

Экономика и управление в энергетике

Под общей редакцией доктора экономических наук,
профессора **Н. Г. Любимовой**,
доктора экономических наук, профессора
Е. С. Петровского

Учебник для магистров

Рекомендовано советом учебно-методического объединения
по образованию в области менеджмента в качестве учебника
для студентов высших учебных заведений, обучающихся
по направлению подготовки 080200 «Менеджмент»
(квалификация (степень) «Магистр»)

**Книга доступна
в электронной библиотечной
системе biblio-online.ru**

Москва
 **ЮРАЙТ**
издательство

2017

УДК 658
ББК 65.304.14я73
Э40

Ответственные редакторы:

Любимова Наталия Геннадьевна — доктор экономических наук, профессор, заведующая кафедрой экономики и управления в энергетике ГУУ;

Петровский Евгений Сергеевич — доктор экономических наук, профессор ГУУ.

Рецензенты:

Лелеков В. И. — доктор экономических наук, профессор;

Терентьев Г. Ю. — кандидат экономических наук, доцент.

Экономика и управление в энергетике : учебник для магистров / под общ. ред. Н. Г. Любимовой, Е. С. Петровского. — М. : Издательство Юрайт, 2017. — 485 с. — Серия : Магистр.

ISBN 978-5-9916-3319-2

В учебнике рассмотрены актуальные вопросы базовых дисциплин магистерской основной образовательной программы «Экономика и управление в энергетике».

Представлены состояние отрасли и перспективы технического развития, экономическая природа, состав и проблемы эффективного использования факторов энергетического производства, технико-экономические характеристики агрегатов, электростанций и энергокомпаний, инструментарий ведения технико-экономических расчетов, методология расчетов критериев эффективности инвестиционной деятельности, формирование и механизмы функционирования целевой модели рынков энергии и мощности, методические подходы к формированию цен и регулируемых тарифов на товары и услуги, оказываемые энергокомпаниями, а также иные методические подходы к решению традиционных и новых проблем, возникающих в электроэнергетике в связи с завершением построения конкурентных отношений на рынках энергии и мощности и переходу к целевой модели рынка, принципы построения систем управления энергокомпаний, основы разработки и пути реализации бизнес-планов энергокомпаний.

Соответствует Федеральному государственному образовательному стандарту высшего профессионального образования третьего поколения.

Для студентов магистратуры, аспирантов и слушателей курсов повышения квалификации, не имеющих базового экономического и энергетического образования.

УДК 658
ББК 65.304.14я73

ISBN 978-5-9916-3319-2

© Коллектив авторов, 2013
© ООО «Издательство Юрайт», 2017

Оглавление

Авторский коллектив	9
Введение.....	10
Глава 1. Характеристика электроэнергетики как объекта управления.....	21
1.1. Электроэнергетика, ее миссия и основные функции	21
1.2. Экономическая эффективность электрификации	22
1.3. Особенности производственных процессов электроэнергетики	23
1.4. Энергетические системы. Характеристика ЕЭС России	24
1.5. Топливоснабжение ТЭС	26
1.6. Техническая политика в электроэнергетике	27
1.7. Цели реформирования электроэнергетической отрасли.....	28
1.8. Хозяйствующие субъекты энергетической отрасли	28
<i>Вопросы для самопроверки</i>	<i>32</i>
Глава 2. Современная техника и технология в энергетике	33
2.1. Теплоэнергетика	34
2.2. Системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловые сети).....	39
2.3. Гидроэнергетика	41
2.4. Энергетические системы	43
2.5. Турбогенераторы.....	46
2.6. Силовые трансформаторы и шунтирующие реакторы.....	48
2.7. Измерительные трансформаторы тока и напряжения	50

2.8.	Коммутационная аппаратура	52
2.9.	Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией	54
2.10.	Кабельная техника	55
2.11.	Управляемые системы электропередачи переменного тока.....	57
2.12.	Генерации на основе возобновляемых источников энергии.....	59
<i>Вопросы для самопроверки</i>		68
Глава 3. Организация энергетического производства.....		70
3.1.	Энергетические характеристики оборудования	71
3.2.	Оптимизация распределения тепловых и электрических нагрузок на тепловых электростанциях	125
<i>Вопросы для самопроверки</i>		134
Глава 4. Экономика энергетических компаний.....		135
4.1.	Основной капитал энергетических компаний.....	136
4.2.	Оборотный капитал энергетических компаний.....	149
4.3.	Персонал энергетических компаний и формы оплаты труда	158
4.4.	Производственная мощность и производственные показатели энергетических компаний	163
4.5.	Затраты на производство и передачу энергии.....	175
4.6.	Основы налоговой системы.....	184
4.7.	Экономические показатели деятельности энергетической компании... ..	186
4.8.	Экономическая эффективность централизации энергоснабжения	189
4.9.	Технико-экономические характеристики электростанций как элементов энергосистем	193
4.10.	Экономика качества энергии и надежности энергоснабжения.....	202

4.11. Экономические проблемы обоснования оптимальной мощности агрегатов и электростанций в энергосистеме	211
4.12. Экономика теплофикации	214
<i>Вопросы для самопроверки</i>	<i>229</i>
Глава 5. Управление инвестициями в энергетике	231
5.1. Инвестиции и инвестиционная деятельность.....	232
5.2. Источники финансирования инвестиций и механизмы привлечения инвестиций	234
5.3. Методы оценки эффективности инвестиций	242
5.4. Учет риска и неопределенности информации при оценке эффективности инвестиций	253
<i>Вопросы для самопроверки</i>	<i>254</i>
Глава 6. Оптовый и розничные рынки электроэнергии и мощности	256
6.1. Теоретические аспекты рынков и конкуренции в энергетике.....	257
6.2. Отличие рынка электроэнергии (мощности) от рынков других товаров и услуг.....	267
6.3. Отличие рынка электроэнергии (мощности) в России от рынков электроэнергии и мощности за рубежом	268
6.4. Проектирование целевой структуры оптового рынка электроэнергии и мощности	270
6.5. Энерготрейдинг на оптовом рынке электроэнергии и мощности в переходный период	276
6.6. Система договоров для функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности	280
6.7. Основные механизмы оптовой торговли электроэнергией	282

6.8.	Механизмы долгосрочного рынка мощности	302
6.9.	Формирование рынка системных услуг.....	315
6.10.	Принципы формирования и оплаты тарифов на услуги по передаче электроэнергии («матрешка», котловой тариф, транзит, оплата потерь)	319
6.11.	Формирование розничного рынка электроэнергии (участники, договоры, тарифы)	322
	<i>Вопросы для самопроверки</i>	<i>333</i>
Глава 7.	Управление энергокомпаниями.....	334
7.1.	Особенности и принципы формирования систем управления энергетических компаний	335
7.2.	Система целей управления энергетических компаний	338
7.3.	Система функций управления энергетических компаний	344
7.4.	Структуры управления энергетических компаний.....	350
7.5.	Сущность и основные этапы работ по формированию систем управления....	381
	<i>Вопросы для самопроверки</i>	<i>384</i>
Глава 8.	Бизнес-планирование энергокомпаний.....	386
8.1.	Цели и принципы организации планирования в энергокомпаниях.....	387
8.2.	Аналитические исследования производственно-хозяйственной деятельности энергокомпаний.....	392
8.3.	Маркетинговые исследования в энергетике	395
8.4.	Производственная программа генерирующих, сетевых компаний и изолированных АО-энерго.....	411
8.5.	Управление закупками	420
8.6.	Управление персоналом	427
8.7.	Управление издержками. Реинжиниринг	431

8.8. Инвестиции	436
8.9. Управление капиталом	439
8.10. Управление финансами	448
8.11. Риски и страхование	448
8.12. Бюджет, Прогнозный баланс и Пояснительная записка к бизнес- плану и отчету по бизнес-плану.....	451
<i>Вопросы для самопроверки</i>	<i>452</i>
Практические и тестовые задания к главам учебника.....	453
Практические задания к главе 3 «Организация энергетического производства»	453
Практические задания к главе 4 «Экономика энергетических компаний».....	457
Практические задания к главе 5 «Управление инвестициями в энергетике»	465
Практические задания к главе 6 «Оптовый и розничные рынки электроэнергии и мощности»	473
Тестовые задания к главе 7 «Управление энергокомпанией».....	478
Практические задания к главе 8 «Бизнес-планирование энергокомпаний».....	480
Список литературы.....	483

Авторский коллектив

Любимова Н. Г. (научный редактор) — доктор экономических наук, профессор (гл. 6, 8);

Петровский Е. С. (научный редактор) — доктор экономических наук, профессор (гл. 3 совместно с Н. О. Кониковской);

Александров Ю. Л. — доктор экономических наук, профессор (гл. 2);

Кониковская Н. О. — кандидат экономических наук, доцент (гл. 3 совместно с Е. С. Петровским);

Кузнецова Е. Н. — кандидат экономических наук, доцент (гл. 7);

Фомина В. Н. — кандидат экономических наук, профессор (гл. 1, 4, 5).

Введение

Электрическая и тепловая энергия — это энергоносители, обеспечивающие потребителей конечной энергией в разных формах: механической, световой, тепловой, химической и ряде других.

Электрическая энергия — самый прогрессивный и уникальный энергоноситель. Ее свойства таковы, что она способна трансформироваться практически в любой вид конечной энергии, в то время как топливо, непосредственно используемое в потребительских установках, пар и горячая вода — только в механическую энергию и тепловую энергию разного потенциала. Применение электрической энергии в производстве позволяет интенсифицировать технологические процессы (резко увеличивать скорость их протекания), обеспечивает их полную автоматизацию и компьютеризацию и высокую точность регулирования, что ведет к значительному росту производительности труда, сокращению расхода материальных ресурсов и повышению качества продукции. При этом некоторые прогрессивные процессы, в частности в металлургии и химии, вообще не допускают использования каких-либо других энергоносителей. Кроме того, на стадии потребления электрическая энергия — самый экологически чистый энергоноситель.

Электрическую энергию можно передавать на большие расстояния, что позволяет обслуживать широкий круг потребителей, включая регионы, не обеспеченные достаточными ресурсами органического топлива.

На государственном уровне экономические и социальные преимущества электрической энергии наглядно проявляются в тесной корреляционной связи между такими показателями, как производство внутреннего валового продукта в расчете на душу населения и электропотребление на одного жителя.

В общем случае там, где выше душевое потребление электрической энергии, наблюдается и более высокий уровень экономического развития.

Электроэнергетика, рассматриваемая как производственно-технологический комплекс, включает установки для производства (генерирования)/преобразования, передачи, распределения электрической и тепловой энергии (в виде пара и горячей воды). К ним относятся электростанции и котельные различных типов, электрические и тепловые сети, а также организации, осуществляющие разные виды услуг: проектирование, строительно-монтажные и пусконаладочные работы, ремонтное обслуживание и прочее.

Важнейшей особенностью электроэнергетического производства является то, что на электростанциях, работающих параллельно на общую электрическую сеть, вырабатывается, при прочих равных условиях, электрическая энергия одинаковых параметров, качества, потребительских свойств.

В то же время в основе работы электростанций лежат различные физические принципы, используются разные первичные энергоносители и, соответственно, многие электростанции имеют принципиально отличные друг от друга производственные технологии, разное по принципу действия основное энергетическое и вспомогательное оборудование, разные по назначению здания и сооружения.

Электрическая энергия производится на электростанциях разных типов: тепловых (ТЭС), атомных (АЭС), гидравлических (ГЭС), гидроаккумулирующих (ГАЭС), а также установках, использующих, так называемые, нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ). Среди НВИЭ наибольшее распространение в мире получили приливные, солнечные, ветровые, геотермальные электростанции, а также энергетические установки, работающие на биомассе и твердых бытовых отходах.

Электрические сети являются важнейшей инфраструктурной составляющей электроэнергетики страны и осуществляют передачу и распределение электрической энергии.

Электрические сети состоят из линий электропередачи (ЛЭП) различных напряжений и электрических трансформаторных подстанций. Электрические сети имеют сложную конфигурацию и связывают электростанции между собой для обеспечения их параллельной работы, а также электростанции с потребителями, осуществляя совместные режимы генерации, передачи и распределения электрической энергии и мощности.

Тепловые сети осуществляют передачу и распределение тепловой энергии. Они делятся по виду теплоносителя на водяные и паровые. Задачей тепловых сетей является распределение тепловой энергии внутри отдельных районов теплоснабжения.

Технологический процесс электроэнергетического производства имеет следующие уникальные особенности.

1. Совпадение во времени процессов производства и потребления энергии. Эта главная технологическая особенность электроэнергетики вызвана невозможностью крупномасштабного коммерческого аккумулирования электроэнергии и теплоты в сочетании с высокой скоростью транспорта энергоносителей. Отсюда следует, что режим производства энергии однозначно определяется режимом ее потребления. Практически это означает, что при хронологической неравномерности потребления энергии спрос на нее в каждый момент времени должен покрываться в строгом соответствии с графиком электрической и (или) тепловой нагрузки конкретного потребителя. Следовательно, в данном периоде времени (например, в течение суток) потребитель должен быть обеспечен не только определенным объемом электроэнергии, но и соответствующей мощностью. Графики электрических и тепловых нагрузок — важный инструмент производственного планирования и текущего оперативно-технологического управления на электростанциях и в сетях.

Режим энергопотребления, отражаемый графиками нагрузок потребителей, оказывает сильное влияние на величину затрат энергетического производства на отдельных энергообъектах и в энергокомпаниях. Чем больше неравномерность графика нагрузки, по которому вынуждена работать электростанция, котельная или сети, тем выше себестоимость производства (передачи) энергии, а значит, и ее отпускной тариф.

Энергогенерирующие установки, функционирующие в переменном режиме, должны находиться в постоянной готовности к несению максимальных нагрузок. Затраты связанные с поддержанием готовности энергооборудования, возмещаются потребителями в виде отдельной платы за мощность.

Невозможность создания запасов готовой продукции в электроэнергетике требует наличия резервов генерирующих мощностей, резервов пропускной способности электри-

ческих и тепловых сетей, а также запасов топливных ресурсов. Величина этих резервов нормируется, а затраты на их формирование и содержание включаются в стоимость энергии.

Одновременность производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии является основной причиной четкого разграничения вопросов экономического и оперативно-технологического (диспетчерского) управления в электроэнергетике. Режим работы в электроэнергетике имеет гораздо большее значение, чем в большинстве других промышленных производств.

Технологическое единство производства и потребления энергии предопределяет необходимость тесного экономического взаимодействия энергокомпаний и потребителей. Основными направлениями такого взаимодействия являются:

- рационализация режимов энергопотребления;
- формирование взаимоприемлемых тарифов на энергию;
- координация планов развития энергопотребляющих установок, генерирующих и транспортных мощностей энергокомпаний.

2. Непрерывный характер производственного процесса.

Эта особенность обуславливает высокий уровень автоматизации производства и управления технологическим процессом. Как известно, высокоавтоматизированное производство отличается высокими показателями — капиталовооруженностью и производительностью труда. Поэтому электроэнергетика принадлежит к числу малотрудоемких отраслей экономики, а в производственных затратах энергетических компаний составляющая по оплате труда занимает незначительную долю. При этом численность персонала определяется установленной мощностью электростанций и не зависит от выработки электроэнергии, т.е. от режима использования этой мощности.

Между тем значительная сложность и высокая скорость осуществления технологического процесса вызывают большие психофизиологические нагрузки на оперативный персонал и персонал органов диспетчерского управления энергокомпаний. Работники должны иметь высокую профессиональную квалификацию, психологическую устойчивость, дисциплинированность. Причем большое значение имеют как производственный опыт отдельных работников, так и четко отлаженное взаимодействие различных подразделений и служб. Таким

образом, очевидна особая роль человеческого фактора в электроэнергетике.

Отсюда следуют два вывода. Во-первых, по уровню оплаты труда персонал энергокомпаний должен занимать одно из ведущих мест в промышленности. Во-вторых, требуются значительные средства для подготовки и повышения квалификации кадров электроэнергетики.

3. Сложность и особые условия работы энергетического оборудования. Энергетическое оборудование, особенно установленное на электростанциях, отличается конструктивной сложностью и большой металлоемкостью. В процессе эксплуатации оно подвергается воздействию высоких температур, давлений, химически агрессивных сред, радиоактивности. Поэтому при его изготовлении применяются специальные дорогостоящие конструкционные материалы, способные в условиях нормальной эксплуатации достаточно продолжительное время выдерживать эти нагрузки без нарушения основных параметров технологического процесса.

Указанные факторы определяют высокую капиталоемкость объектов электроэнергетики, а также весьма длительные сроки проектирования, строительства, монтажа и эксплуатации крупных энергоблоков. Капитальные ремонты основного оборудования (парогенераторов, турбин) отличаются продолжительностью и большими издержками.

4. Взаимозаменяемость генерирующих установок. Установки, вырабатывающие электрическую и тепловую энергию, могут использовать различные первичные энергоресурсы:

- органическое топливо разных видов (уголь, газ, мазут и др.);
- ядерную энергию;
- возобновляемые источники энергии (гидроэнергию, солнечную, ветровую, геотермальную и др.).

Технология энергетического производства может быть основана на различных тепловых схемах и энергетических циклах:

- конденсационной и теплофикационной выработке электроэнергии;
- паротурбинном, газотурбинном и парогазовом (комбинированном) циклах.

При этом генерирующие установки могут отличаться единичными мощностями, параметрами пара (ТЭС и АЭС). В системах транспорта электроэнергии возможно применение

переменного либо постоянного тока разных уровней напряжения.

Технологическая взаимозаменяемость энергоустановок предопределяет многовариантность решения задачи энергоснабжения региона. Выбор наилучшего варианта осуществляется на основе специальных экономических расчетов. В то же время взаимозаменяемость генерирующих энергоустановок ограничена их производственной специализацией, т.е. режимами использования в энергосистеме.

Например, газотурбинная и гидроаккумулирующая электростанции могут рассматриваться как взаимозаменяемые и конкурирующие потому, что предназначены для работы в переменном режиме благодаря, прежде всего, своим маневренным качествам. Но газотурбинную электростанцию и крупную АЭС, предназначенную для работы в режиме постоянной нагрузки, неправомерно считать взаимозаменяемыми. АЭС следует сопоставлять с крупными паротурбинными ТЭС, работающими на разных видах топлива. Нельзя считать взаимозаменяемыми и энергоустановки, вырабатывающие энергетическую продукцию разного ассортимента. Например, ТЭЦ (теплоэлектроцентраль), на которой в установках комбинированного производства генерируется электрическая и тепловая энергия, не может сравниваться с отдельной котельной или отдельной КЭС (конденсационной электростанцией). Установка комбинированного производства может рассматриваться как взаимозаменяемая только с энергетическим комплексом: котельная плюс КЭС.

С учетом указанных ограничений взаимозаменяемость генерирующих энергоустановок дает возможность разрабатывать и оценивать различные сценарии развития районных энергосистем и формировать для каждой из них свою оптимальную структуру энергетических мощностей, исходя из критериев надежности, экологичности и экономичности системы энергоснабжения.

5. Низкий КПД генерирования электроэнергии.

Электроэнергетика относится к весьма топливоемким отраслям народного хозяйства. На современных крупных ТЭС, оборудованных паротурбинными конденсационными энергоблоками, КПД в лучшем случае несколько превышает 40%. Переход на парогазовый цикл позволяет увеличить КПД примерно до 60%. Тем не менее даже в этом случае около 40% тепла (топлива) непроизводительно выбрасывается в окружающую среду.

Основная составляющая издержек производства на ТЭС связана с топливом (50—70% себестоимости). В этих условиях для электростанций, использующих дальнепривозной низкокачественный уголь, может обостриться проблема надежности топливоснабжения (крупная угольная ТЭС потребляет в сутки несколько железнодорожных составов с топливом). Поэтому требуется создание больших оперативных и страховых запасов топлива на ТЭС.

Так как возможности существенного роста КПД электростанций, а значит снижения удельных расходов топлива на производство электроэнергии, в обозримой перспективе ограничены, надо стремиться по возможности сокращать использование в электроэнергетике высококачественных, дорогих и дефицитных видов органического топлива, прежде всего природного газа и мазута. Естественно, что в каждом регионе эта проблема должна решаться с учетом местных условий формирования топливно-энергетического баланса.

6. Взаимодействие с окружающей средой. Характерной особенностью технологии производства энергии на ТЭС и АЭС является непрерывный сброс огромного количества тепла в окружающую среду — реки, озера, пруды и другие водоохлаждающие бассейны, а также в атмосферу (посредством градирен, систем испарительного охлаждения). Это порождает трудности при размещении вновь сооружаемых электростанций в подборе соответствующих площадок, которые позволяли бы обеспечить сброс тепла в непосредственной близости от них (проточная вода или искусственные гидротехнические сооружения больших размеров в виде водохранилищ, испарительных прудов, градирен). Гидротехнические сооружения для системы охлаждения ТЭС и АЭС требуют больших капитальных затрат.

Более низкий, чем у ТЭС, коэффициент полезного использования тепла у большинства современных АЭС приводит к значительно большему для них потребностям в охлаждающей воде и соответственно большим затратам на гидротехнические сооружения.

Тепловое «загрязнение» окружающей среды ТЭС, работающими на органическом топливе, сопровождается огромным расходом кислорода из атмосферы, непрерывным выбросом газов, золы, а также вредных для растительного и животного мира окислов серы и азота. Это создает значительные экологические проблемы и влечет за собой крупные затраты на соо-

ружение и эксплуатацию специальных природоохранных технических устройств.

Основная общественная функция электроэнергетики как базовой инфраструктурной отрасли народного хозяйства заключается в предоставлении комплекса услуг по энергоснабжению потребителей электрической и тепловой энергией.

Этот комплекс услуг включает:

- обеспечение текущего спроса на энергию;
- готовность к покрытию перспективного спроса;
- сопутствующие услуги по повышению эффективности использования энергии (технологические, аудиторские, консалтинговые и др.).

использования энергии (технологические, аудиторские, консалтинговые и др.).

Обеспечение текущего постоянного спроса осуществляется в пределах наличных мощностей по генерированию и передаче энергии, которыми располагают энергокомпании. В связи с совпадением во времени производства и потребления энергии это практически означает работу электростанций и сетевых объектов в строгом соответствии с суточными графиками нагрузок потребителей данного региона. Кроме того, покрытие текущего спроса предполагает выполнение ряда технических, экономических и социальных условий:

- поддержание надежности энергоснабжения и качественных параметров энергии на нормативном уровне;
- поставки энергии по приемлемым для всех потребителей тарифам;
- соблюдение нормативных требований по охране окружающей среды.

Нарушение указанных условий свидетельствует о том, что в части удовлетворения спроса общественная функция электроэнергетики в полном объеме не реализуется.

Готовность к покрытию перспективного спроса предполагает развитие энергокомпаний путем ввода новых мощностей электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. При этом надо иметь в виду, что сроки сооружения крупных объектов электроэнергетики, как правило, превосходят сроки ввода предприятий-потребителей. Необходимо строго следовать принципу опережающего развития электроэнергетики и располагать специальными резервами генерирующих мощностей для компенсации незапланированных изменений спроса.

Услуги, оказываемые потребителям в области энергоэффективности, представляют собой новый и весьма перспективный вид деятельности для российских энергокомпаний. Его можно рассматривать как определенный метод «управления спросом на энергию», основанный на тесном взаимодействии и балансе экономических интересов производителей и потребителей. В результате повышения эффективности использования энергии своими потребителями энергокомпания получает возможность обслуживать новых клиентов за счет сэкономленной энергии при относительно меньших затратах на дополнительные мощности.

При таком подходе гораздо проще решаются проблемы неопределенности будущего спроса на энергию и высокой инвестиционной инерционности электроэнергетики (большие капитальные вложения и затраты на демонтаж, сроки сооружения и т.д.).

Помимо общественной функции, следует назвать и важную **межотраслевую функцию электроэнергетики**. Она связана с вовлечением в топливно-энергетический баланс страны через производство электрической и тепловой энергии возобновляемых источников энергии, низкокачественного твердого топлива, ядерной энергии. В этом случае в электроэнергетике сокращается использование дефицитных и высококачественных видов топлива, прежде всего нефтетоплива и природного газа, которые находят более эффективное применение в других отраслях.

Цивилизованный бизнес в такой отрасли, как электроэнергетика, должен быть социально ответственным бизнесом. Он пользуется определенными преимуществами отрасли в обмен на жесткие общественные ограничения.

С ликвидацией РАО ЕЭС завершен определенный этап рыночных преобразований в отрасли. Эффективное функционирование и развитие вновь созданных в электроэнергетике структур, компаний и организаций требует глубоких знаний в области экономики и управления в электроэнергетике от топ-менеджеров до рядовых инженеров, техников и рабочих.

Учебник, подготовленный кафедрой ГУУ «Экономика и управление в энергетике», обобщает теоретические знания по основным направлениям функционального управления электроэнергетикой на современном этапе ее развития и рас-

крывает методики решения стоящих перед энергокомпаниями проблем в области экономики и управления.

Учебник может использоваться в учебном процессе при подготовке специалистов, магистров и аспирантов по учебной программе «Экономика и управление в энергетике» направления 080500 «Менеджмент».

В результате изучения материала учебника студент должен:

знать

- современное состояние техники и технологий энергетического производства;
- принципы построения энергетических характеристик энергетического оборудования и современные подходы к распределению нагрузок между агрегатами станций;
- состав, структуру, особенности проблем эффективного использования факторов энергетического производства;
- теорию и методологию оценки экономической эффективности инвестиционных проектов;
- основные модели рынка и возможности их использования в электроэнергетике;
- характеристики механизмов функционирования рынков энергии и мощности и перспективы их развития;
- взаимосвязи рынков энергии и мощности;
- методы формирования основных элементов систем управления энергетических компаний;
- принципы организации бизнес-планирования в энергокомпаниях;
- цели, задачи и содержание всех разделов бизнес-планов энергокомпаний;

уметь

- распределять нагрузки между агрегатами станций и рассчитывать основные технико-экономические показатели электростанции;
- использовать экономический инструментарий для решения экономических задач и анализа результатов;
- принимать управленческие решения в сфере инвестиционной деятельности;
- выбирать оптимальные механизмы взаимодействия поставщиков и потребителей энергии и мощности;
- проводить маркетинговые исследования для энергокомпаний;

- определять, систематизировать и формулировать функции управления энергокомпаний;
- разрабатывать основное содержание всех разделов бизнес-планов энергокомпаний;

владеть

- освоенными навыками реинжиниринга бизнес-процессов в энергокомпаниях;
- методикой разработки и оценки мероприятий по повышению эффективности производства энергокомпаний;
- методологией формирования и анализа ключевых и оценочных показателей бизнес-планов энергокомпаний;
- методами анализа систем и процессов управления энергокомпаний;
- подходами к формированию стратегий поведения на рынке и тарифных меню для конечных потребителей.

ГЛАВА 1

Характеристика электроэнергетики как объекта управления

В результате изучения этой главы студент должен:

знать

- роль и специфику электроэнергетики как отрасли экономики;
- современное состояние «Единой энергетической системы»;
- цели реформирования электроэнергетики и ее новую структуру;

уметь

- оценивать перспективы технического и экономического развития отрасли;
- применять полученные знания в профессиональной деятельности;

владеть

- навыками приобретения новых знаний.

Ключевые слова: миссия электроэнергетики, структура отрасли, «Единая энергетическая система», технологическая основа электроэнергетики, экономическая основа электроэнергетики, электрофикация, топливоснабжение.

1.1. Электроэнергетика, ее миссия и основные функции

Электроэнергетика — базовая инфраструктурная отрасль, в которой реализуются процессы производства, передачи, рас-

пределения электроэнергии. Она имеет связи со всеми секторами экономики, снабжая их электричеством и теплом и получая от некоторых из них ресурсы своего функционирования.

Миссией электроэнергетики является обеспечение потребности народного хозяйства и населения в тепловой и электрической энергии, а также экспорт электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья.

Производственно-технологическая основа отрасли представляет собой электрические станции разных типов, единую национальную электрическую сеть (ЕНЭС), территориальные распределительные сети, систему оперативно-технологического управления.

Экономическая основа включает систему отношений, связанных с производством и оборотом электроэнергии и мощности на оптовом рынке, электроэнергии и тепла на розничном рынке.

Функции энергетики:

- обеспечение спроса на энергию в кратко- и долгосрочном периоде;
- производство электроэнергии, тепла за счет возобновляемых и невозобновляемых ресурсов;
- передача электроэнергии по магистральным и распределительным сетям;
- сбыт электроэнергии;
- проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт объектов электроэнергетики;
- соблюдение экологических нормативов.

Особенности отрасли:

- высокая капиталоемкость;
- высокая топливеемкость;
- низкая трудоемкость.

1.2. Экономическая эффективность электрификации

Электрификация — использование электроэнергии во всех сферах экономики и жизнедеятельности человека.

Эффективность электрификации определяется такими преимуществами электроэнергии как энергоносителя, как:

- возможность увеличения концентрации энергетических мощностей, деление потока мощности на более мелкие потоки, быстрая и с малыми потерями передача электроэнергии;
- легкая трансформация электроэнергии в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую);
- экологическая чистота.

Показателями электрификации являются электроемкость ВВП и потребление электроэнергии на душу населения.

Электрификация производственных процессов увеличивает производительность труда, повышает качество продукции, в коммунально-бытовой сфере уменьшает время на выполнение бытовых операций.

1.3. Особенности производственных процессов электроэнергетики

Производственные процессы в электроэнергетике характеризуются рядом особенностей, определяемых спецификой электротехнических процессов, протекающих в генерации и передаче энергии:

- технологическое единство и совпадение во времени процессов генерации, передачи и потребления энергии;
- быстрое развитие аварий, требующее автоматического управления режимами;
- невозможность в больших объемах эффективно складировать электроэнергию;
- обезличенность электроэнергии как товара, так как вся электроэнергия поступает в общую сеть;
- невозможность выбраковки энергии;
- потребность в электроэнергии постоянна и повсеместна;
- соответствие объема и режима производства электроэнергии объему и режиму потребления;
- параллельная работа всех станций на совмещенный суточный график нагрузки района;
- обеспечение надежного энергоснабжения при невозможности складирования электроэнергии требует создания в отрасли резерва генерирующей мощности, резерва по пропускной способности ЛЭП, запаса воды на ГЭС, запаса топлива на ТЭС;

- динамичность во времени параметров энергетических процессов при синхронной работе электростанций требует автоматизации управления электростанциями и сетевыми объектами.

1.4. Энергетические системы.

Характеристика ЕЭС России

Энергетическая система — комплекс совместно работающих электростанций, объединенных на параллельную работу электрическими сетями, связанных общностью режима и единым оперативно-технологическим управлением.

Черты, характеризующие энергетические системы:

- параллельная работа электростанций на совмещенный суточный график нагрузки;
- единый диспетчерский резерв мощности;
- единое оперативно-технологическое управление.

В зависимости от территориального охвата выделяются несколько уровней энергосистем:

- районные энергосистемы (РЭС);
- объединенные энергосистемы (ОЭС), в составе которых параллельно работают несколько РЭС;
- единая энергосистема (ЕЭС), объединяющая на параллельную работу ОЭС.

В составе ЕЭС России семь ОЭС, шесть из которых работают параллельно, ОЭС Дальнего Востока работает автономно.

Создание ЕЭС России обеспечивает:

- передачу потоков мощности из избыточных районов в энергодефицитные;
- повышение надежности энергоснабжения, снижение потребности во вновь вводимой мощности;
- возможность оптимального распределения нагрузки между электростанциями;
- экономию топлива.

Основой ЕЭС России является ЕНЭС, включающая в себя высоковольтные сети, обеспечивающие объединение электростанций, перетоки электроэнергии между ОЭС, транзит электроэнергии, ее экспорт и импорт. В ЕНЭС входят: магистральные ЛЭП напряжением 330 кВ и выше и подстанции, обслуживающие эти ЛЭП; сети 110 и 220 кВ, выполняющие межсистемные функции и поставки электроэнергии за рубеж.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 1 января 2012 г. составила 218 235,8 МВт, в том числе:

- ОЭС Северо-Запада (22 466,7 МВт);
- ОЭС Центра (50 322,9 МВт);
- ОЭС Средней Волги (25 817,7 МВт);
- ОЭС Юга (17 773,0 МВт);
- ОЭС Урала (45 720,9 МВт);
- ОЭС Сибири (46 925,0 МВт);
- ОЭС Дальнего Востока (9 209,6 МВт).

Связи между ОЭС осуществляются по межсистемным ЛЭП:

- в европейской части России доминирует шкала напряжения 110—150—330—750 кВ;
- в восточных районах — 110—220—500—1150 кВ.

Выработка электроэнергии станциями РФ в 2011 г. составила 1040,4 млрд кВт·ч, в том числе на ТЭС — 62,2%, АЭС — 16,9%, ГЭС — 15,2%, на электростанциях промышленных предприятий — 5,7%. В балансе электроэнергии России нетрадиционная энергетика (солнечная генерация, приливные ГЭС, ветровые электростанции, биоэнергетика, геотермальные станции) составляет незначительную долю.

Потребление электроэнергии в 2011 г. составило 1021,1 млрд кВт·ч, в том числе промышленностью — 53,6%, транспортом — 8,6%, населением — 11,3%, сельским хозяйством — примерно 8%, другими отраслями — 18,5%.

Функционирование ЕЭС России осложняется наличием ряда проблем:

- в результате распада СССР в работе ЕЭС возникли технологические затруднения, вызванные тем, что связь отдельных энергосистем с ЕЭС РФ стала осуществляться через территорию других государств:

- связь ОЭС Сибири и ОЭС Урала — через территорию Казахстана;

- энергосистема Калининградской области, ранее входившая в состав ОЭС Северо-Запада, после отделения стран Балтии испытывает затруднения в энергоснабжении, что требует развития собственной региональной энергетики;

- ОЭС Северного Кавказа имеет связи с европейской секцией ЕЭС России через территорию Украины;

- высокий износ оборудования на электростанциях и в электрических сетях;
- недостаточная надежность и пропускная способность межсистемных электрических связей.

Первоочередными задачами развития системообразующих связей в Единой энергосистеме России являются:

- развитие сетей 500 кВ и создание двухцепного транзита Сибирь — Урал;
- дальнейшее развитие системообразующих связей 500 кВ между ОЭС Поволжья, Центра и Северного Кавказа;
- усиление системообразующих связей 500 кВ между ОЭС Урала, Поволжья, Центра;
- усиление системообразующих связей между ОЭС Северо-Запада и Центра путем строительства дополнительной линии электропередачи 750 кВ;
- создание электрической связи 500 кВ между ОЭС Сибири и Дальнего Востока и объединение этих ОЭС на параллельную работу.

В обозримом будущем высшим классом напряжения в ЕЭС России останется 1150 кВ для сетей переменного тока и 1500 кВ для сетей постоянного тока. Строительство новых линий электропередач позволит значительно повысить пропускную способность связей между энергообъединениями и существенно усилит ЕЭС России.

1.5. Топливоснабжение ТЭС

К энергетическому топливу относятся: уголь (бурый, каменный), торф, нефтепродукты, все виды горючих газов, в том числе природный газ.

В настоящее время в структуре топливного баланса ТЭС России газ составляет 67%, уголь — 28,5%, мазут — 4,5%. Высокое качество газа и его низкая цена по сравнению с углем способствовали увеличению доли газа в топливном балансе ТЭС.

С одной стороны, сжигание газа на ТЭС повышает КПД котлов, снижает удельные расходы топлива, улучшает экологическую обстановку в районе, снижает удельные капитальные затраты электростанции. С другой стороны, газ — это, в первую очередь, ценное химическое сырье и энергоноситель для высокотемпературных процессов в промышленности и коммунально-бытовом хозяйстве. Поэтому в целях повышения эффективности использования газа в топливном балансе электростанций следует увеличивать долю угольного топлива, используя природный газ исключительно на электростанциях с ПГУ и ГТУ.

Для перехода к газо-угольной стратегии необходимы:

- единая согласованная научно-техническая политика в энергетике и угольной отрасли;
- внедрение на ТЭС новых экологически чистых технологий сжигания угля в циркулирующем кипящем слое;
- обогащение угля, поставляемого на ТЭС;
- вовлечение углей Канско-Ачинского бассейна в топливный баланс ТЭС;
- отказ к 2014 г. от регулирования цен на природный газ и выравнивание цен на газ на внешнем и внутреннем рынке, что снизит долю газа и увеличит долю угля в топливном балансе ТЭС.

1.6. Техническая политика в электроэнергетике

Значительный моральный и физический износ основных производственных средств требует реализации в электроэнергетике новой технической политики.

Основными целями технической политики в энергетике являются:

- создание современного высокоэффективного энергетического комплекса с использованием передового мирового опыта в целях надежного энергоснабжения страны;
- диверсификация ресурсной базы энергетики: использование ядерного топлива, увеличение доли угля и возобновляемых источников энергии;
- сохранение целостности ЕЭС России, интеграция с энергообъединениями Евразийского континента.

Очевидно, что для реализации поставленных целей потребуются решение следующих задач технической политики:

- разработка и создание новой техники и технологий (ПГУ, ГТУ, ЦКС, ВИЭ-технологий);
- ускорение создания высокоэффективных экологически чистых технологий на твердом топливе;
- преодоление тенденции физического и морального износа и вывод устаревшего оборудования из эксплуатации;
- развитие систем распределенного энергоснабжения, в том числе на базе нетрадиционных энергоресурсов;
- развитие электрических сетей на переменном и постоянном токе, обеспечивающих параллельную работу электростанций в ЕЭС;

- повышение надежности электростанций и энергосистем за счет использования новых технологий, создания пиковых мощностей, строительства новых ЛЭП, развития системы диспетчерского управления.

1.7. Цели реформирования электроэнергетической отрасли

Основными целями реформы электроэнергетики являются:

- обеспечение устойчивого функционирования и развития отрасли;
- повышение эффективности энергокомпаний на основе их конкуренции на рынке;
- привлечение инвестиций;
- обеспечение надежного энергоснабжения.

Достижение намеченных целей предусматривает развитие конкуренции в сфере генерации, сбыта и сервисных услуг, а также сохранение естественной монополии в сфере передачи, распределения электроэнергии и оперативно-технологического управления (табл. 1.1).

Таблица 1.1. Сфера деятельности

Генерация	Передача	Распределение	Диспетчеризация	Сбыт	Сервисы
Конкурентная сфера	Сфера естественной монополии			Конкурентная сфера	
Свободные цены	Регулируемый тариф			Свободные цены	

1.8. Хозяйствующие субъекты энергетической отрасли

В процессе реформирования отрасли были созданы хозяйствующие субъекты энергетики, являющиеся также субъектами оптового и розничного рынков энергии и мощности.

Генерирующие компании:

- шесть ОГК на базе крупных КЭС (ГРЭС);
- четырнадцать ТГК на базе ТЭЦ;
- ОАО «РусГидро» на базе активов ГЭС;
- ОАО «Концерн Энергоатом» на базе активов АЭС.

Инфраструктурные субъекты рынка:

- ОАО «ФСК ЕЭС»;
- ОАО «Холдинг МРСК»;
- ОАО «СО ЕЭС»;
- НП «Совет рынка»; ОАО «АТС», ЗАО «ЦФР»;
- энергосбытовые компании (гарантирующие поставщики и независимые сбытовые компании).

Оптовые генерирующие компании (ОГК). Формирование ОГК базировалось на следующих принципах:

- включение в состав одной ОГК однотипных КЭС;
- ограничение возможности генерирующих компаний (ГК) манипулирования ценой на рынке за счет:
 - ограничения рыночной концентрации производства;
 - ограничения на вхождение ценообразующих станций в одну компанию (принцип экстерриториальности);
- обеспечение сопоставимых стартовых условий ОГК на рынке в результате:
 - примерно одинаковой установленной мощности компаний (8—10 ГВт);

— примерно одинаковой стоимости активов, среднего износа оборудования, себестоимости электроэнергии и рентабельности производства, для чего в состав ОГК были включены высоко- и низкорентабельные электростанции;

- обеспечение надежного функционирования отрасли в период структурных преобразований, в том числе:
 - сохранение надежности работы электроэнергетики;
 - минимизация государственной поддержки отрасли.

Территориальные генерирующие компании (ТГК).

На базе энергетических активов, не вошедших в состав ОГК, в основном активов ТЭЦ, были созданы четырнадцать ТГК. Базовые принципы формирования ТГК следующие:

- объединение электростанций по территориальному признаку;
- создание крупных компаний (2—4 ГВт);
- минимизация возможностей для злоупотреблений монополистов на рынке;
- снижение доли госконтроля над генерацией энергии.

ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС» (ОАО «ФСК ЕЭС»). Для управления ЕНЭС в 2002 г. создано ОАО «ФСК ЕЭС», в уставной капитал которого переданы активы ЕНЭС.

Цели создания ФСК:

- укрепление интегрирующей роли ЕНЭС России;
- в будущем подключение всех регионов РФ к ЕНЭС;
- гарантия недискриминационного доступа продавцов и покупателей на рынок энергии и мощности;
- осуществление единой научно-технической политики в электрических сетях;
- повышение энергетической безопасности страны.

ОАО Холдинг «Межрегиональные распределительные сетевые компании» (ОАО «Холдинг МРСК»). Электросетевые активы (напряжением 330 кВ и выше) были переданы в уставный капитал ОАО «ФСК ЕЭС». Оставшиеся на территории бывших АО-энерго сетевые активы переданы в уставный капитал региональных сетевых компаний (РСК), которые интегрировались в более крупные компании — межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК).

В основу формирования МРСК положены следующие принципы:

- территориальная сопряженность РСК, вошедших в данную МРСК;
- примерно одинаковые стоимость и рентабельность активов МРСК.

Создание одиннадцати МРСК и холдинга МРСК позволяет осуществить единую научно-техническую политику в распределительных сетях и создать более крупные компании, эффективно работающие на рынке.

ОАО «Системный оператор ЕЭС» (ОАО «СО ЕЭС»). ОАО «СО ЕЭС» создан на базе активов ЦДУ ЕЭС России и призван оказывать участникам рынка следующие услуги:

- управление режимами ЕЭС России в реальном времени;
- составление и исполнение прогнозных и оперативных балансов мощности и энергии;
- оптимизация режимов работы электростанций и сетей;
- обеспечение надежности энергоснабжения и показателей качества электроэнергии;
- осуществление коммерческого отбора мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Некоммерческое партнерство «Совет рынка». Управляющей организацией оптового рынка является некоммерческое партнерство «Совет рынка», основными целями деятельности которого, являются:

- обеспечение функционирования коммерческой инфраструктуры оптового рынка;

- обеспечение эффективной взаимосвязи оптового и розничных рынков;
- формирование благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику;
- наличие общей позиции участников оптового и розничных рынков при разработке нормативных документов, регулирующих функционирование электроэнергетики.

Основные функции «Совета рынка» следующие:

- подготовка и корректировка правил оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности;
- разработка и утверждение договора о присоединении к торговой системе оптового рынка, стандартных форм договоров, регламентов оптового рынка, правил доступа субъектов оптового рынка к торговой системе оптового рынка и иных документов, обеспечивающих куплю-продажу электрической энергии;
- контроль за соблюдением субъектами оптового рынка и организациями коммерческой и технологической инфраструктуры правил ОРЭМ;
- контроль за действиями системного оператора в соответствии с правилами ОРЭМ;
- ведение реестра субъектов оптового рынка, принятие решения о присвоении или лишении статуса субъекта оптового рынка;
- организация системы досудебного урегулирования споров между субъектами ОРЭМ.

Администратор торговой системы (ОАО «АТС»). ОАО «АТС» является 100%-ной дочерней организацией «Совета рынка» и предоставляет субъектам оптового рынка услуги по организации торговли на ОРЭМ, расчету взаимных обязательств, заключению и исполнению сделок, т.е. является коммерческим оператором рынка.

ЗАО «Центр финансовых расчетов» (ЗАО «ЦФР»). В целях разделения рисков по организации торговли администратором торговой системы создано 100%-ное дочернее предприятие ЗАО «ЦФР». Основной его задачей является оказание комплексной услуги по расчету требований и обязательств участников ОРЭМ и проведению финансовых расчетов между ними. ЗАО «ЦФР» выступает на оптовом рынке унифицированной стороной по сделкам и заключает на ОРЭМ от своего имени договоры, обеспечивающие оптовую торговлю электрической энергией и мощностью.

Энергосбытовые компании. Энергосбытовые компании сформированы в виде гарантирующих поставщиков и независимых сбытовых компаний.

Гарантирующие поставщики (ГП) — коммерческие организации, обязанные заключать договор купли-продажи электроэнергии и мощности с любым обратившимся к нему потребителем, либо с лицом, действующим от имени потребителя. Деятельность ГП относится к сфере регулируемого бизнеса, величина сбытовой надбавки ГП регулируется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

Независимые сбытовые компании — коммерческие организации, которые конкурируют между собой и с ГП за заключение договоров с потребителями на их энергоснабжение.

Вопросы для самопроверки

1. Что является миссией электроэнергетики?
2. Что является технической основой отрасли?
3. Что является экономической основой отрасли?
4. В чем специфика электроэнергетики?
5. Как вы охарактеризуете Единую энергетическую систему?
6. В чем суть проводимых в отрасли реформ?
7. Какова новая структура в отрасли?
8. В чем заключается экономическая эффективность электрификации?
9. Какова политика в области топливоснабжения?

Современная техника и технология в энергетике

В результате изучения этой главы студент должен:

знать

- технологические особенности энергокомпаний как производителей энергии;
- новое оборудование для производства и передачи электро- и теплоэнергии;
- современные технологии энергетического производства;
- нормативные документы по рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов;
- основы техники безопасности, особенно в части энергобезопасности;

уметь

- обеспечивать функционирование энергокомпаний как составляющей единой социально-экономической системы;
- проводить расчеты основных технико-экономических показателей энергосберегающих систем энергопроизводства;
- подготовить план мероприятий по развитию электроэнергетических компаний с учетом возможностей повышения эффективности их функционирования;
- решать задачи повышения надежности и эффективности энергоснабжения, уменьшения негативных воздействий на окружающую среду;

владеть

- навыками приобретения новых знаний в области инноваций в энергетическом производстве.

Ключевые слова: инновации, тепловые электрические станции, парогазовые установки, научно-техническая политика, электрогазовые установки, асинхронные генераторы, возобновляемые источники энергии.

В Энергетической стратегии России сформулированы достаточно жесткие требования к экономической эффективности отрасли, которые к 2020 г. должны быть полностью удовлетворены за счет развития новых энерготехнологий. Исходя из этих требований, первостепенную важность среди направлений научно-технического прогресса приобретает разработка и массовое внедрение энерготехнологий, способных качественно повысить эффективность использования органического топлива без дополнительного роста загрязнений окружающей среды, а также обеспечить более широкое и эффективное вовлечение прочих топливных и не топливных энергетических ресурсов.

2.1. Теплоэнергетика

Инновационное развитие в теплоэнергетике определяется необходимостью решения следующих основных задач:

- повышение эффективности энергоснабжения и сокращение ограничений мощности;
- снижение негативного воздействия ТЭС на окружающую среду;
- обеспечение промышленной безопасности;
- повышение производительности труда и улучшение условий труда;
- повышение эффективности использования существующих производственных площадей и, соответственно, занимаемых земельных участков за счет установки более производительного оборудования (большей мощности);
- снижение затрат на ремонтно-восстановительные работы.

Основным направлением технической политики в области теплоэнергетики для действующих мощностей в период до 2020 г. является техническое перевооружение и реконструкция с внедрением новой техники и современных передовых технологий.

По этому направлению должны осуществляться две основные группы мероприятий:

- модернизация находящегося в эксплуатации оборудования;
- техническое перевооружение и реконструкция с заменой физически изношенного и морально устаревшего оборудования.

Модернизация оборудования включает в себя:

- совершенствование тепловой схемы энергоблока;
- совершенствование турбинной установки;
- повышение эффективности котельной установки;
- совершенствование вспомогательного оборудования.

При осуществлении технического перевооружения и реконструкции с заменой физически изношенного и морально устаревшего оборудования должны соблюдаться следующие основные требования к замещению действующего конденсационного и теплофикационного оборудования (табл. 2.1).

Таблица 2.1. Требования к замещению действующего конденсационного и теплофикационного оборудования тепловых электростанций

Действующее оборудование	Требования к замещающему оборудованию
Тепловые электростанции на природном газе	
К-300—23,5	ПГУ мощность 325 МВт и более с КПД = 52/58%
К-200—12,8	ПГУ мощность 170 МВт и более с КПД = 52/55%
Тепловые электростанции на угле	
К-500—23,5	Модернизированный энергоблок с повышением температуры пара до 565/600 °С и давления до 23,5/30,0 МПа, КПД = 42/46%
К-300—23,5	Модернизированный энергоблок с повышением температуры пара до 565/600 °С и давления до 23,5/30,0 МПа, КПД = 42/46% (при пылевидном сжигании) или аналогичный энергоблок с котлоагрегатом с ЦКС, КПД = 41/44% (для низкокачественного топлива)
К-200—12,8	Модернизированный энергоблок с повышением температуры пара до 565 °С (при пылевидном сжигании), КПД = 40/41% или аналогичный энергоблок с котлоагрегатом с ЦКС, КПД > 40%. Замещающий энергоблок мощностью 300/600 МВт на существующей площадке или в энергосистеме с КПД = 42/46%

Развитие теплоэнергетических технологий происходит в направлении повышения КПД ГТУ/ПГУ до 45/60%, повыше-

ния экономичности паротурбинных пылеугольных энергоблоков до КПД = 45/47%, с одновременным повышением эффективности природоохранных систем.

Для газомазутных ТЭС:

- ПГУ бинарного типа с КПД 55/60% на базе внедрения высокоэффективных газовых турбин единичной мощностью 70/300 МВт с КПД > 38%;

- ГТУ—ТЭЦ.

Для ТЭС, работающих на угле:

- внедрение энергоблоков на суперсверхкритические параметры острого пара ($P_o = 30/32$ МПа; $t_o = 600/620^\circ\text{C}$), КПД = 45/47%;

- внедрение на энергоблоках 200/300 МВт котлов с ЦКС с КПД > 90%;

- внедрение ПГУ с КСД (кипящий слой под давлением) или с газификацией угля.

При этом должны соблюдаться ограничения по применению устаревших оборудования и технологий. Должна быть сведена к минимуму выработка электроэнергии на ТЭЦ на конденсационном режиме.

При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТЭС, использующих в качестве топлива газ, должны применяться парогазовые и газотурбинные технологии с утилизацией тепла. Использование паросиловых технологий для этих целей экономически не целесообразно.

Как правило, энергоустановки ТЭС, работающие при начальном давлении пара 8,8 МПа и менее, после выработки индивидуального ресурса должны выводиться из эксплуатации.

При техническом перевооружении и реконструкции ТЭС должно быть предусмотрено применение современного электротехнического оборудования:

- турбогенераторов мощностью до 200/300 МВт с воздушным охлаждением серии ТФ и ТЗФ; мощностью от 300 до 800 МВт с водяным охлаждением серии ТЗВ;

- элегазовых генераторных выключателей;

- силовых трансформаторов с автоматическим регулированием напряжения, необходимой динамической стойкостью, низкими потерями х. х. и к. з. за счет применения стали высших марок; оснащенных современными надежными вводами с твердой изоляцией; с увеличенным сроком работы до капитального ремонта до 20 лет.

Все энергетические объекты при техническом перевооружении должны оснащаться полномасштабной АСУ ТП, обеспечивающей выполнение всех технических функций, включая:

- диагностику оборудования;
- мониторинг для организации рынка системных услуг;
- дистанционное управление для подключения электростанций к системе АРЧМ;
- организацию современных каналов телеизмерения и телеуправления для осуществления мониторинга и управления энергоблоками и электростанциями.

При новом строительстве ТЭС рекомендуется применение того же оборудования, что и для замены при техническом перевооружении и реконструкции.

Однако при новом строительстве может применяться и иное оборудование в зависимости от особенностей, условий и источников финансирования отдельных инвестиционных проектов.

Планируемое увеличение доли угля в топливном балансе генерирующих компаний на базе ТЭС существенно обострило экологические проблемы. Особенно актуальными эти проблемы стали после принятия законов «Об охране атмосферного воздуха» (1999 г.) и «Об охране окружающей среды» (2002 г.), в которых впервые в практику природоохранной деятельности в законодательном порядке введены такие понятия, как экологическая нагрузка на природную среду, экологические и технические нормативы.

При разработке современных энергетических установок одинаково важны повышение их экономичности и снижение вредных выбросов.

Особенно актуальным для энергетики является снижение парниковых газов (CO_2). Выбросы электростанций составляют ~ 30% от эмиссии этого вещества в стране. Основные способы снижения выбросов CO_2 : повышение энергоэффективности и энергосбережения, переход на другие виды топлива (с угля на газ или биотопливо, внедрение возобновляемых источников энергии).

Существенное снижение выбросов CO_2 в атмосферу от ТЭС, достигается при комбинированной выработке электроэнергии и тепла. В России она получила широкое развитие и по принятым оценкам снижает потребление топлива в стране на ~ 20 млн т у.т. в год. Повышение экономичности уголь-

ных энергоблоков и ТЭЦ может сократить удельные расходы топлива и выбросы CO_2 на 20% и более.

При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТЭС должны использоваться перспективное оборудование и новые технологии подготовки и сжигания топлива.

Масштабы принятой программы обновления российской электроэнергетики таковы, что при ее реализации изменится структура топливного баланса в стране. Доля газа в балансе в результате осуществления этой программы будет сокращаться и одновременно пойдет процесс возрастания доли угля.

Это делает весьма актуальными новые технологические разработки в области подготовки и сжигания топлива. Возвращение угля в энергетику не должно быть возвратом к архаичным способам его сжигания. Нужны новые технологии, позволяющие использовать достоинства угля, но свести к минимуму сложности его применения.

Принципиально важным решением для угольной энергетики может стать переход от прямого сжигания угля в различных топочных устройствах на приготовление из углей различных качеств, в том числе и из отходов углеобогащения, водоугольного топлива (ВУТ).

Использование ВУТ обеспечивает:

- низкий уровень генерации окислов азота;
- предельное выгорание топлива;
- нечувствительность процесса сжигания к качеству исходного угля и универсальность топочного устройства в отношении углей любых марок, включая отходы углеобогащения;
- хорошую управляемость и возможность автоматизации процесса сжигания ВУТ;
- экологическую чистоту, взрыво- и пожаробезопасность процессов хранения, транспортировки и сжигания.

Одним из важных направлений развития угольной энергетики является расширение использования канско-ачинских углей. При этом предусматривается не только ввод новых генерирующих мощностей на электростанциях Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса (КАТЭК), но и перевод ряда действующих электростанций на канско-ачинский уголь.

2.2. Системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловые сети)

Основными направлениями в области теплоснабжения должны стать мероприятия, направленные на максимально возможную нагрузку теплофикационных турбин по теплу, для чего потребуется сооружение магистральных тепловых сетей-перемычек, соединяющих ТЭЦ, крупные котельные и магистральные тепловые сети города в единую теплофикационную систему.

Подключение новых и модернизация существующих теплопотребляющих систем должно осуществляться, как правило, на базе полностью автоматизированных тепловых пунктов (включая коммерческие средства измерений).

В тепловых сетях с высокой коррозионной повреждаемостью трубопроводов для увеличения их технического ресурса следует, при соответствующем технико-экономическом обосновании, применять трубы из коррозионностойких сталей. При этом должны рассматриваться все варианты прокладки с выносом подземных трубопроводов на поверхность или с организацией попутного дренажа.

При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции тепловых сетей должны применяться современные оборудование и технологии.

При ремонте, реконструкции и новом строительстве тепловых сетей должны применяться трубы с высокой заводской готовностью в пенополиуретановой (ППУ) и пенополиминеральной (ППМ) изоляции с системой оперативно-дистанционного контроля (ОДК) увлажнения изоляции.

При строительстве теплотрасс на базе этой технологии не требуется сооружения железобетонных коллекторов (используется бесканальная прокладка). Стальная труба с ППУ-изоляцией помещается внутрь другой трубы, из пластмассы. Срок службы трубы с ППУ-изоляцией превышает 30 лет.

Подземные бесканальные теплотрассы с ППУ-изоляцией обеспечивают значительное снижение тепловых потерь и увеличение ресурса эксплуатации трубопроводов по сравнению с канальной и бесканальной прокладкой с использованием традиционных теплоизоляционных материалов. Поскольку процессы коррозии интенсивно протекают при контакте металлических поверхностей с водой, содержащей растворенный кислород, снижение интенсивности коррозии наружной

поверхности трубы достигается за счет надежной герметизации ППУ-изоляцией, а для внутренней поверхности — путем снижения концентрации кислорода в сетевой воде.

Нанесение ППУ-изоляции на трубы и запорное оборудование в заводских условиях, а также строгое соблюдение технологии изоляции сварных швов при прокладке трубопроводов гарантируют надежную гидроизоляцию трубопроводов.

Такие теплопроводы позволяют на 80% устранить возможность повреждения трубопроводов от наружной коррозии, сократить потери тепловой энергии через изоляцию в 2/3 раза, снизить эксплуатационные расходы по обслуживанию теплопроводов, снизить в 2/3 раза сроки строительства, снизить на 20% капитальные затраты при прокладке теплопроводов по сравнению с канальной прокладкой.

ППУ-изоляция рассчитана на длительное воздействие температуры теплоносителя до 130 °С и на кратковременное пиковое воздействие температуры до 150 °С, а ППМ-изоляция — на длительную эксплуатацию при температуре 150 °С.

Новые технологии по прокладке бесканальных теплотрасс с ППУ-изоляцией позволят отказаться от практики отключения горячей воды на период проведения ежегодного ремонта тепловых сетей в летнее время.

В части совершенствования оборудования тепловых сетей необходимо предусматривать применение сильфонных компенсаторов и шаровой запорной арматуры, которые сокращают потери тепла с утечкой теплоносителя на 5%.

Для борьбы с внутренней коррозией трубопроводов должно использоваться повышение значения рН сетевой воды. Высокая степень защиты трубопроводов при $\text{pH} > 9,25$ определяется изменением свойств железоксидных пленок. Уровень повышения рН существенным образом зависит от содержания сульфатов и хлоридов в сетевой воде. При больших концентрациях сульфатов и хлоридов значение рН должно быть выше.

Для повышения срока службы действующих тепловых сетей на подтопленных и заиленных трассах должны применяться устройства комплексов электрохимической защиты (ЭХЗ). В качестве средств защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии должна применяться ЭХЗ путем катодной поляризации труб с помощью установок катодной, электродренажной защиты (поляризованных или усиленных электродренажей) или протекторов.

2.3. Гидроэнергетика

Российской гидроэнергетике предстоит вырасти вдвое практически за 10 лет. Ускоренное строительство Бурейской ГЭС (Амурская область) — лишь начало реализации масштабной инвестиционной программы ОАО «ГидроОГК», рассчитанной на период до 2020 г.

Наша страна обладает не только уникальным гидроэнергетическим потенциалом (вторым в мире после Китая), но и уникальным опытом строительства гидротехнических сооружений в суровых природных условиях, что представляет особый интерес для северных стран, таких как Норвегия или Канада. На территории России были построены самые большие плотины в мире.

С другой стороны, из-за длившейся около 20 лет гидроэнергетической паузы недостаточно освоены такие передовые технологии, как строительство плотин из укатанного бетона или плотин с железобетонным экраном.

Важной проблемой является обеспечение сочетания частной инициативы и государственного регулирования в развитии гидроэнергетики. Специфика строительства гидротехнических объектов связана с высокими затратами на первом этапе, поэтому ни одна из крупных программ развития гидроэнергетики не разворачивается без участия государства.

Как показывает опыт, во многих развивающихся странах, в том числе в Индии, Китае, Иране, принимаются специальные программы поддержки гидроэнергетики на уровне правительства.

Привлечь инвесторов в гидроэнергетику не так просто. Это связано с высокой продолжительностью инвестиционного цикла и сравнительно низким уровнем цен на электроэнергию, вырабатываемую ГЭС. Один из примеров сочетания государственных и частных интересов в развитии гидроэнергетики — партнерство в создании кластеров, традиционно формирующихся вокруг крупных ГЭС. Один из таких кластеров создается сейчас в Нижнем Приангарье. В его основу положен совместный проект ОАО «ГидроОГК» и компании РУСАЛ — Богучанское энергометаллургическое объединение. Через проект финансируются достройка Богучанской ГЭС мощностью 3000 МВт и строительство алюминиевого завода, который станет одним из основных потребителей энергии ГЭС. Государство финансирует создание инфраструктуры — автомо-

бильных дорог, мостов, железнодорожной ветки, схемы выдачи мощности станций.

Зона размещения следующего потенциального кластера — Южная Якутия. Здесь будет использоваться энергия каскада ГЭС на реке Тимптон. В планах заинтересованных инвесторов — строительство горно-металлургического и горно-химического комбинатов, ряда железорудных предприятий, создание мощного угольного комплекса, завода по сжижению газа. В дальнейшем, по мере появления новых энергоемких потребителей в регионе, ОАО «ГидроОГК» рассчитывает построить еще несколько ГЭС на реках Учур, Алдан и Олекма суммарной мощностью до 3000 МВт.

Техническая политика в области гидроэнергетики определяется особой ролью ГЭС в ЕЭС России и преследует следующие цели:

- преодоление тенденции морального и физического старения основных фондов;
- повышение уровня технологической и экологической безопасности и надежности гидротехнических сооружений (ГТС) и оборудования;
- снижение издержек на эксплуатацию и поддержание работоспособности за счет внедрения оборудования с увеличенным межремонтным периодом, АСУ и АСУ ТП;
- повышение эффективности функционирования за счет улучшения характеристик оборудования, совершенствования управления технологическими процессами и использованием водных ресурсов;
- обеспечение максимальной готовности к регулированию частоты, мощности, напряжения и оказанию других системных услуг ЕЭС России.

Подход к выбору вида воздействий на основные фонды действующих ГЭС должен быть дифференцированным по уровню морального и физического износа, определяемого по ряду параметров: возраст, тип и конструктивные особенности оборудования и ГТС, техническое состояние, история работы и воздействий на него, географическое положение ГЭС, совокупная стоимость владения и т.д.

В зависимости от совокупности параметров основными видами воздействий на период до 2020 г. могут быть:

- сохранение работоспособности гидроэлектростанций, восстановление физического износа основных фондов за счет совершенствования ремонтного обслуживания с восстановле-

нием работоспособности и частичной модернизацией элементов ГТС с применением новых материалов и технологий;

- повышение технического и технологического уровня, преодоление тенденции к нарастанию морального старения за счет ускорения технического перевооружения, основанного на внедрении нового технологического, электротехнического и гидромеханического оборудования. Снижение затрат на ремонт, техническое обслуживание и эксплуатацию по мере внедрения оборудования и технологий нового поколения.

Принципиально новой технологией в области гидроэнергетики является сооружение приливных электростанций. В 2007 г. был спущен на воду наплавной гидроагрегат первой российской приливной электростанции (ПЭС) в Северодвинске. Это стало технологическим прорывом огромного масштаба, так как дает начало новому направлению в российской энергетике.

2.4. Энергетические системы

Анализ тенденций развития российской электроэнергетики показывает, что основные вводы мощностей на период до 2020 г. (с учетом модернизации и замены существующих энергоблоков) будут реализованы на ТЭС, при этом основной упор будет сделан на применение парогазовых технологий. В этой связи следует ожидать, что основная потребность в турбогенераторах будет приходиться на генераторы мощностью 110—350 МВт, и здесь основные приоритеты, как показывает мировой и отечественный опыт, будут за турбогенераторами с полностью воздушным охлаждением. Кроме того, потребуется замена отработавших свой срок турбогенераторов мощностью 850 МВт для ТЭС и 500—1000 МВт для АЭС.

Для АЭС будут необходимы турбогенераторы мощностью 500—1000 МВт, а возможно, и 1500 МВт. Здесь следует ожидать, что преимущественное применение найдут турбогенераторы с полностью водяным охлаждением, пожаробезопасные и экологически безвредные.

Как для ТЭС, так и для АЭС следует ожидать достаточно широкого применения асинхронизированных турбогенераторов¹ с полностью воздушным или полностью водяным охлаждением, отличающихся возможностью регулирования реак-

¹ См. подробнее ниже.

тивной мощности в широких пределах, большими пределами устойчивости.

За пределами 2020 г. можно ожидать появление на рынке сверхпроводниковых турбогенераторов, использующих явление высокотемпературной сверхпроводимости, отличающихся более высокими значениями КПД, существенно меньшими, нежели традиционные генераторы, габаритами. Скорее всего, эта тенденция будет наиболее эффективна для турбогенераторов предельных мощностей (1000; 1500 МВт и выше).

В соответствии с перспективными планами развития электроэнергетики крупные гидроэлектростанции должны быть сооружены в Сибири, на Дальнем Востоке, Северном Кавказе, Северо-Западе. В европейской части страны представляется необходимым существенное возрастание доли гидроаккумулирующих электростанций, имеющих большое значение в качестве регуляторов мощности. После 2020—2025 гг. следует надеяться на практическое использование энергии морских приливов — приливные электростанции.

Для ГЭС основным типом генераторов являются синхронные гидрогенераторы. В определенных случаях экономически целесообразным может оказаться использование высоковольтных (напряжением 110 кВ и выше) гидрогенераторов.

Для генераторов ГАЭС и ПЭС наиболее рациональным является использование асинхронизированных гидрогенераторов, способных работать с переменной частотой вращения агрегатов, что может повысить выработку электроэнергии на 5—15%.

По мере развития техники и технологии сверхпроводимости, создания индуктивных накопителей энергии с использованием высокотемпературных сверхпроводников можно предполагать практическое применение таких накопителей энергии наряду или вместо гидроаккумулирующих электростанций. В настоящее время трудно говорить о каких-либо сроках применения таких устройств, скорее всего можно думать о времени после 2020 г.

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

В соответствии с Генеральной схемой развития электроэнергетики страны сеть 750 кВ будет развиваться в Европейской

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

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

Сеть 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции в ряде энергосистем и ОЭС Европейской части России и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций.

Основные тенденции в развитии сетей 220 кВ будут состоять в усилении распределительных функций, сокращении длины участков, повышении плотности электрических сетей. В ряде энергосистем Дальнего Востока (Сахалинэнерго, Магаданэнерго, Камчатэнерго), а также Европейской части страны (Архэнерго) эти сети по-прежнему будут выступать в качестве основной сети. Минимальная протяженность ввода линий электропередачи 220 кВ до 2015 г. оценивается в 15 тыс. км.

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

В распределительных сетях в качестве основной сохранится существующая система напряжений: 110—35—10(6)—0,4 кВ. Их развитие будет осуществляться путем приоритетного развития сетей 110 кВ и перевода линий электропередачи на более высокое напряжение (с 6 на 10 кВ и с 35 на 110 кВ). Основными направлениями развития распределительных электрических сетей являются опережающее развитие сетей 35—110 кВ, взаиморезервирование сетей 10 кВ, автоматизация и телемеханизация электросетевых объектов, разукрупнение центров питания, широкое внедрение изолированных проводов, внедрение автономных энергоисточников. Необходимая протяженность ввода линий электропередачи сельскохозяйственного назначения оценивается величиной порядка 2400 тыс. км. Реализация основных направлений раз-

вития распределительных электрических сетей требует участия государства в финансировании соответствующих работ.

Кардинально важным для электрических сетей всех классов напряжений является использование технологии гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока FACTS, превращение этих сетей из «пассивных» средств транспорта электроэнергии в «активные элементы функционирования электроэнергетических систем.

Технология FACTS, признанная в мире одной из наиболее перспективных технологий, обеспечивает существенно более высокий уровень функционирования электроэнергетических систем: надежность, устойчивость, экономичность.

Применение устройств и технологии FACTS позволяют наиболее полно использовать возможность электрических сетей в рыночных условиях.

2.5. Турбогенераторы

Большую часть производимой на российских электростанциях электроэнергия вырабатывают турбогенераторы ТЭС и АЭС.

Более 50% от общего числа турбогенераторов, установленных на электростанциях России, отработали устанавливаемые ГОСТ минимальный срок службы. Их суммарная мощность превышает 60 тыс. МВт.

В России разработаны и выпускаются серии ТВВ и ТЗВ турбогенераторов с водородным и полностью водяным охлаждением на весь требуемый диапазон мощностей.

Созданы головные образцы турбогенераторов мощностью до 160 МВт с воздушным охлаждением, разрабатываются подобные турбогенераторы мощностью до 350 МВт.

По предельным мощностям, КПД, удельной материалоемкости, гарантированной надежности отечественные генераторы последних конструкций находятся на уровне мировых достижений.

Важнейшим перспективным, опережающим мировой уровень достижением отечественной электроэнергетики является разработка и освоение производства асинхронизированных турбогенераторов (АСТГ), обладающих значительно лучшими, чем традиционные синхронные турбогенераторы, возможностями положительного воздействия на режим работы энерго-

систем по их управляемости, устойчивости, диапазону выработки и особенно потреблению из сети реактивной мощности.

В отличие от синхронных турбогенераторов АСТГ способны:

- работать в режимах глубокого потребления реактивной мощности, невозможных для СТГ;
- обладать более высокими пределами статической и динамической устойчивости, т.е. они более устойчивы в эксплуатации.

Указанные преимущества АСТГ достигаются за счет:

- оригинальной системы автоматического регулирования возбуждения;
- новой конструкции ротора, который содержит не одну, как в СТГ, а две обмотки возбуждения, сдвинутые по окружности ротора относительно друг друга на 90 градусов.

В настоящее время ОАО «Электросила» готово к производству АСТГ мощностью 110—350 МВт типа ТЗВА с полностью водяным охлаждением и мощностью 110—160 МВт типа ТЗФА с полностью воздушным охлаждением. Первый агрегат АСТГ типа ТЗФА-110 был изготовлен и введен в эксплуатацию на ТЭЦ-22 ОАО «Мосэнерго» в декабре 2003 г.

Учитывая баланс генерирующих мощностей в схеме развития ЕЭС России, проблемы с нормализацией уровней напряжения в электрических сетях напряжением 220—500 кВ и износ генерирующего оборудования, планируется установить АСТГ на ряде электростанций.

При выборе электростанций — объектов внедрения АСТГ — необходимо рассматривать данные по балансу реактивной мощности не только в целом по ЕЭС но и по регионам.

Применение АСТГ в составе агрегата ПТУ позволяет повысить динамическую устойчивость энергетической установки. Кроме того, ПТУ с АСТГ способны работать в широком диапазоне регулирования мощности от выдачи до глубокого потребления, т.е. являются маневренными энергоблоками не только в отношении активной, но и в отношении реактивной мощности. При этом может быть повышен КПД ПТУ в целом за счет оптимизации загрузки по реактивной мощности синхронных турбогенераторов и АСТГ.

Данное техническое решение по применению АСТГ в составе ПТУ является новым, не имеющим мировых аналогов, и может найти достойное применение в программах по созданию и применению ПТУ в энергосистемах России.

2.6. Силовые трансформаторы и шунтирующие реакторы

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

Для силовых трансформаторов мощностью 120 МВ·А и выше около 45% их числа перешло за срок службы 25 лет, а около 30% — за 30 лет. Если не будет проводиться замена трансформаторов на новые, то к 2015 г. более половины трансформаторов выйдет за 30-летний срок службы. Из 197 шунтирующих реакторов 42 работают свыше 25—30 лет.

По предельным мощностям отечественные силовые трансформаторы находятся на мировом уровне по трансформаторам на ультравысокое напряжение. Опережение в части освоения 1150 кВ выразилось в разработке и кратковременной опытной эксплуатации таких трансформаторов и шунтирующих реакторов.

Технический уровень наших силовых трансформаторов значительно отстает от зарубежного по эксплуатационным характеристикам из-за отставания в части материалов с необходимыми параметрами — твердой изоляции, уплотнений, электротехнической стали с малыми потерями. Значительная часть аварий происходит по вине вводов низкой надежности. Отрицательной особенностью отечественных трансформаторов являются повышенные потери. Ряд типов трансформаторов большой мощности не обладает достаточной динамической стойкостью к воздействию КЗ.

Крупнейшими производителями трансформаторов в мире являются две фирмы США — General Electric и Westinghouse, на их долю приходится около 1/3 всей трансформаторной продукции в мире. Ежегодно производится этими фирмами около 100 млн кВ·А трансформаторов на сумму примерно 3 млрд долл.

Далее по объему производства следуют японские фирмы (Hitachi, Toshiba, Fuji, Mitsubishi). Япония производит трансформаторов больше, чем любая европейская страна.

Крупнейшие производители трансформаторов в Европе — концерн ASEA-Brown Boveri, фирмы Trafo-Union (Siemens),