечения манипулирования

энергорынком, контроля за крупными сделками, за деятельностью гарантирующих поставщиков и для обеспечения конкуренции сбытовых компаний в Федеральной антимонопольной службе создано специальное подразделение – Управление контроля на рынках электроэнергии.

Более серьезные опасения вызывает потенциальная возможность «Газпрома» манипулировать поставками газа, чтобы обеспечить привилегированное положение подконтрольным компании электростанциям. Но реформа, создавшая конкуренцию, позволит оперативно выявлять такие нарушения. В рамках антимонопольной политики у государства есть инструменты противодействия и этому риску. Здесь, как и в предыдущем случае, ключевым будет наличие политической воли для их применения.

Риск неотлаженности рыночных взаимоотношений в розничном секторе. Если при возникновении задолженности конечных потребителей или сбытовых компаний невозможно будет оперативно воздействовать на неплательщиков, вплоть до ограничения им поставок электроэнергии, и тем самым локализовать задолженность в месте возникновения, она по цепочке перейдет на распределительные сетевые компании и, возможно, на магистральные сетевые и генерирующие компании. Когда проблема возникает не точечно, а в целом регионе (такая опасность существует прежде всего на Северном Кавказе), рынок может отреагировать неадекватно.

Сложности с оплатой электроэнергии возникли в условиях финансового кризиса. Ухудшение финансового положения потребителей и «зависание» платежей в банках вызвали перебои в расчетах за электроэнергию по всей цепочке участников в розничном рынке электроэнергии: от сбытовых до сетевых и генерирующих компаний. В наиболее сложной ситуации оказались гарантирующие поставщики. Маржа между ценой, приобретаемой на оптовом рынке, и ценой продаваемой в розницу электроэнергии небольшая. Задержки платежей болезненно сказываются на финансовой устойчивости компаний. Ситуация на финансовых рынках оставляет мало надежд на покрытие разрывов за счет банковского кредита. При этом в отличие от других энергосбытовых структур гарантирующий поставщик ограничен при варьировании параметров работы с потребителями – с точки зрения установления цен и выбора клиентов, с которыми выгоднее было бы сотрудничать. Кроме того, именно на гарантирующих поставщиках лежит ответственность за энергоснабжение населения.

Для решения этих проблем в Совете рынка создана комиссия по платежам (подобная структура существовала при РАО «ЕЭС России»). В Совете рынка согласны с тем, что, как бы жестко это ни звучало,

особенно в условиях кризиса, в такой ситуации наиболее эффективны ограничение и отключение неплательщиков. Ни в одной стране неплательщиков не снабжают электроэнергией. Ключ к решению вопроса – в ужесточении позиции региональных властей.

Риск нехватки газа для теплоэлектростанций. Прямого отношения к реформе этот риск не имеет. С ним электроэнергетика столкнулась бы в любом случае. Для справки: газ в топливном балансе теплоэлектростанций превышает 65 %. Как уже говорилось, по прогнозам правительства, потребление электроэнергии в 2008–2012 гг. будет ежегодно прирастать на 4,4 %. А добыча газа – только на 1,6 %, что в 2–3 раза меньше, чем требуется для сохранения баланса спроса и предложения на газ.

Несмотря на то, что принятая государством стратегия развития отрасли подразумевает увеличение доли угольных и атомных станций, реальное снижение роли газа в энергобалансе страны произойдет не ранее чем через 10–20 лет. Не получится устранить дефицит газа и путем замещения его в балансе топлива мазутом. Во-первых, электроэнергия, выработанная на мазуте, очень дорогая. Во-вторых, создание резервной мазутной инфраструктуры займет несколько лет. В-третьих, строительство мазутохранилищ и их заполнение топливом – это грандиозное омертвление капитала, на которое инвесторы и владельцы генерирующих компаний вряд ли согласятся. С каждым годом дефицит газа в России увеличивается.

Ценовой риск. Он относится к числу тех, которые могут оказать большое влияние на выполнение Инвестиционной программы. В 2005–2008 гг. совпали три значимых процесса: первый – Инвестиционная программа сформировала масштабный спрос на оборудование, что в рыночных условиях, естественно, вызвало рост цен; второй – в то же время независимо от реформы российской электроэнергетики в мире в 1,8–2 раза увеличилась цена вводимого мегаватта мощности; третий – мировой финансовый кризис. Эти процессы повлияли на рост цен вводимого в России мегаватта. Значит, должен увеличиться и общий объем средств, направляемых на реализацию инвестиционных проектов.

Как уже говорилось, основными источниками финансирования инвестиционных программ генерирующих компаний являются средства частных инвесторов, привлеченные за счет дополнительных эмиссий, и заемные средства. ОГК и ТГК вынуждены наращивать объем заимствований, что дается нелегко в условиях мирового финансового кризиса, когда растут цены на заемные средства и снижается доступность кредитов.

Ценовой риск усугубляется также в связи с ужесточением экологического законодательства, с введением дорогостоящих требований, связанных с контролем за выбросом углекислого газа, что ведет к удорожанию стоимости вводимых генерирующих мощностей, а значит, в конечном счете, и цены 1 кВт·ч для конечных потребителей.

Рост цен в процессе либерализации рынка закономерен. В годы, предшествовавшие реформе, и в ее начальный период цены на продукцию электростанций и тарифы на передачу энергии по сетям росли с отставанием от инфляции. Возник диспаритет цен. Без его ликвидации развитие генерации невозможно. Кроме того, сбытовые компании, пользуясь отсутствием полноценной конкуренции на локальных рынках, какое-то время могут держать высокую сбытовую надбавку. Однако долго такое положение сохраняться не может. В регионах уже разворачивается конкуренция между сбытовыми компаниями, в результате сбытовая надбавка должна снизиться.

Точно так же рыночные механизмы ценообразования и конкуренция не позволят оптовым ценам на электроэнергию расти бесконечно. Более того, возникают реальные предпосылки для их снижения. В частности, аналитики считают, что сезонные спады потребления электроэнергии могут привести к тому, что, например, весной и летом в Сибири в определенные часы цена на электроэнергию из-за избытка мощностей гидрогенерации будет снижаться весьма существенно.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные этапы реформирования энергетической отрасли по годам?
2. Опишите структуру отрасли с точки зрения собственников до реформы и после.
3. Опишите суть рыночных преобразований.
4. Перечислите задачи, решение которых позволит достичь цели, связанной с реформой отрасли и обеспечивающей поступательное развитие в рамках энергетической стратегии.
5. Каковы функции ТГК, ОГК, МРСК, МСК – каково взаимодействие между ними.
6. Как формируется рынок электроэнергии – до реформы и после.
7. Как изменится ли монополия государства на рынке электроэнергии – до и после реформы.

8. Опишите суть конкурентного рынка электроэнергии по директивным ценам (ФОРЭМ).

9. Как происходит акционирование электроэнергетической отрасли?

10. Расскажите как формируется оптовый рынок электроэнергии, в том числе мощности.

11. В чем заключается целевая модель рынка электроэнергии?

12. Как организован розничный рынок электроэнергии?

13. Как организован рынок ремонтно-сервисных услуг?

14. На каких факторах основано прогнозирование развития отрасли?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Энергетический кризис в капиталистическом мире / под ред. Е.М. Примакова. – М.: Мысль, 1975.
2. Тамм И.Е. Основы теории электричества / И.Е. Тамм. – 7 изд. – М.: Гостехтеориздат, 1957.
3. Фейнман Р. Фейнмановские лекции по физике. Т. 5. Электричество и магнетизм / Р. Фейнман, Р. Лейтон, М. Сэндс. – М.: Мир, 1977.
4. История электротехники / под ред. И.А. Глебова. – М.: Изд-во МЭИ, 1999.
5. Веселовский О.Н. Энергетическая техника и ее развитие / О.Н. Веселовский, Я.А. Шнейберг. – М.: Высш. шк., 1976.
6. Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика / Г.Ф. Быстрицкий. – М.: Академия, 2005.
7. Веников В.А. Введение в специальность / В.А. Веников, Е.В. Путятин. – М.: Высш. шк., 1988.
8. Баптиданов А.И. Электрические станции и подстанции / А.И. Баптиданов, В.И. Тарасов. – М.: Энергия, 1982.
9. Основы современной энергетики / под общ. ред. Е.В. Аметистова. Ч. I. – М.: Изд-во МЭИ, 1982.
10. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей / В.Г. Холмский. – М.: Высш. шк., 1975.
11. Энергетика сегодня и завтра / В.И. Баланчевадзе, А.И. Барановский, В.Л. Блинкин и др; под. ред. Н.Ф. Дьякова. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
12. Арутюнян А.А. Основы энергосбережения / А.А. Арутюнян. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2007.
13. РосБизнес Консалтинг. Электроэнергетика. Обзор. 2003
14. Мисриханов М.Ш. О надежности КРУЭ и коммутационных аппаратов с традиционной изоляцией / М.Ш. Мисриханов, К.В. Мозгалиев, А.В. Шунтов // Электрические станции. – 2003. – № 11.
15. Life cycle management of circuit – breakers by applications of reliability centered maintenance / Orłowska N, Balzer G, Halfman M. etc. – GIGRE, 2000. P. 13-03.
16. Report on Second international survey on high voltage gas insulated substations (GIS) service experience / Cyan T.M., Heil H., Kopejkova D. etc. – CIGRE, 2000. P. 23–102.
17. Зотов С.Н. О частоте использования типовых схем распределительных устройств повышенных напряжений подстанций / С.Н. Зотов, Б.Н. Неклепаев, А.В. Шунтов // Электрические станции. – 1994. – № 8.

18. Коммутационные узлы энергосистем / под ред. А.В. Шунтова. – М.: Энергоатомиздат, 1997.

19. Надежность систем энергетики и их оборудования. Т. 2. – М.: Энергоатомиздат, 2000.

20. GIS in service – experience and recommendations / Jones C.J., Korejtkova D., Kobayashi S. etc. – cIGRE, 1994. P.23–104.

21. Фокин Ю.А. Структурно-функциональная надежность электро-энергетических систем и их объектов. Проблемы комплексной оценки / Ю.А. Фокин, О.В. Файницкий, Р.С. Алиев // Известия Академии наук. Энергетика. – 1999. – № 5.

22. Основы современной энергетики / под. общ. ред. Е.В. Аметистова. Ч. 2. – М.: Изд-во МЭИ, 2003.

23. Высоковольтное элегазовое оборудование отечественного производства и система его диагностики / В.Н. Лопаев, А.С. Пельц и др. // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Вып. 28 / под ред. А.И. Таджибаева, 2005.

24. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / под ред. Ю.Н. Вишневого. – СПб.: Энергоатомиздат. С.-Петерб. отделение, 2002.

25. Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Опыт создания и эксплуатации электрических аппаратов высокого напряжения с элегазовой изоляцией. Изд. ПЭПИК. Вып. 21. 2003.

26. Основные положения Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2020 г. Одобрены Правительством РФ, ноябрь 2000.

27. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. – М.: Минэнерго РФ, 2001.

28. Зверева Э.В. Обзор альтернативных источников электроэнергии / Э.В. Зверева. – Казань, 2005 (Интернет).

29. История новой России: очерки, интервью. В 3 т. Т. 2 / под общ. ред. П.С. Филиппова. – СПб.: Норма, 2011. – 581 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Начальные этапы открытий и становления электротехники	12
1.1. Развитие учения об электричестве	12
1.2. Развитие электротехники	31
1.3. Развитие электрификации (начальные этапы)	40
2. Электроэнергетика СССР в годы первых пятилеток вплоть до 1990 г.	44
2.1. План ГОЭЛРО	44
2.2. Электрификация СССР по годам пятилеток	46
2.2.1. Тепловые электростанции	48
2.2.2. Гидроэлектрические станции	59
2.3. История развития ЕЭС СССР	67
3. Электроэнергетика России в 1991–2008 гг.	89
3.1. Структура РАО «ЕЭС России»	89
3.2. Назначение и структура ФОРЭМ	92
3.3. Тарифное регулирование	94
3.4. Технологический расход энергии в электрических сетях России	97
3.5. Вопросы модернизации и замены оборудования	98
3.6. Мировой рынок электроэнергии и вопросы инвестирования	116
3.7. Использование природных ресурсов в энергетической стратегии России в 2000–2020 гг.	120
3.7.1. Государственный концерн «Росэнергоатом»	129
3.7.2. Реформирование РАО «ЕЭС России» в 2003–2008 гг.	135
4. Современная структура электроэнергетической системы России	143
4.1. Реализации Энергетической стратегии страны на период до 2020 г., цели и задачи энергетической стратегии России	143
4.2. Преобразование структуры отрасли.	145
4.3. Энергетические рынки	152
4.3.1. Оптовый рынок электроэнергии (мощности)	153
4.3.2. Розничные рынки электроэнергии	155
4.3.3. Рынок ремонтных услуг	156
4.4. Прогнозирование и планирование в отрасли	157
4.5. Источники инвестиций	161
4.6. Риски реформы после ликвидации РАО «ЕЭС России»	110
Библиографический список	167

Учебное издание

**Денисова Наталья Вячеславовна,
Гаврилов Вадим Александрович,
Хуснутдинов Рустем Рауфович**

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Учебное пособие по дисциплине
«История развития энергетики»

Кафедра электроснабжения промышленных предприятий КГЭУ

Редактор издательского отдела *Н.А. Артамонова*
Компьютерная верстка *Т.И. Лунченкова*

Подписано в печать 10.11.14.

Формат 60×84/16. Бумага «Business». Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.
Усл. печ. л. 9,99. Уч.-изд. л. 11,09. Тираж 500 экз. Заказ № 4835

Редакционно-издательский отдел КГЭУ,
420066, Казань, Красносельская, 51

