

МОИ



КНИГА-ПОБЕДИТЕЛЬ
конкурса рукописей
учебной, научно-технической
и справочной литературы по энергетике,
посвященного 90-летию МЭИ
и 100-летию плана ГОЭЛРО

Книга издана
при поддержке
ООО «Газпром энергохолдинг»



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Рекомендовано федеральным учебно-методическим объединением
в системе высшего образования по укрупненным группам
специальностей и направлений подготовки

13.00.00 Электро- и теплоэнергетика в качестве учебного издания
для реализации основных образовательных программ
высшего образования по направлениям подготовки

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника,

13.04.03 Энергетическое машиностроение

Под редакцией канд. техн. наук., доц. Г.Н. Курдюковой

Москва
Издательство МЭИ
2021

УДК 620.9, 330.43

ББК 65.30

Э 40

Подготовлено на кафедре экономики
в энергетике и промышленности

Рецензенты: И.Г. Ахметова, докт. техн. наук, зав. каф. экономики и
организации производства КГЭУ;

Т.А. Шиндина, докт. экон. наук, дир. института дистанци-
онного и дополнительного образования НИУ «МЭИ»

Авторы: Н.Д. Рогалев, Г.Н. Курдюкова, Е.Ю. Абрамова, А.Ю. Амелина,
В.В. Бологова, Н.Л. Кетоева, О.Г. Коновалова, Е.Е. Крыленко,
О.А. Лыкова, Д.Э. Мусаева, Д.В. Никифорова, Е.В. Сухарева,
Д.А. Фрей, Д.Г. Шувалова, В.А. Щевьева

Э 40 Экономика энергетике: учебник / Н.Д. Рогалев, Г.Н. Курдюкова,
Е.Ю. Абрамова и др.; под ред. Г.Н. Курдюковой. – М.: Изда-
тельство МЭИ, 2021. – 404 с.

ISBN 978-5-7046-2430-1

Предлагаемое издание учебника «Экономика энергетике» содержит основные вопросы энергетических ресурсов, современной технологической структуры энергетике, организации рынка тепловой и электрической энергии. Большое внимание уделено вопросам финансового анализа деятельности энергокомпании, капитальных затрат и экономической оценке инвестиций в энергетике. Представлен анализ ресурсов, обзор методов планирования операционной деятельности, в том числе методы организации ремонтного обслуживания. Описываются подходы к оценке состава, структуры и эффективности использования имущества энергокомпании.

Для подготовки студентов по направлениям 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», 13.04.02 «Электроэнергетика и энерготехника», 13.03.03 «Энергомашиностроение», 38.04.01 «Экономика».

УДК 620.9, 330.43

ББК 65.30

ISBN 978-5-7046-2430-1

© Национальный исследовательский
университет «МЭИ», 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	9
Введение.....	11
Глава 1. ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ КАК ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	14
1.1. Основные характеристики энергетической отрасли....	14
1.2. Топливо-энергетические ресурсы.....	19
1.3. Технологическая структура электроэнергетики России	25
1.4. Характеристики рынка электроэнергии и мощности	32
1.5. Структура теплоэнергетики России.....	42
Контрольные вопросы и задания.....	52
Глава 2. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	53
2.1. Понятие и классификация капитальных вложений....	53
2.2. Проектирование объектов энергетики.....	57
2.3. Сметная стоимость строительства.....	61
2.4. Методы расчета капитальных затрат в энергетические объекты.....	66
Контрольные вопросы и задания.....	73
Глава 3. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОКОМПАНИИ.....	74
3.1. Состав и структура основных средств.....	74
3.2. Износ основных средств.....	80
3.3. Показатели эффективности использования основных средств.....	83
3.4. Показатели использования энергетического оборудования.....	84
3.5. Производственные мощности промышленной энергетики.....	86
Контрольные вопросы и задания.....	88
Глава 4. ОБОРОТНЫЙ КАПИТАЛ ЭНЕРГОКОМПАНИИ.....	89
4.1. Состав и структура оборотных средств.....	89
4.2. Нормирование оборотных средств.....	93
4.3. Показатели эффективности использования оборотных средств.....	95
Контрольные вопросы и задания.....	97

Глава 5. АСПЕКТЫ УПРАВЛЕНИЯ КАДРАМИ ЭНЕРГОКОМПАНИИ.....	98
5.1. Классификация кадров энергопредприятий.....	98
5.2. Структура кадров энергопредприятий.....	104
5.3. Движение персонала.....	105
5.4. Определение численности персонала и производительности труда.....	107
5.5. Заработная плата, доходы. Системы оплаты труда...	111
5.6. Планирование фонда заработной платы.....	118
Контрольные вопросы и задания.....	121
 Глава 6. ИЗДЕРЖКИ И СЕБЕСТОИМОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	122
6.1. Методы расчета себестоимости энергетической продукции.....	122
6.2. Признаки классификации затрат на производство продукции.....	128
6.3. Методы распределения затрат по видам энергетической продукции.....	130
6.4. Расчет себестоимости электроэнергии и тепла на ТЭЦ	135
6.5. Расчет себестоимости транспорта пара и горячей воды	141
6.6. Затраты на производство теплоэнергетического оборудования.....	143
Контрольные вопросы и задания.....	146
 Глава 7. ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ.....	147
7.1. Объемные показатели промышленного производства.....	147
7.2. Основы ценообразования в энергетике.....	149
7.3. Прибыль и рентабельность энергокомпании.....	157
7.4. Основные финансовые документы предприятия.....	162
7.5. Критерии финансового состояния энергопредприятия	168
Контрольные вопросы и задания.....	177
 Глава 8. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	178
8.1. Основные этапы инвестиционного проекта.....	178
8.2. Методы оценки эффективности инвестиционного проекта без учета фактора времени.....	183

8.3. Методы оценки эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени	187
8.4. Учет инфляции при оценке эффективности инвестиционных проектов	198
8.5. Учет неопределенности и риска при оценке инвестиционных проектов	200
8.6. Особенности сравнения вариантов инвестиционных проектов	204
8.7. Бизнес-план инвестиционного проекта	206
Контрольные вопросы и задания	214
Глава 9. ПЛАНИРОВАНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГОКОМПАНИИ	215
9.1. Методы и принципы планирования. Виды планов	215
9.2. Балансовый метод планирования в энергетике	218
9.3. Оптимизация режимов работы электростанций	228
9.4. Методы оптимального распределения нагрузки в котельной	248
9.5. Методы оптимального распределения нагрузки между турбоагрегатами ТЭС	253
9.6. Оптимальное распределение нагрузки между гидроагрегатами гидравлических электростанций	261
9.7. Оптимальное использование производственных мощностей электростанции в энергетической системе	267
Контрольные вопросы и задания	274
Глава 10. МЕТОДИКА ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ	275
10.1. Организация ремонтного обслуживания энергокомпаний	275
10.2. Принципы организации планово-предупредительного ремонта	280
10.3. Техничко-экономические показатели ремонта энергооборудования	285
10.4. Планирование ремонтов в энергетике	292
10.5. Сетевые методы планирования и управления ремонтными работами на производстве	296
Контрольные вопросы и задания	309

Глава 11. ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК ОСОБЫЙ ВИД БИЗНЕСА.....	310
11.1. Энергетическое хозяйство промышленного предприятия.....	310
11.2. Анализ использования энергии в производственных процессах.....	317
11.3. Вторичные энергетические ресурсы.....	328
11.4. Организация работы по энергосбережению в промышленности.....	331
11.5. Прогнозирование спроса на тепло- и электроэнергию	343
Контрольные вопросы и задания.....	351
Глава 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ.....	352
12.1. Перспективы развития тепло- и электроэнергетики	352
12.2. Перспективы развития атомной энергетики.....	359
12.3. Перспективы развития гидроэнергетики.....	370
12.4. Перспективы развития возобновляемой энергетики	383
12.5. Перспективы развития водородной энергетики.....	391
Контрольные вопросы и задания.....	398
Заключение.....	399
Список рекомендуемой литературы.....	401

ПРЕДИСЛОВИЕ

Издание, которое Вы держите в руках, уже четвертое по счету, учитывает дополнения и изменения в энергетике, произошедшие как в законодательстве РФ, так и в технике и технологиях, а также в подходах к оценке экономики энергетике.

Первые успешные издания подобного учебника были реализованы в 90-е гг. XX века под руководством проф. Кожвникова Н.Н., когда был издан многотомник по экономике отрасли, отражающий все текущие изменения в энергетике на тот момент, а также экономические подходы к оценке издержек, эффекта и экономии. Далее три успешных издания были выпущены под руководством заведующего кафедрой экономики промышленности и организации предприятий (ЭКО), а ныне ректора НИУ МЭИ проф. Рогалева Н.Д. В учебнике были представлены такие современные тенденции развития энергетике, как новые парогазовые технологии, водородная энергетика, возобновляемые источники энергии и другие. Важно отметить, что в начале XXI века особое значение имеет понимание комплексного развития энергетике вместе со смежными отраслями экономики.

В учебниках 2005, 2008 и 2011 гг. под общей редакцией проф. Рогалева Н.Д. важное место отведено системному подходу к функционированию энергетике, как базовой и ключевой отрасли промышленности, являющейся основой экономического роста страны.

Достоинством выданных редакций учебника можно считать рассмотрение таких передовых разделов, как развитие рынков в электроэнергетике, а также анализ финансового состояния энергокомпаний, что сделало учебник популярным в профессиональном сообществе энергетиков, а также в среде обучающихся как технической, так и экономической направленности в энергетике.

Сейчас вашему вниманию предлагается переработанный учебник по курсу «Экономика энергетике» под общей редакцией заведующего кафедрой экономики в энергетике и про-

мышленности (ЭЭП) НИУ МЭИ, проректора по экономике Курдюковой Г.Н., который учитывает современное состояние отрасли и перспективы тенденции технического развития энергетики, представляет особенности финансового анализа энергетических компаний и экономическую природу, состав и вопросы эффективности использования ресурсов предприятия.

Авторский коллектив ставил перед собой задачу отразить как изменения структуры мирового энергобаланса, так и трансформацию экономической системы, затронув тенденции развития финансовых рынков.

Авторы старались основываться в своем изложении на передовые, современные и актуальные источники информации как в части анализа технологий и перспектив их развития и совершенствования, так и в подходах к описанию экономических приемов и методов.

ВВЕДЕНИЕ

В эпоху становления, развития и совершенствования структуры собственности в энергетике, трансформации рынков и повышения значимости потребителей тем более важно четко понимать тесную взаимосвязь технологических процессов и рыночных ограничений, экономики издержек и финансового результата, крупного строительства или модернизации.

Понимать и оценивать значение взаимного влияния технологии и экономики энергокомпаний друг на друга важно не только экономистам, но и инженерам, поэтому данный учебник рекомендуется для изучения на инженерных и экономических направлениях в области энергетики.

При решении стратегических и операционных задач как инженеру, так и менеджеру энергокомпаний важно понимать суть, важность задач организации и управления производственно-хозяйственной деятельностью, создания и внедрения новых технологий.

На курсе «Экономика энергетики» рассматриваются вопросы экономики, организации, планирования и управления предприятиями энергетической отрасли. Экономические знания, которые получают студенты в рамках изучения курса «Экономика энергетики», должны:

- основываться на научных концепциях, принятых в настоящее время в экономической науке;
- соответствовать реалиям хозяйственной практики, принятой в современных энергокомпаниях;
- отражать сложившуюся на данный момент институциональную структуру регулирования отраслевых рынков в энергетике;
- носить системообразующий характер и воспитывать у студентов умения для дальнейшего их развития в процессе практической деятельности.

Содержание книги сформировано в контексте этих требований и является логическим продолжением курса «Экономика энергетики».

Цель создания данного учебника – в систематизации знаний по экономике энергетики и организации процессов в энергокомпании как на уровне отраслевой политики, и что более важно, на уровне предприятия.

Задачи, решаемые на страницах книги, можно охарактеризовать следующим образом:

1) рассмотреть структуру энергетической отрасли, а также межотраслевые горизонтальные и вертикальные связи;

2) охарактеризовать ресурсы энергокомпании, пути оценки эффективности их использования;

3) сформировать четкое и ясное понимание энергорынков, описать их текущее состояние и спрогнозировать динамику развития рыночных механизмов как на уровне оптовой торговли, так и на розничных сегментах;

4) описать подходы к оценке инвестиционных решений в энергетике и особенности сопровождения реализации капиталовложений;

5) описать тенденции развития и трансформации энергетики России и основные тенденции технологического прогресса.

Методология исследования основана на использовании современных методов и подходов к анализу отраслей, сфер деятельности и субъектов хозяйствования, таких как технико-экономический анализ, синтез, экономико-математическое моделирование, фактографический метод и других.

Вопросы экономики отраслевого хозяйства как в теоретическом, так и в методическом плане в книге рассмотрены с учетом специфики электроэнергетической отрасли, промышленной энергетики и энергомашиностроения. Также важное место занимают вопросы инвестирования, финансов и финансового анализа, а также влияния финансовых институтов на энергетику.

В первой главе дана краткая характеристика энергетической отрасли страны и определены технологические особенности энергетического производства как основного объекта исследования в курсе «Экономика энергетики».

Вторая, третья и восьмая главы посвящены важному вопросу создания основных производственных фондов организации в рамках реализации инвестиционных проектов, а также оценке состояния внеоборотных активов энергокомпании.

Изучение третьей, четвертой, пятой и десятой глав позволит читателю сформировать четкое понимание издержек энергокомпании, способов их оценки и оптимизации, а также отражение данных статей в себестоимости, приведенной в шестой главе.

Интересным представляется изучение рыночных механизмов в энергетике, представленных в седьмой главе, где также отражены и финансовые результаты работы компании.

Операционная деятельность энергокомпании нашла свое отражение в главах девять, десять и одиннадцать, при этом особого внимания заслуживает вопрос статуса и специфики ведения диверсифицированного бизнеса в рамках промышленной энергетики.

Тенденции развития энергетики и перспективы эволюции технологий рассмотрены в завершающей двенадцатой главе.

Перспективы развития отрасли в целом и отдельных ее предприятий определяется характером будущих технологических изменений. В XXI веке ожидаются революционные изменения технологической базы энергетической отрасли, которые повлекут за собой принципиальные изменения в организационной структуре энергокомпании, экономичности производства и использования энергоресурсов.

Эти знания необходимы будущему инженеру, менеджеру и работнику энергокомпании для принятия экономически обоснованных, согласующихся с общей стратегией развития энергетики решений, независимо от их масштаба и уровня.

При написании учебника коллектив авторов опирался на накопленный кафедрой «Экономика в энергетике и промышленности» (ЭЭП) опыт подготовки учебно-методической литературы для студентов энергетических специальностей.

ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ КАК ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Основные характеристики энергетической отрасли

Технической базой функционирования и развития промышленности является энергетика, которая занимает важное место в производстве и экономике промышленного производства и в значительной степени определяет уровень его конкурентоспособности.

Экономика энергетики определяет рациональные направления развития и эксплуатации энергетического хозяйства предприятия, его отдельных элементов, устанавливает методы эффективного использования материальных, трудовых и финансовых ресурсов.

Экономические знания и системный подход к решению экономических проблем особенно необходим в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК), который является наиболее капиталоемким комплексом промышленности и связан со всеми отраслями промышленности, а также сельского хозяйства, транспорта, коммунально-бытовым сектором.

Предметом изучения экономики энергетики является совокупность процессов получения, преобразования, распределения и использования в национальной экономике топлива, электрической энергии, теплоты, сжатого и кондиционированного воздуха, кислорода, воды, и др. энергоносителей.

Энергетическая отрасль включает в себя всю совокупность предприятий, установок и сооружений, а также хозяйственных отношений, которые обеспечивают функционирование и развитие добычи (производства) энергоресурсов и всех процессов их преобразования до конечных установок потребителей включительно. Укрупненная схема основных последовательных процессов преобразования энергетических ресурсов показана на рис. 1.1.1.

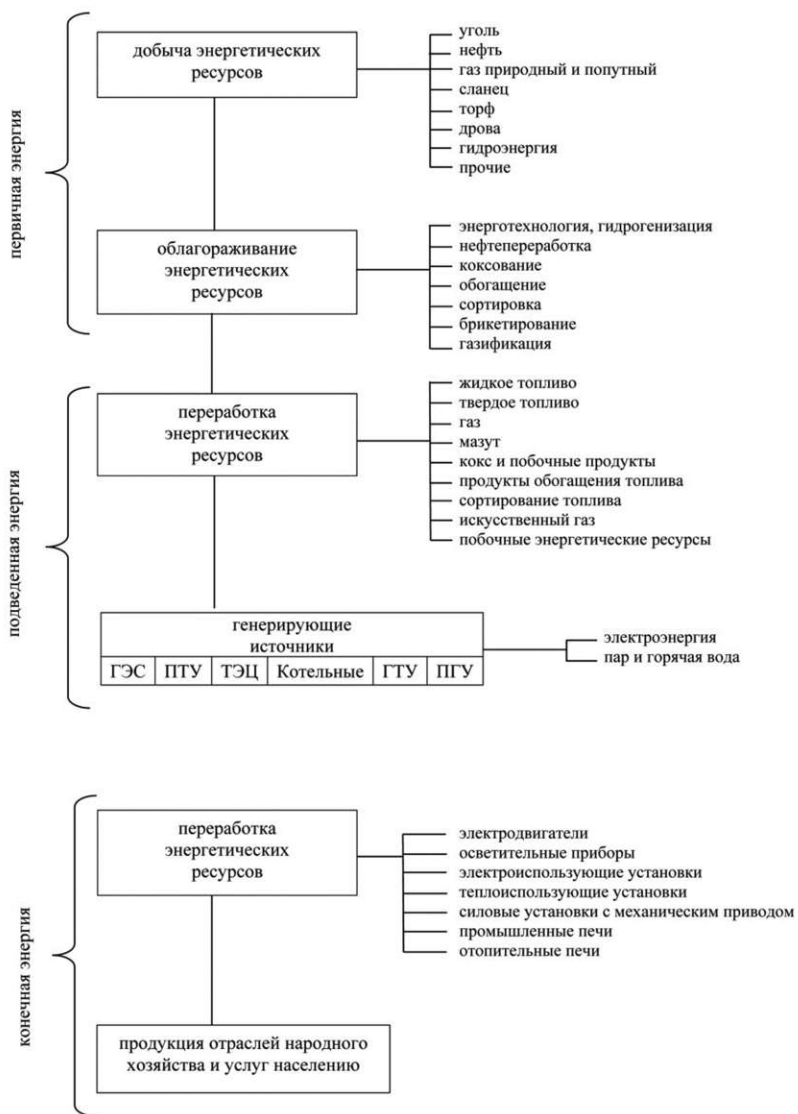


Рис. 1.1.1. Укрупненная схема основных процессов преобразования энергетических ресурсов

В зависимости от стадии преобразования различают следующие виды энергии.

- *Первичная* – энергетические ресурсы, извлекаемые из окружающей среды.

- *Подведённая* – энергоносители, получаемые потребителями: разные виды жидкого, твердого и газообразного топлива, электроэнергия, пар и горячая вода, разные носители механической энергии и др.

- *Конечная* – форма энергии, непосредственно применяемая в производственных, транспортных или бытовых процессах потребителей.

Энергетический сектор включает в себя производство, передачу и сбыт электрической энергии и мощности, а также тепловой энергии в виде пара и горячей воды.

Сектор генерации электроэнергии представляют собой различные виды электростанций, объединённые генерирующими компаниями.

Виды электростанций можно классифицировать по ряду основных признаков:

- по виду первичных энергоресурсов;
- по процессам преобразования энергии;
- по видам отпускаемой энергии;
- по количеству и типам обслуживаемых потребителей;
- по режиму работы.

По видам использованных первичных энергоресурсов различаются электростанции, применяющие: органическое топливо – ТЭС; ядерное топливо – АЭС; гидроэнергию – ГЭС, гидроаккумулирующие электростанции ГАЭС и приливные (ПЭС); солнечную энергию – СЭС; энергию ветра – ВЭС; подземное тепло – геотермальные (ГЭОЭС).

Электростанции на органическом топливе делятся в зависимости от вида используемого топлива на: работающие на угле, местных видах топлива (сланцы, торф) и газо-мазутном топливе.

По применяемым процессам преобразования энергии выделяются электростанции, в которых:

- полученная тепловая энергия преобразуется в механическую, а затем в электрическую энергию – ТЭС, АЭС;
- полученная тепловая энергия непосредственно превращается в электрическую – СЭС с помощью фотоэлементов;

- энергия воды и воздуха превращается в механическую энергию, а затем в электрическую – ГЭС, ГАЭС, ПЭС, ВЭС.

По видам отпускаемой энергии различают электростанции: отпускающие только электрическую энергию – ГЭС, ГАЭС, тепловые конденсационные электростанции (КЭС), атомные КЭС; отпускающие электрическую и тепловую энергию – ТЭЦ, атомные ТЭЦ и др. Важно отметить, что теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) кроме электроэнергии вырабатывают тепло, а использование тепла, отработавшего пара при комбинированном производстве энергии, обеспечивает значительную экономию топлива по сравнению с генерацией в котельной. Если отработавший пар или горячая вода используется для технологических процессов, отопления и вентиляции промышленных предприятий, то ТЭЦ называются промышленными. При использовании тепла для отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий городов ТЭЦ называются коммунальными (отопительными). Промышленно-отопительные ТЭЦ снабжают теплом как промышленные предприятия, так и население.

По количеству и типам охватываемых потребителей выделяют: районные электростанции; местные электростанции для энергоснабжения отдельных населенных пунктов; блок-станции для энергоснабжения отдельных потребителей.

По режиму работы различаются электростанции: базовые; маневренные или полупиковые; пиковые.

К первой группе относятся крупные, наиболее экономичные КЭС, атомные КЭС, ТЭЦ, работающие в теплофикационном режиме; ко второй группе – маневренные КЭС и ТЭЦ; к третьей группе – пиковые ГЭС, ГАЭС, ГТУ.

Кроме того, для каждого типа электростанции имеются внутренние признаки классификации. Например, КЭС и ТЭЦ различаются по начальным параметрам, технологической схеме (блочные и с поперечными связями), единичной мощности блоков и т.п. АЭС классифицируются по типу реакторов (на тепловых и быстрых нейтронах), по конструкции реакторов и др.

При решении проблем экономического развития, выбора рациональной организационной схемы необходимо учитывать специфические особенности основных технологий отрасли.

Ниже перечислены технологические особенности энергетического производства.

- Совпадение во времени процесса производства и потребления энергетической продукции. Ни тепловую, ни электрическую энергию нельзя складировать и запастись.

Эта особенность технологии обуславливает высокие требования к надежности работы энергосистем и качеству электроэнергии. Для обеспечения надежности в энергосистеме используется резервирование, т.е. создаются резервы мощности, которые необходимы для замены вышедших из строя агрегатов, для проведения ремонта энергосистем и для поддержания качества выдаваемой энергии (частота и напряжение в электрической сети), а также резервные запасы топлива, воды и т.д. Определение необходимого уровня резервирования генерирующих мощностей и оптимальное их размещение является одной из важных задач обеспечения надежности функционирования энергосистемы. Резерв мощности представлен в виде остановленных агрегатов, которые размещены в основном на тепловых станциях системы. Резерв мощности может быть холодным (чтобы пустить их в работу необходимо длительное время), горячим (прогретые агрегаты, которые можно запустить в работу в течение 1–1,5 часов) и вращающим (недогруженные агрегаты, можно за несколько минут догрузить их до полной мощности).

- Широкою взаимозаменяемость генерирующих установок в энергосистеме. Так, для производства электроэнергии могут быть использованы конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), гидроэлектростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС) и др. А для производства тепла используются ТЭЦ, котельные или утилизационные установки. На этих станциях и котельных могут быть установлены агрегаты различных типов, работающие на разных параметрах пара и использующие различные виды топлива. Многовариантность имеется и на стадиях транспорта энергии и использования ее потребителями.

- Взаимозаменяемость видов продукции, т.е. возможность использования различных энергоносителей в установках, например: использование природного газа или электрической энергии в нагревательных печах, использование парового или электрического привода компрессоров и др.

- Высокую динамичность энергопотребления. Это обуславливает высокие требования к маневренности генерирующих установок, так как в каждый момент времени должно быть произведено такое количество энергии, которое требуется потребителю. Маневренность агрегата должна обеспечить возможность работы энергосистемы по заданному графику.

В связи с тем, что система работает с переменным режимом и в течение суток, и в течении недели, месяца, года, генерирующие установки должны обладать широким диапазоном регулирования нагрузки.

Наилучшими маневренными свойствами обладают ГЭС. Запуск в работу гидроагрегата составляет несколько минут. На тепловых станциях это более длительный процесс – котел необходимо нагревать или наоборот остужать 15–20 часов.

- Необходимость создания энергосистем, включающие генерирующие установки разных типов. Для производства электроэнергии используются энергоустановки, обладающие с разной экономичностью, мощностью и маневренностью. Объединение различных энергоустановок для параллельной работы создаст условия для надежного и эффективного электроснабжения с минимальными затратами за счет выравнивания графиков нагрузки и снижения потребности в генерирующей мощности. В результате – повышается надежность; уменьшаются резервы, следовательно, экономятся средства; увеличивается единичная мощность установок; снижается годовой и удельный расходы топлива; повышается эффективность ремонтных работ; осуществляется более полное и рациональное использование ресурсов.

1.2. Топливо-энергетические ресурсы

Под энергией понимается способность какой-либо системы производить работу или тепло.

Для производства энергии используются топливо-энергетические ресурсы. Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР) – это совокупность природных и производственных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности.

Классификация ТЭР представлена на рис. 1.2.1.

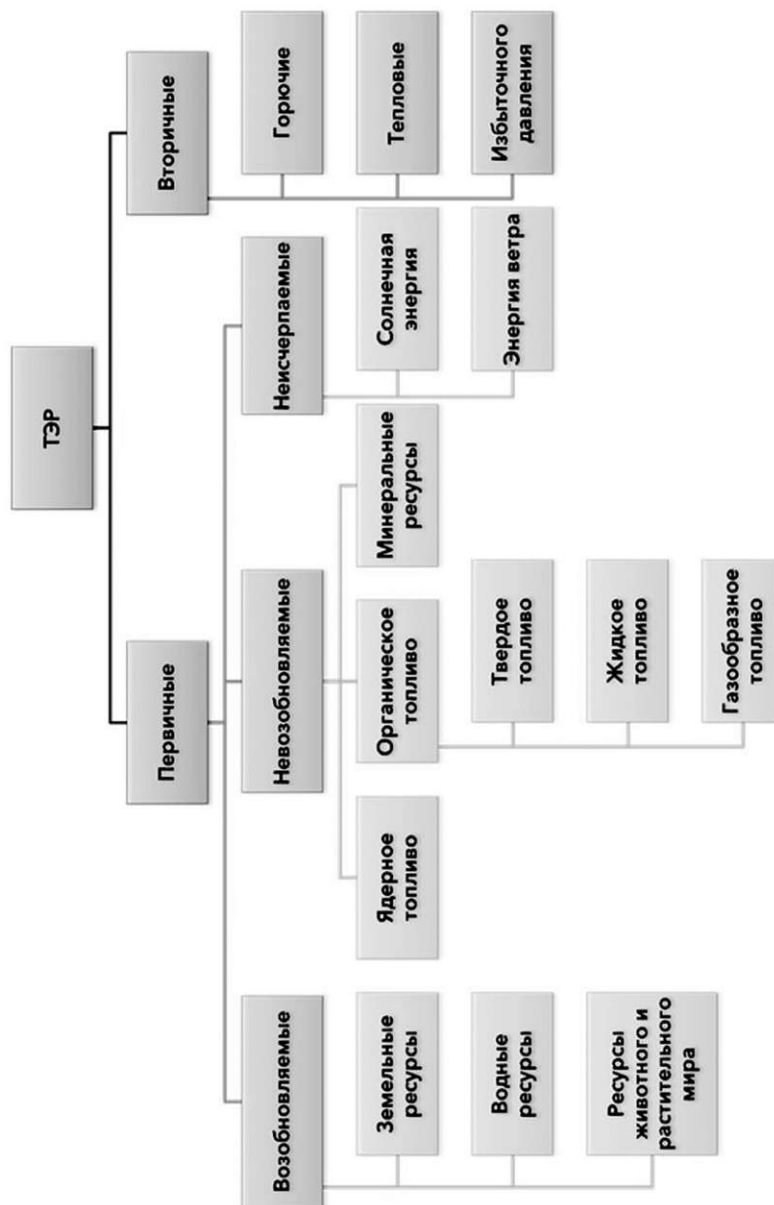


Рис. 1.2.1. Классификация ТЭР

ТЭР классифицируются по ряду признаков.

По способу получения выделяют:

первичные – это те ресурсы, которые получают из природных источников, могут использоваться непосредственно или перерабатываться в другие виды: газ, уголь и т.д.;

вторичные – это энергоресурсы, получаемые в виде побочных продуктов основного и вспомогательного производства в различных технологиях.

По исчерпаемости: невозобновляемые, возобновляемые и неисчерпаемые.

К *невозобновляемым* ресурсам относятся все минеральные ресурсы полезных ископаемых: руды металлов, топливно-энергетические ресурсы, запасы горно-химического сырья.

Возобновляемые ресурсы – это земельные, водные ресурсы, ресурсы животного и растительного мира.

Неисчерпаемые ресурсы – это солнечная энергия, атомная энергия, энергия приливов и отливов морей и океанов, энергия рек.

По способу создания (образования):

- природные (естественные);
- искусственные.

Первичные ресурсы. Баланс потребления первичной энергии Российской Федерации значительно дифференцирован: в нем присутствует природный газ, уголь, нефтепродукты, гидроэнергия, атомная энергия и возобновляемые источники энергии. В балансе добычи органического топлива: нефть составляет 41%, природный газ – 44%, уголь – 15%¹.

Более 80% совокупного потребления ТЭР приходится на четыре наиболее энергоемких сектора экономики Российской Федерации: электро- и теплоэнергетика (28%), обрабатывающая промышленность (22%), население (17%), транспорт (16%)².

Практическая ценность каждого из видов ресурсов для энергетики определяется в основном двумя показателями:

- концентрацией энергии в единице массы вещества;
- стоимостью транспортировки ресурсов от места добычи к месту потребления.

¹ <https://rosstat.gov.ru/>

² <https://www.economy.gov.ru/>

Твердое топливо – содержит серу, которая дает вредные ядовитые газы – оксиды серы. При сжигании твердого топлива остается негорючий осадок, поэтому уголь часто газифицируют. К твердому топливу относят уголь, сланцы, торф, кокс.

Доля угля в топливно-энергетическом балансе России составляет около 12%. Ресурсы угля количественно во много раз превышают прогнозируемые ресурсы нефти и газа. Наиболее крупные приросты добычи угля могут дать Кузнецкий и Канско-Ачинский бассейны (80%).

Угли Кузнецкого бассейна – более высокого качества. По прогнозируемым запасам это одна из главнейших баз высококачественных энергетических углей не только для Сибири и Урала, но и для Европейской части России.

Угли Канско-Ачинского месторождения – бурые угли – без обогащения не пригодны для хранения и перевозки на большие расстояния. Поэтому их целесообразно сжигать на крупных электростанциях мощностью 4000–6400 МВт на месте добычи. При этом встает вопрос о передаче электрической энергии.

Основными потребителями угля являются ТЭС, электроэнергетической отрасли положенные в Сибири и на Дальнем Востоке, черная и цветная металлургия.

Жидкое топливо – продукты нефтепереработки. К ним относят бензин, дизельное топливо, керосин, мазут. В основном, используется остаточный продукт переработки нефти – мазут. Мазут сжигают в топках энергетических котлов газо-мазутных энергоблоков в периоды недостатка газа (например, при сильных длительных холодах и временной нехватке природного газа, заготовленного в подземных хранилищах). Часто его используют для «подсветки» – добавки к сжигаемому твердому топливу при некоторых режимах работы для обеспечения устойчивого горения. Сжигать мазут постоянно в настоящее время нерентабельно из-за большой его стоимости по сравнению с газом и с твердыми топливами.

Основные запасы нефти сосредоточены в Западно-Сибирском регионе. Дальнейшее наращивание добычи нефти в новых северных районах, отдаленных от обжитых мест становится все более дорогим.

Газообразное топливо – природный газ, попутный нефтяной газ.

Газ наиболее чистый вид топлива. Доказанные запасы газа в России, по данным BP Statistical Review of World Energy June 2019, составляют 38,94 трлн кубометров. Таким образом, по этому показателю наша страна занимает первую позицию в мире. Сегодня основным регионом производства газа в России является Западная Сибирь, на долю которой приходится 90% получаемого «голубого топлива». Лидеры – Ямало-Ненецкий автономный округ, где сосредоточено 4/5 добычи, Астраханская и Иркутская области, Красноярский край, а также шельф Баренцева и Карского морей.

Газообразное топливо существует в нескольких формах: природный газ, попутный газ, получаемый из недр земли при добыче нефти; доменный и коксовый газы, получаемые при металлургическом производстве. На ТЭС преимущественно используется природный газ. Газ используют так же для котельных и ТЭЦ крупных городов. Главное преимущество природного газа состоит в его относительной экологической безопасности. Дополнительное преимущество - возможность использования трубопроводной системы, по которой газ перемещается с помощью газовых компрессоров, устанавливаемых на газоперекачивающих станциях. Важно отметить, что в России создана единая система газоснабжения страны, которая обеспечивает экономичность транспорта и возможность управления потоками энергоресурсов. Однако, при сжигании газа образуются вредные вещества в виде оксидов азота.

В России потенциальные запасы угля в несколько раз выше потенциальных запасов нефти и газа, при этом добыча последних обходится значительно дороже. По некоторым оценкам специалистов, запасов угля хватит на 250 лет, нефти – на 35, природного газа – на 50 лет.

Но как бы не казались грандиозными запасы этих ресурсов, они ограничены. Кроме того, сложными являются задачи транспорта энергии в больших количествах (угля, газа от места добычи до электростанции, электроэнергии от места ее производства до потребителя). Они связаны не только с большими транспортными затратами, но и компенсацию потерь, которые возникают в процессе ее транспортировки.

Преобразование топлива в конечные виды энергии связано с вредными выбросами твердых частиц, газообразных соединений,

а также большого количества тепла, негативно воздействующих на окружающую среду.

Ядерное топливо используют на атомных электростанциях. Ядерное топливо – это изотопы урана и плутония U^{235} и $Pu^{238, 242}$. В природном уране содержится изотоп U^{235} составляет лишь 0,7%, а остальное изотоп U^{238} . Поэтому уран обогащают, прессуют и спекают в таблетки, добавляя необходимые компоненты, из которых собирают тепловыделяющие сборки (ТВС). Единица ядерного топлива-ТВЕЛ. Она способна выделять на протяжении долгого времени огромное количество энергии, несравнимо больше угля или газа. Для транспортировки ТВС в реакторное отделение и хранения топлива на АЭС действует специальная система безопасности. Так как отработанное топливо радиоактивно, его перемещение выполняется под слоем воды на перегрузочной машине, а хранят его под защитным слоем воды с раствором борной кислоты. Далее его направляют на переработку или захоронение.

Возобновляемые энергоресурсы (исключая гидроэнергетические) не нуждаются в транспортировке к месту потребления, но обладают низкой концентрацией энергии, в связи с чем преобразование энергии большинства возобновляемых источников требует больших затрат материальных ресурсов и, следовательно, больших удельных затрат денежных средств в расчете на единицу получаемой мощности на каждую установку. Возобновляемые источники энергии в экологическом отношении обладают наибольшей чистотой.

Из возобновляемых энергоресурсов в настоящее время в основном используется гидроэнергия, энергия ветра, солнца и геотермальная энергия.

Вторичные энергоресурсы (ВЭР)

Горючие ВЭР – горючие газы технологических производств, отходы деревообработки, бытовой мусор.

Тепловые ВЭР – продукты сгорания отработавших сушилок, вытяжной вентиляционный воздух, сточные воды, твердые шлаковые отходы, теплота нагретых конструкций.

ВЭР избыточного давления – технологический перепад давления сжатых газов или паров, которые можно использовать для получения различных видов энергии.

Для соизмерения качества энергоресурсов и определения действительной экономичности их расходования принято использовать понятие «условное топливо». Его низшую рабочую теплоту сгорания Q_p^H принимают равной 7000 ккал/кг (29308 кДж/кг).

Тонна условного топлива (т.у.т.) – это количество топлива, при сжигании которого образуется 7 млн ккал.

Для сравнения: калорийность хорошего угля составляет $Q_p^H = 5700$ ккал/кг, газа $Q_p^H = 8200$ ккал/кг, мазута $Q_p^H = 9000$ ккал/кг.

Характерной особенностью энергетического хозяйства промышленности является наличие в ней разнообразных установок, использование не только первичных, но и вторичных энергоресурсов. К вторичным энергоресурсам относятся отходы, побочные и промежуточные продукты, образующиеся в технологических установках, которые не используются в самом агрегате, но могут быть частично или полностью использованы для энергоснабжения других агрегатов. Наравне с экономией первичной энергии в процессе ее трансформации в электрическую и тепловую, немаловажной задачей остается экономия энергии в промышленности, на транспорте и в коммунально-бытовом секторе.

Особую актуальность в настоящее время приобретает энергосбережение, которое позволит снизить масштабы потребления энергоресурсов в мире. Энергоснабжение должно осуществляться не за счет снижения употребления энергии, а за счет рационального ее использования. Внедрение топливосберегающих технологий влечет за собой снижение расхода высококачественных видов топлива во многих энергоемких отраслях промышленности.

1.3. Технологическая структура электроэнергетики России

Принципиальное значение для формирования технологической структуры энергетики имеют следующие особенности производства электро- и теплоэнергии: необходимость синхронизации процессов производства и потребления энергии, неравномерность графиков энергопотребления, сложность переключения потребителей. При реализации системного подхода к формированию

производственной структуры и управлению режимами работы элементов энергохозяйства указанные проблемы могут быть успешно решены.

Системность как основной принцип электрификации был сформулирован в плане ГОЭЛРО (Государственный план электрификации России) в 1920 г. и сохранил свою актуальность до настоящего времени. В конце 20-х гг. началось формирование районных энергосистем на базе ГРЭС (Государственных районных электростанций), ГЭС и ЛЭП напряжением 35–220 кВ. В ходе индустриализации происходило наращивание генерирующих мощностей и развитие электрических сетей. Результатом этого процесса явилось создание Объединенных энергосистем – ОЭС, а уже к концу 50-х гг. была разработана научно-обоснованная программа создания Единой энергетической системы (ЕЭС). Вскоре началась её реализация – строительство межсистемных и магистральных ЛЭП, создание автоматизированной системы управления ржжимами.

После распада Советского Союза технологические связи между Объединенными энергосистемами на территории России были сохранены.

Единая энергосистема Российской Федерации состоит из 71 региональных энергосистем, которые включает семь объединенных энергосистем (ОЭС) (ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири) и территориально изолированные энергосистемы (Чукотский автономный округ, Камчатский край, Сахалинская и Магаданская область, Норильско-Таймырский и Николаевский энергорайоны, энергосистемы северной части Республики Саха (Якутия). Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220–500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно). Управление электроэнергетическими режимами энергообъединений и энергосистем, расположенных на территории Российской Федерации осуществляют филиалы АО «СО ЕЭС» – объединенные и региональные диспетчерские управления соответственно.

В соответствии с критериями, утверждёнными Постановлением Правительства РФ от 26.01.2006 №41 к ниже представ-

ленным объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети³.

1. Линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 330 киловольт и выше.

2. Линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 киловольт:

- а) обеспечивающие выдачу в сеть энергетической мощности электрических станций, общая установленная мощность каждой из которых составляет не менее 200 мегаватт;
- б) обеспечивающие соединение и параллельную работу энергетических систем различных субъектов Российской Федерации;
- в) обеспечивающие выдачу энергетической мощности в узлы электрической нагрузки с присоединенной трансформаторной мощностью не менее 125 мегавольт-ампер;
- г) непосредственно обеспечивающие соединение указанных линий электропередачи, включая магистральные линии электропередачи с подстанциями, внесенными в уставный фонд Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России».

3. Линии электропередачи, пересекающие государственную границу Российской Федерации.

4. Линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 110 (150) киловольт и вывод из работы которых приводит к технологическим ограничениям перетока электрической энергии (мощности) по сетям более высокого класса напряжения.

5. Трансформаторные и иные подстанции, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 киловольт и выше, соединенные с линиями электропередачи, указанными в пунктах 1–3 указанного Постановления, а также технологическое оборудование, расположенное на этих подстанциях, за исключением распределительных устройств электрических станций, входящих в имущественный комплекс генерирующих энергообъектов.

³ Постановление Правительства РФ от 26.01.2006 №41

6. Оборудование распределительных устройств напряжением 110 (150) киловольт и связанное с ним вспомогательное оборудование на трансформаторных и иных подстанциях, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 110 (150) киловольт, обеспечивающие транзитные перетоки электрической энергии по линиям электропередачи напряжением 110 (150) киловольт, указанным в пункте 4 указанного Постановления.

7. Комплексы оборудования и производственно-технологических объектов, предназначенных для технического обслуживания и эксплуатации указанных объектов электросетевого хозяйства.

8. Системы и средства управления указанными объектами электросетевого хозяйства.

Сетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 10700 линий электропередачи класса напряжения 110–1150 кВ. Распределительный сетевой комплекс (РСК) представлен электрическими сетями общей протяженностью около 2,19 млн км. Протяженность Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) составляет 155 тыс. км. Электрические сети обеспечивают энергоснабжение потребителей, выдачу мощности электростанций, перетоки мощности и энергии между отдельными энергообъединениями.⁴

Оперативно-диспетчерское управление в единой энергосистеме России осуществляет *Системный оператор* (ОАО «СО ЕЭС»). Главная функция Системного оператора – контроль за соблюдением технологических параметров функционирования энергосистемы. Для исполнения этой функции Системный оператор может отдавать обязательные к исполнению команды генерирующим и сетевым компаниям, потребителям с регулируемой нагрузкой. Также Системный оператор контролирует очередность вывода в ремонт генерирующих и сетевых мощностей, осуществляет контроль за исполнением инвестиционных программ генерирующими и сетевыми компаниями.

Иерархическая *система оперативного диспетчерского управления ЕЭС России* имеет три уровня: Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) Единой энергосистемой, входящее в структуру исполнительного аппарата Системного оператора;

⁴ По данным с официального сайта ФСК ЕЭС <https://www.fsk-ees.ru>

объединенные диспетчерские управления (ОДУ) энергообъединениями, региональные диспетчерские управления (РДУ) энергосистемами одного или нескольких субъектов Российской Федерации.

До 2002 г. система диспетчерского управления состояла из Центрального диспетчерского управления и семи Объединенных диспетчерских управлений в составе ОАО РАО «ЕЭС России», а также диспетчерских служб региональных энергокомпаний. В сентябре 2002 г. функции по оперативно-диспетчерскому управлению объединенными энергетическими системами приняли филиалы ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» объединенные диспетчерские управления (ОДУ). 11 декабря 2007 г. ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» переименовано в ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»).

С 2017 г. реализуются функции оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Республики Крым и г. Севастополя под началом Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ. С января 2013 г. Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ принял на себя функции оперативно-диспетчерского управления на территории Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Эстонии, Латвии, Литвы, Белоруссии, Украины, Грузии, Азербайджана, Казахстана и Монголии, а также энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана, Киргизии (через энергосистему Казахстана) и Молдавии (через энергосистему Украины). По линиям электропередачи переменного тока осуществляется передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии и энергосистему Абхазии. Совместно с ЕЭС России через преобразовательные устройства постоянного тока работают энергосистемы Финляндии и Китая. Кроме этого, параллельно с энергосистемой Финляндии работают отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС энергосистем г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области и Мурманской области, с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС энергосистемы Мурманской области. По линиям электропередачи переменного тока осуществляется передача электроэнергии в Китай в «островном» режиме.⁵

⁵ По материалам официального сайта СО ЕЭС РФ <https://so-ups.ru>

АО «СО ЕЭС», являясь координатором параллельной работы энергосистем, обеспечивает регулирование частоты в энергообъединении стран – участниц синхронной зоны.

В настоящее время в электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит 846 электростанций мощностью свыше 5 МВт каждая. На 1 января 2020 г. общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 246342,45 МВт. При этом, увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило 5 тыс. МВт. Выведено из эксплуатации около 2 тыс. МВт неэффективного и устаревшего генерирующего оборудования. Ежегодно все станции вырабатывают около одного триллиона кВт·ч электроэнергии.

Структура генерирующих мощностей Объединенных энергосистем (ОЭС) имеет существенные отличия. Наибольший удельный вес ТЭС характерен для ОЭС Урала (94,3%), атомных электростанций – для ОЭС Северо-Запада (34,5%), ГЭС – для ОЭС Сибири (около 49,7%). Это связано с различным уровнем обеспеченности первичными энергоресурсами регионов России.

Структура установленной мощности ОЭС Урала отличается большой долей высокоманевренного блочного оборудования (69%).

ГЭС Сибири производят почти 10% объема выработки всех электростанций ЕЭС России. Управление режимом ОЭС Сибири осложняют естественные колебания годового стока рек Ангаро-Енисейского бассейна и сложности прогнозирования водности рек.

Более 90% от общего количества электрических станций, работающих на территории ОЭС Средней Волги, составляют тепловые электростанции, при этом 26% установленной мощности приходится на долю ГЭС Волжско-Камского каскада (что также составляет 15% суммарной установленной мощности гидроэлектростанций ЕЭС России).

По территориально-технологическим причинам энергосистемы четырех субъектов Российской Федерации, находящихся в ОЭС Востока, работают изолированно от ЕЭС России. В их числе: Камчатский край, Сахалинская область, Магаданская область и Чукотский автономный округ.

При управлении режимами ОЭС Юга приходится учитывать две главные особенности объединения. Во-первых, исторически

сложившуюся схему электрической сети 330–500 кВ, которая протянулась с северо-запада на юго-восток вдоль Кавказского хребта по районам с интенсивным гололедообразованием, и, во-вторых, неравномерность стока рек Северного Кавказа (Дон, Кубань, Терск, Сулак), которая оказывает существенное влияние на баланс электроэнергии, приводя к дефициту электроэнергии зимой, и профициту в летний период.

В ОЭС Центра находится крупнейший в России узел Московской энергосистемы, который имеет стратегическое значение и требует особого внимания к обеспечению надежности режимов. Кроме того, энергообъединение насыщено развитыми узлами электропотребления, в которых размещены предприятия черной металлургии и крупные промышленные городские центры (Вологодско-Череповецкий, Белгородский, Липецкий). Еще одной особенностью ОЭС Центра является самая высокая в ЕЭС удельная доля атомных электростанций в структуре генерирующей мощности.

ОЭС Северо-Запада обеспечивает синхронную параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами стран Балтии (Литвы, Латвии, Эстонии) и Беларуси, а также осуществляет экспорт в Финляндию и Норвегию. Около 87% суммарной выработки ОЭС Северо-Запада приходится на атомные и тепловые станции. Неблагоприятные климатические условия региона обуславливают необходимость работать по теплофикационному графику большую часть года⁶.

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2019 г. составило 4384 часов или 50,04% календарного времени (коэффициент использования установленной мощности).

При этом число часов использования установленной мощности без учета электростанций промпредприятий составляет:

- тепловых электростанций – 4 002 часов или 45,7% календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций – 6 992 часов (79,8% календарного времени);

⁶ По материалам официального сайта СО ЕЭС РФ <https://so-ups.ru>

- гидроэлектростанций – 3 841 час (43,9% календарного времени);
- ветровых электростанций – 1 745 часа (19,9% календарного времени);
- солнечных электростанций – 1 239 часа (14,1% календарного времени).

1.4. Характеристики рынка электроэнергии и мощности

К субъектам электроэнергетики в соответствии с федеральным законом №35-ФЗ «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 относятся лица (организации), осуществляющие:

- производство электрической, тепловой энергии и мощности;
- приобретение и продажу электрической энергии и мощности;
- энергоснабжение потребителей;
- оказание услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- сбыт электрической энергии (мощности);
- организацию купли-продажи электрической энергии и мощности.

На рынках продаются и покупаются следующие товары: электроэнергия и мощность. Под мощностью понимается уникальный продукт, покупая который субъект оптового рынка имеет право требовать от продавца мощности поддержания готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии в объеме, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника рынка. Генерирующие компании выступают в роли как продавцов, так и покупателей, также на этом рынке действуют коммерческий и системный операторы электроэнергии, сбытовые компании и конечные потребители.

На данный момент в России функционирует *двухуровневая система рынков* электроэнергии и мощности: оптовый и розничный рынок.

На оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) продавцами и покупателями являются генерирующие компании,

операторы экспорта/импорта электроэнергии, сбытовые организации, сетевые компании (в части приобретения электроэнергии для покрытия потерь при передаче), крупные потребители. Субъекты оптового рынка могут выступать в роли как продавцов, так и покупателей электроэнергии и мощности. Для получения статуса участника оптового рынка организация должна удовлетворять требованиям, изложенным в утвержденном постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) и в Договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка⁷.

На оптовом рынке электроэнергии функционируют несколько секторов, различающихся условиями заключения сделок и сроками поставки: сектор регулируемых договоров, сектор свободных договоров, рынок на сутки вперед, балансирующий рынок.

ОРЭМ функционирует на территории регионов, объединенных в ценовые зоны. Ценовая зона оптового рынка – территория, которая определяется правительством Российской Федерации и в границах которой происходит формирование равновесной цены оптового рынка следующим образом: по регулируемым тарифам, которые предназначены для поставок населению, и по нерегулируемым ценам. Регулируемые тарифы определяются Федеральным законом «Об электроэнергетике»⁸ и Правилами оптового рынка. Федеральная антимонопольная служба устанавливает объем поставки электроэнергии и мощности по регулируемым договорам на основе сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии для конкретного производителя.

Первая ценовая зона включает следующие Субъекты Федерации:

Республика Адыгея, Республика Башкортостан, Республика Дагестан, Республика Ингушетия, Республика Калмыкия, Республика Карачаево-Черкессия, Республика Карелия, Республика Марий Эл, Республика Мордовия, Республика Северная Осетия –

⁷ Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

⁸ Федеральный закон от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике».

Алания, Республика Татарстан, Астраханская область, Белгородская область, Брянская область, Владимирская область, Волгоградская область, Вологодская область, Воронежская область, Ивановская область, Кабардино-Балкарская Республика, Калужская область, Кировская область, Кировская область, Костромская область, Краснодарский край, Курганская область, Курская область, Ленинградская область, Липецкая область, г. Москва, Московская область, Московская область, Мурманская область, Нижегородская область, Новгородская область, Оренбургская область, Орловская область, Пензенская область, Пермский край, Псковская область, Ростовская Область, Рязанская область, Самарская область, г. Санкт-Петербург, Саратовская область, Свердловская область, Смоленская область, Ставропольский край, Тамбовская область, Тверская область, Тульская область, Тюменская область, Удмуртская Республика, Ульяновская Область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Челябинская область, Чеченская Республика, Чувашская Республика – Чувашия, Южный энергорайон Пермского края, Ярославская область, Северный энергорайон Томской области.

Вторая ценовая зона (зона Сибири) – территории субъектов Российской Федерации, объединенные во вторую ценовую зону в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода.

В неценовых зонах (Архангельская и Калининградская области, Республика Коми, регионы Дальнего Востока), где по технологическим причинам организация рыночных отношений в электроэнергетике пока невозможна, реализация электроэнергии и мощности осуществляется по особым правилам.

Основными принципами организации оптового рынка являются:

- свободный недискриминационный доступ к участию в оптовом рынке всех продавцов и покупателей электрической энергии, соблюдающих правила оптового рынка и удовлетворяющих требованиям в отношении субъектов оптового рынка, установленным статьей 35 Федерального закона «Об электроэнергетике»;
- свободное взаимодействие субъектов оптового рынка, действующих по правилам оптового рынка, утверждаемым Правительством Российской Федерации;

- свобода выбора субъектами оптового рынка порядка купли-продажи электрической энергии посредством формирования рыночных цен и отбора ценовых заявок покупателей и ценовых заявок продавцов по фактору минимальных цен на электрическую энергию, складывающихся в отдельных ценовых зонах оптового рынка, в соответствии с правилами оптового рынка или посредством заключения двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии;

- учет особенностей участия в оптовом рынке отдельных субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности и (или) производящих электрическую энергию на тепловых, атомных или гидравлических электростанциях;

- взаимодействие субъектов оптового рынка на основе безусловного соблюдения договорных обязательств и финансовой дисциплины;

- обязательность приобретения мощности субъектами оптового рынка в порядке и в случаях, которые установлены Правительством Российской Федерации;

- отсутствие дискриминации в правилах оптового рынка в отношении субъектов оптового рынка, владеющих существующими или новыми объектами электроэнергетики.

В части *регулирования оптового рынка* электроэнергии и мощности в ведении Правительства Российской Федерации находятся следующие вопросы:

- утверждение правил оптового рынка;
- установление правил оказания услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощности;

- утверждение правил заключения и исполнения публичных договоров на оптовом рынке;

- утверждение правил государственного регулирования (пересмотра, применения) тарифов в электроэнергетике, в том числе сроков рассмотрения вопроса об их установлении, исчерпывающего перечня представляемой документации, порядка проведения обязательной экспертизы предложений и коллегиального принятия решений;

- утверждение основ ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, определяющих принципы и методы расчета цен (тарифов) в электроэнергетике;
- установление порядка подачи ценовых заявок субъектами оптового рынка, порядка их отбора и определения равновесной цены оптового рынка с учетом особенностей его ценовых зон;
- определение и изменение границ ценовых зон оптового рынка с учетом технологических и системных ограничений Единой энергетической системы России.

С 2011 г. в пределах ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности регулируемые договоры (РД) заключаются только в отношении объемов электроэнергии и мощности, предназначенных для поставок населению, приравненным к населению группам потребителей, а также гарантирующим поставщикам, контролируемым МРСК Северного Кавказа.

Цены (тарифы) на поставку электрической энергии и мощности *по регулируемым договорам* рассчитываются по определяемым федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов формулам индексации цен. Объемы поставки электроэнергии и мощности по РД устанавливаются в рамках формируемого Федеральной службой по тарифам сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии таким образом, чтобы для включенного в сводный баланс производителя электроэнергии и мощности поставки по РД не превышали 35% от полного объема поставки электрической энергии (мощности) на оптовый рынок, определенного в балансовом решении для соответствующего производителя.

Объемы электроэнергии, не покрываемые регулируемыми договорами, реализуются по нерегулируемым ценам в рамках свободных договоров, рынка на сутки вперед (РСВ) и балансирующего рынка (БР).

В рамках свободных договоров участники рынка самостоятельно определяют контрагентов, цены и объемы поставки.

Самым крупным сегментом оптового рынка электроэнергии является «рынок на сутки вперед», который стал функционировать с 1 сентября 2006 г. Доля объема РСВ в общем объеме рынка составляла более 80%, а стоимость покупки на РСВ составляла

около 60% от стоимости электроэнергии и мощности, купленной на ОРЭМ. Именно здесь реализуется принцип ценообразования, основанный на маржинальном поузловом ценообразовании, учитывающая потери электрической энергии и системные ограничения. В данном случае, «маржинальность» – это формирование цены на уровне наиболее дорогой принятой заявки производителя. Использование узловой расчетной модели позволяет получить значения равновесных цен для каждого узла расчетной модели для каждой точки электрической сети и тем самым сформировать ценовые сигналы для развития энергосистемы. Цена РСВ определяется для каждого из порядка 8000 узлов обеих ценовых зон.

Рынок на сутки вперед (РСВ) представляет собой проводимый коммерческим оператором (ОАО «АТС») конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток.

В процессе отбора на РСВ фиксированным является состав включенного генерирующего оборудования, том числе значения нижнего и верхнего пределов регулирования, а оптимизируемыми переменными для поставщиков является плановый объем производства, для потребителей – плановый объем потребления. Принцип конкурентного отбора ценовых заявок на РСВ наглядно можно проиллюстрировать следующим образом на рис. 1.4.1.

Результат расчета на РСВ используется Системным оператором для планирования электроэнергетического режима, в том числе режимов работы генерирующих и энергопринимающих объектов, на каждый час операционных суток.

Коммерческий оператор при осуществлении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед решает задачу оптимизации, соблюдая баланс мощности, физических ограничений по распределению мощности в электрической сети и других ограничений. После проведения вышеуказанных действий Коммерческий оператор для ценовых заявок на покупку, указывающих только объем электроэнергии, который потребитель готов купить на РСВ, определяет приоритеты их включения в плановое почасовое потребление и выполняет разнесение ценовой заявки по узлам расчетной модели.

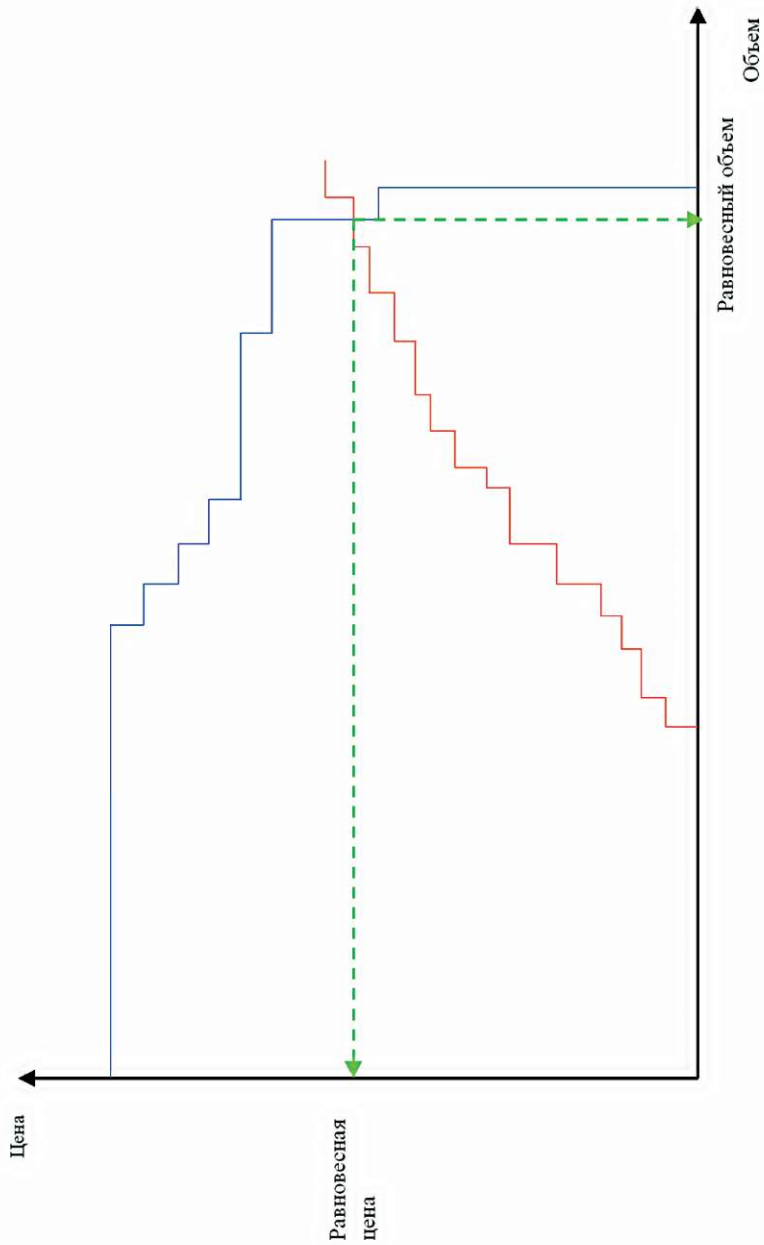


Рисунок 1.4.1. Принцип конкурентного отбора ценовых заявок на РСВ

Однако фактическое потребление неизбежно отличается от планового. Если наблюдается отклонение от планового потребления, то покупка и продажа осуществляется на балансирующем рынке. При этом докупить электроэнергию можно будет только по более высокой цене, а продать по наиболее низкой. Это делается для того, чтобы участники рынка не отклонялись от запланированных объемов производства и потребления. Поскольку баланс производства и потребления должен быть обеспечен в энергосистеме в каждый момент времени, необходимо компенсировать возникающие отклонения в режиме реального времени. Но выявить эти отклонения можно только после снятия приборов коммерческого учета электроэнергии.

Именно чтобы учесть вышеуказанные особенности на рынке электроэнергии организован *балансирующий рынок*.

Торговля отклонениями от планового производства/потребления осуществляется в режиме реального времени на балансирующем рынке. В рамках БР Системный оператор в режиме реального времени управляет объектами генерации для баланса производства и потребления, учитывая актуальные параметры и состояния сетевого и генерирующего оборудования. После по итогам расчетного периода Коммерческий оператор определяет объем и стоимость отклонений в отношении каждого участника оптового рынка.

При этом за каждые 3 часа до часа фактической поставки системный оператор (ОАО «СО ЕЭС») проводит дополнительные конкурентные отборы заявок поставщиков с учетом прогнозного потребления в энергосистеме, экономической эффективности загрузки станций и требований системной надежности. В рамках БР Системный оператор в режиме реального времени управляет объектами генерации для баланса производства и потребления, учитывая актуальные параметры и состояния сетевого и генерирующего оборудования. После, по итогам расчетного периода Коммерческий оператор определяет объем и стоимость отклонений в отношении каждого участника оптового рынка. Принцип конкурентного отбора ценовых заявок на БР наглядно можно проиллюстрировать следующим образом на рис. 1.4.2.

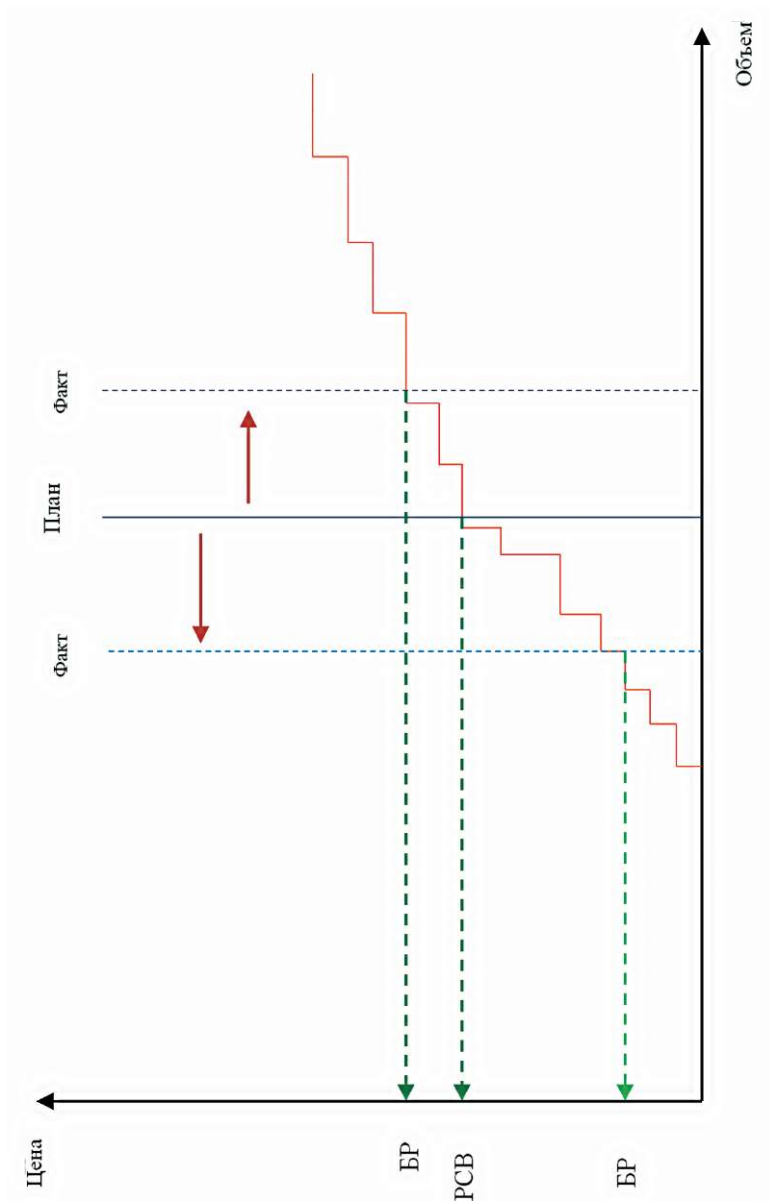


Рис. 1.4.2. Принцип конкурентного отбора ценовых заявок на БР

Под розничным рынком электроэнергии понимается реализация электроэнергии, которая была куплена на оптовом рынке электроэнергии и мощности, и электроэнергия, произведенная генерирующими компаниями, которые осуществляют деятельность только на розничном рынке для поставки конечным потребителям.

Розничный рынок электроэнергии сложен тем, что в нем функционируют немалое количество субъектов, среди которых:

- 1) потребитель, который покупает электроэнергию для конечного потребления своих собственных нужд;
- 2) покупатели электрической энергии, которые приобретают ее с целью перепродажи конечным потребителям;
- 3) производители электроэнергии на розничном рынке, участвующие в производстве электроэнергии;
- 4) исполнители коммунальной услуги;
- 5) гарантирующие поставщики;
- 6) энергосбытовыс, энергоснабжающие организации;
- 7) сетевые организации;
- 8) субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление на розничных рынках (системный оператор и субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах).

Перчисленные выше субъекты розничного рынка осуществляют следующие виды деятельности.

Например, потребители электроэнергии потребляют электроэнергию только для собственных нужд. Они дифференцируются в зависимости от потребляемой мощности, так как имеют разные условия и возможности по выбору системы ценообразования.

Покупатели электроэнергии – это соответственно те, кто покупают электроэнергию для перепродажи ее в дальнейшем.

Исполнители коммунальных услуг – организации в лице управляющей компании, товарищества собственников недвижимости, потребительский кооператив, которые независимо от организационно-правовой формы, обеспечивают предоставление коммунальных услуг потребителям.

Гарантирующий поставщик (ГП), обязанный поставлять электроэнергию по запросу потребителей, находящихся в зоне его деятельности.

Энергоснабжающие организации (ЭСО) – организации, которые осуществляют продажу электроэнергии и ее передачу другим лицам.

Энергосбытовые компании (ЭСК) – организации, которые осуществляют только продажу электроэнергии.

Сетевыми организациями являются предприятия, которые владеют на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, благодаря которым осуществляется передача потребителям электроэнергии. На розничном рынке такие организации помимо обеспечения процесса передачи электроэнергии, приобретают фактические потери в сетях. Сначала сетевые организации имеют право покупать потери у производителей электроэнергии, которые осуществляют свою деятельность на основе возобновляемых источников энергии, которые подключены к данной сетевой организации в установленном законом порядке. Только после может быть выбран ГП, ЭСО либо ЭСК, а для обеспечения почасового учета в отношении объема потерь производитель, который функционирует в ценовых зонах оптового рынка.

В случае если ГП не в состоянии исполнять свои обязанности, его подменяет Территориальная сетевая организация, но только на срок не более 12 месяцев.

1.5. Структура теплоэнергетики России

Обеспечение теплоснабжением в России выходит далеко за пределы решения обычной энергетической задачи. Исключительная социальная и экономическая значимость теплоснабжения заключается в том, что большая часть административных территорий страны находится в климатических зонах низкого температурного фона. Среднегодовая температура в зонах ЕЭС России составляет только около $+4,4^{\circ}\text{C}$. Среднее время отопительного периода на большинстве территорий продолжается половину года, а на севере Европейской части, в Сибири и на Дальнем Востоке до 9 месяцев в году. Средняя температура в осенне-зимний период составляет около $-5,5^{\circ}\text{C}$.

В силу технологических особенностей рынок тепловой энергии тесно связан с другими энергетическими рынками. Газ, уголь, мазут являются, с одной стороны, топливом для ТЭЦ, а с другой стороны – товарами-субститутами для выработки тепловой энергии. Теплоснабжение по расходу первичных топливно-энергетических ресурсов является одним из самых энергозатратных видов экономической деятельности. К тому же техническое состояние и несовершенство теплового хозяйства страны не способствует повышению его энергетической эффективности. Затраты топливно-энергетических ресурсов на теплоснабжение оказывают значительное влияние на энергоемкость отечественной экономики.

Тепловое энергетическое хозяйство России в целом – это множество мелких локальных систем централизованного, децентрализованного, индивидуального отопления, рассредоточенных в поселениях и вблизи промышленных предприятий.

В больших индустриальных городах после развала промышленности СССР остались крупные ТЭЦ, которые ранее были высокорентабельны. При наличии огромных потребностей промышленного производства в паре и теплоте, для отопления общественных и жилых зданий, построенных в прошлом веке с плохой термоизоляцией, а также для покрытия высоких потерь тепла в тепловых сетях, строительство таких ТЭЦ было эффективным инженерным решением советских теплоэнергетиков.

Ретроспективный анализ показывает, что промышленность в конце прошлого века страны значительно сократилась. В результате потребность в тепле и паре, отпускаемых крупными ТЭЦ, резко снизилась. Только за счет сокращения потребления промышленности в 1990-е гг. отпуск тепла от ТЭЦ упал в 1,5 раза (рис. 1.5.1).

Снижению отпуска тепла от ТЭЦ также способствовало сдерживание внутренних цен на природный газ, в связи с чем промышленные и коммунальные предприятия стали одно за другим переходить на собственные газовые котельные. В эквивалентных единицах измерения энергии тепловые электростанции стали отпускать электрической энергии больше, чем тепла. Это означает, что крупные ТЭЦ сократили долю выработки электроэнергии в эффективном теплофикационном режиме.

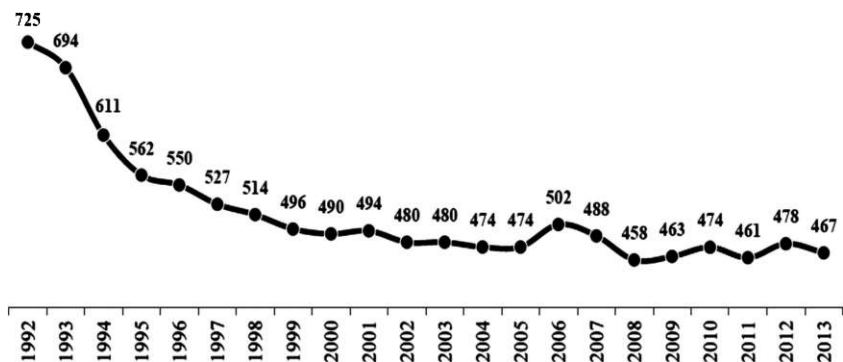


Рис. 1.5.1. Динамика отпуска тепловой энергии от ТЭЦ общего пользования, млн Гкал²
 (Историческая база данных ФГБУ «Российское энергетическое агентство»)

В годы реформ число аварий в системах централизованного теплоснабжения стало быстро расти и к началу 2000-х гг. в расчете на 1 км тепловых сетей увеличилось по сравнению с советским периодом в 100 раз. В связи с регулярными серьёзными авариями на тепловых сетях в конце 1990-х и начале 2000-х гг. в обществе стали распространяться и бытовать мнения о необходимости индивидуализации и децентрализации теплоснабжения. Утверждалось, что советская программа создания больших систем централизованного теплоснабжения была ошибочной и экономически неэффективной.

Подобное движение дало дополнительный толчок массовому строительству в стране мелких газовых котельных, ускоренному росту потребностей коммунального хозяйства в газовом топливе, ограничениям подачи газового топлива на ТЭЦ, что было особенно критично в периоды пиковых нагрузок. Этот процесс получил распространенное название – «котельнизация», в противоположность ранее доминирующему процессу – «теплофикация».

В структуре производственных мощностей тепловой энергетики сегодня действуют 512 ТЭЦ, 2,7 тыс. котельных мощностью свыше 20 Гкал/ч и около 71,1 тыс. котельных мощностью до 20 Гкал/ч. Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчис-

лении составляет около 172 тыс. км. Больше всего тепловых мощностей (ТЭЦ и котельных) сосредоточено в Центральном, Приволжском и Сибирском федеральных округах.

Средний коэффициент использования установленной тепловой мощности котельных практически не меняется и остаётся низким – в среднем по году 17%, а в отопительный период – 29÷30%. Основными потребителями тепла в стране являются промышленность и население. На них приходится свыше 85% всех поставок тепловой энергии.

Важно отметить, что только около 30% электроэнергии, отпускаемой тепловыми электростанциями страны, вырабатывается в теплофикационном режиме, остальной объем – в конденсационном режиме.

По данным Росстата в последние годы доля потерь тепла в тепловых сетях продолжала увеличиваться и достигла 11,8%. Это связано с большим числом аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях.

Крупные теплоснабжающие организации работают на грани самоокупаемости с нулевой рентабельностью, а теплосетевые организации превратились в центры образования убытков. Регулярная индексация тарифов на тепло не оказывает позитивного действия, поскольку в последние годы ощутимо снизилась платежеспособность потребителей. По данным Росстата объем задолженности организаций ЖКХ за услуги теплоснабжения в 2019 г. составил 476 млрд руб. и ежегодно увеличивался темпами от 10%.

В настоящее время наибольший темп роста инвестиций приходится на сектор производства теплоэнергии, а деятельность по передаче и распределению теплоэнергии переживает спад инвестиций. Распространение современных технологий – например, труб в полипропиленовой изоляции, сильфонных компенсаторов, автоматики, насосов с частотно-регулируемым приводом, индивидуальных тепловых пунктов и т.д. идет слишком малыми темпами из-за недостатка финансирования. Основными источниками инвестиций в теплоэнергетике служит амортизация, нераспределенная прибыль и бюджетные средства. Отметим, что многие предприятия отрасли остаются в государственной и муниципальной собственности. При этом в муниципальных предприятиях

амортизация как источник отсутствует, в общем объеме инвестиций доминируют бюджеты регионов. В муниципальной коммунальной энергетике (муниципальные котельные и распределительные тепловые сети) бюджетные средства – основной источник капитальных вложений, которые в основном используются на подготовку к очередной зиме.

Структура собственности предприятий теплоэнергетики за последние пять лет практически не изменилась. Только четверть предприятий находится в частной собственности, остальные в государственной и муниципальной собственности. Кроме котельных, работающих в системах централизованного теплоснабжения, для отопления и горячего водоснабжения зданий используется около 155 тыс. индивидуальных, малых газовых отопительных котлов мощностью от 0,001 Гкал/ч и менее, которые установлены в школах, детских садах, лечебно-оздоровительных учреждениях, учреждениях культуры, коммунальных учреждениях, студенческих общежитиях, и т.д.

Одна из серьезных проблем отрасли состоит в том, что основные объекты теплофикации находятся в зоне внимания разных федеральных, региональных и муниципальных органов исполнительной власти. Крупные ТЭЦ – в сфере внимания Минэнерго России. Котельные и тепловые сети – в сфере ответственности Минстроя России, муниципальных властей и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации. ТЭЦ мощностью менее 25 МВт, которые составляют основу распределенной генерации электрической и тепловой энергии на территориях, остаются без специального внимания.

Около 70% генерирующих мощностей электроэнергетики – тепловые электрические станции, сжигающие ископаемое органическое топливо. Половина из них – действующие теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Многие тепловые электростанции, построенные в последнее десятилетие, имеют потенциальную возможность полезной утилизации остаточного тепла пара и уходящих газов котлов и турбин для теплоснабжения многоквартирных домов, общественных учреждений и предприятий, но по разным причинам не делают этого. В 2003 г., когда был принят закон № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», вопросы, связанные с законодательством,

регулирующим теплоснабжения от ТЭЦ, работающих в режиме комбинированной выработки электроэнергии и тепла, были отнесены на будущее и вынесены за рамки данного закона. В результате, несмотря на то, что в балансе электрогенерирующих мощностей страны тепловые электростанции составляют около 70%, приоритет был отдан в пользу реформирования только рынка электроэнергии.

Вместе с тем, в мире в период после нефтяного кризиса 1970-х гг. идея централизации теплоснабжения на основе использования когенерации электричества и тепла стала активно поддерживаться и развиваться, особенно в странах Скандинавии – в Дании и Финляндии. Рынок электроэнергии скандинавских стран (Nord Pool), где значительно холоднее, чем в США и Великобритании, и в отдельных странах (Дания, Финляндия) присутствует значительная доля тепловых электростанций, вырабатывающих электричество и тепло в комбинированном цикле, работает по иным принципам, чем электрические рынки Великобритании и отдельных штатов США.

Наконец в июле 2010 г. был принят специальный федеральный закон №190-ФЗ «О теплоснабжении». В результате отношения, связанные с теплоснабжением потребителей, в которых принимают участие тепловые электростанции, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (теплоэлектроцентрали, или ТЭЦ), а также особенности государственного регулирования цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, оказались в поле регулирования двух независимых друг от друга федеральных законов – №35-ФЗ «Об электроэнергетике» и № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Важным событием, оказавшим негативное воздействие на развитие теплофикации, стал запуск в 2011 г. рынка мощности на оптовом рынке электроэнергии. По результатам конкурентного отбора мощности, проведенного в соответствии с новыми правилами, для ТЭЦ, отнесённых к так называемым «вынужденным генераторам» утверждены специальные высокие цены на мощность. Согласно Правилам нового рынка мощности «электростанция

(генерирующий объект), поставляющая мощность в вынужденном режиме» – это электростанция (генерирующий объект), с использованием которой осуществляется поставка мощности на оптовый рынок в период необходимости поддержания данного объекта в работоспособном состоянии для обеспечения допустимых режимов работы ЕЭС России».

Таким образом, значительная часть эффективных отопительных ТЭЦ общего назначения попала в состав так называемых «вынужденных генераторов», и продолжают вытесняться котельными с территориальных рынков тепловой энергии.

Анализ эффективности использования топлива на новых парогазовых установках, введенных в рамках механизма ДПМ, показывает, что коэффициент полезного использования топлива у них складывается на одном уровне или даже ниже, чем на замещаемых ими старых паросиловых энергоблоках. Это вызвано тем, что практически все вновь построенные ПГУ и ГТУ не несут тепловой нагрузки и либо не отпускают тепло потребителям, либо их тепловая нагрузка очень мала. Например, на Сочинской ТЭС (конденсационная ПГУ) коэффициент полезного использования топлива равен 48%, на Джубгинской ГТУ-ТЭС – 42%, а на Калининградской ТЭЦ-2, имеющей в составе блок ПГУ-450Т и незначительный отпуск тепла – 52%. На новых электростанциях с ПГУ-блоками, где имеются достаточные объемы отпуска тепла потребителям ТЭЦ, коэффициент полезного использования топлива существенно выше. Например, в ТГК-1 на блоках ПГУ Первомайской ТЭЦ-14 – 66%, Правобережной ТЭЦ-5 – 73%, Южной ТЭЦ-22 – 68%.

В последние годы отмечены положительные тенденции роста коэффициента полезного использования топлива (КПИТ) на тепловых электростанциях и составляет примерно 54,5%. Этот рост вызван не столько ростом доли теплофикации, сколько вводом новых парогазовых установок и увеличением выработки электроэнергии на них. При наращивании отпуска тепла от ТЭЦ этот показатель рос бы быстрее.

Таким образом, актуальной становится задача реформирования сферы теплоснабжения и создания локальных рынков тепловой энергии.

В октябре 2014 г. распоряжением Правительства Российской Федерации №1949-р от 02.10.2014 утвержден план мероприятий («дорожная карта») «Внедрение целевой модели рынка тепловой энергии». Реализация «дорожной карты» направлена на системное решение накопившихся проблем в сфере теплоснабжения, принципиальное изменение системы отношений и модели ценообразования в сфере теплоснабжения. В результате этих преобразований предусмотрено формирование новой институциональной среды, которая позволит провести либерализацию отношений в сфере теплоснабжения на принципах конкуренции с альтернативными способами теплоснабжения, перейти от прямого ценового регулирования к регулированию правил организации отношений в сфере теплоснабжения и государственному контролю за деятельностью теплоснабжающих и теплосетевых организаций, создать условия для привлечения частных инвестиций в сферу теплоснабжения, снизить административное и регуляторное давление на бизнес с повышением его ответственности перед потребителями.

В ноябре 2014 г. постановлением Правительства «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. №1075» уточнены правила распределения удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки, согласно которым в случае, если нормативы удельного расхода условного топлива на очередной расчетный период регулирования не утверждены для целей тарифного регулирования, указанные нормативы принимаются органом регулирования как минимальные значения из среднегодовых фактических значений удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии за три предшествующих периода.

Остается проблемой недостаточная координация между рынками электроэнергии и тепла, отмечаются низкие темпы внедрения механизма концессии. Выделим ряд особенностей, усложняющих взаимодействие рынков тепловой энергии с рынками электроэнергии.

Первая – отсутствие конкуренции между производителями тепловой энергии в связи с техническими особенностями.

В подавляющем большинстве случаев производители работают на свою локальную сеть, которая может быть соединена с другой локальной сетью с помощью аварийных перемычек. Существует всего несколько десятков систем, где на одну тепловую сеть работают несколько производителей – чаще всего это одна или две ТЭЦ и несколько котельных. Однако нет ни одного города, где в ближайшей перспективе система технологически и организационно могла бы быть подготовлена к организации конкуренции между источниками тепла. Соответственно условия для конкуренции между производителями тепловой энергии практически отсутствуют, и работа любого производителя жестко завязана на режим работы потребителей. Для большинства городов в обозримой перспективе рынок тепловой энергии по-прежнему будет оставаться монопольным, соответственно сохранится тарифное регулирование на этих рынках.

Вторая особенность – высокая доля зависимой схемы присоединения потребителей. При создании систем централизованного теплоснабжения в основном применялась зависимая схема присоединения потребителей. Это означает, что теплоноситель из тепловых сетей поступает непосредственно в теплопотребляющее оборудование потребителя, а после его использования возвращается в обратную тепловую сеть.

Третья особенность – высокая доля открытых схем теплоснабжения. Примерно в половине российских городов система теплоснабжения, в целях экономии средств, создавалась как открытая. Это означает, что часть теплоносителя, после отработки в отопительной системе здания, используется затем в целях горячего водоснабжения и далее сливается в канализацию, т.е. не возвращается к производителю тепловой энергии. Это требует дополнительных затрат в источнике тепла на подготовку и подогрев воды, создает значительную неустойчивость режимов работы системы и существенно усложняет поддержание качества поставляемого тепла. Стратегическим направлением является «закрытие» системы. Как правило, это уже поэтапно осуществляется в крупных городах.

Также необходимо отметить, что перекрестное субсидирование тарифов на тепловую энергию существенно снизило

заинтересованность промышленных предприятий в покупке тепла в централизованных системах теплоснабжения. В связи с этим наблюдался масштабный процесс создания или восстановления собственных источников тепла. Одновременно произошло снижение доли отпускаемого от ТЭЦ пара почти в 2 раза. Этот процесс значительно ухудшил экономические показатели централизованных систем теплоснабжения и крупных источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, поскольку постоянные затраты на содержание оборудования не снизились, а удельные затраты в расчете на 1 Гкал отпущенного тепла увеличились.

Большинство крупных городов России с населением более 500 тыс. человек имеют мощные ТЭЦ, а так же большое количество котельных, принадлежащих различным собственникам, причём часто они находятся в зоне действия ТЭЦ. В городах с населением от 100 до 500 тыс. человек также работают ТЭЦ небольшой электрической мощности (10–40 МВт) и значительно большей тепловой мощности за счёт пиковых котлов, работающих в базовом режиме. Теплоснабжение подавляющего числа небольших поселений и малых городов осуществляется от котельных.

Зачастую котельные, первоначально строившиеся как пиковые для будущего подключения к ТЭЦ, работают в базовом режиме, так как принадлежат иным собственникам, которые заинтересованы в их максимальной загрузке в ущерб потребителю. В то же время общий потенциал роста отпуска тепла от ТЭЦ за счёт вытеснения дорогих котельных составляет не менее 10–11%, что может снизить стоимость тепла для потребителей на 5–10%.

В связи с этим одной из важнейших задач является создание такой системы принятия решений в сфере теплоснабжения, которая обеспечила бы прозрачность принятия решений по загрузке действующих тепловых мощностей. В некоторых случаях принимаются несоответствующие решения, несмотря на прямое требование закона при реконструкции тепловых систем переключать тепловые нагрузки от котельных к ТЭЦ.

Развитие систем теплоснабжения должно осуществляться в наиболее эффективных направлениях с точки зрения долгосрочных интересов потребителей, а на рынках с участием источников

комбинированной выработки электроэнергии и тепла – с учетом эффективного развития рынка электроэнергии.

В целом, следует отметить тенденции положительных изменений в сфере теплоснабжения. Это связано с усилением внимания к этой сфере со стороны государства, проводимыми мероприятиями по разработке, утверждению и актуализации схем теплоснабжения городских поселений, повышенным вниманием к отрасли со стороны общественности и средств массовой информации.

Контрольные вопросы и задания

1. Что является объектом изучения экономики энергетики?
2. По какому признаку классифицируются виды энергии?
3. Какова цель построения энергетической цепи? Какой показатель можно определить, используя эту модель?
4. Назовите виды генерирующих установок электроэнергетической отрасли.
5. Определите технологические особенности энергетического производства.
6. Перечислите виды топливно-энергетических ресурсов, их основные характеристики.
7. Опишите структуру рынка электроэнергии в России.
8. Опишите структуру оптового рынка электроэнергии и мощности.
9. Назовите участников оптового и розничного рынка электроэнергии?
10. Объясните механизм ценообразования для оптового и розничного рынка.
11. Какие энергосистемы входят в ЕЭС РФ?
12. Каким образом обеспечивается единство управления режимами отдельных энергосистем России?
13. В чем состоит эффективность когенерации?

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ

2.1. Понятие и классификация капитальных вложений

Для создания новых, а также для расширения или реконструкции существующих предприятий требуются материальные, денежные и трудовые ресурсы. Они необходимы для проведения строительно-монтажных работ, приобретения технологического оборудования, установления транспортных связей, закупки инвентаря и т.п.

Капитальные вложения – это инвестиции в основной капитал (прежде всего в основные производственные фонды), в том числе затраты на новое строительство, расширение, модернизацию, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские работы и другие затраты во внеоборотные активы.

Новое строительство – это строительство зданий, сооружений, предприятий, осуществляемое на новых площадках по утвержденному проекту.

К *расширению действующего предприятия* относится строительство по новому проекту вторых и последующих очередей существующего предприятия, дополнительных производственных комплексов и производств. Расширение предприятия приводит обычно к увеличению его производственной мощности в более короткие сроки и при меньших затратах по сравнению с созданием аналогичных мощностей вследствие нового строительства.

Модернизация – это мероприятия, обеспечивающие частичное техническое улучшение в отдельных элементах оборудования.

Реконструкция – это осуществляемое по единому проекту полное или частичное переоборудование и переустройство производства с заменой морально устаревшего и физически изношенного оборудования. Это приводит к повышению уровня механизации и автоматизации производства, ликвидации «узких мест», что обеспечивает увеличение объема выпускаемой продукции с

меньшими удельными затратами и сроками, чем при строительстве новых или расширении действующих предприятий.

В энергетике реконструкция предполагает мероприятия, изменяющие условия и назначение работы энергоблока (например, переход на другой вид топлива, сооружение газотурбинных надстроек, перевод из конденсационного в теплофикационный режим).

Техническое перевооружение ведется без расширения имеющихся производственных площадей в соответствии с планом технического развития предприятия в целях повышения технического уровня и улучшения технико-экономических показателей агрегатов и установок. При этом обычно требуются меньшие материальные затраты и более короткие сроки по сравнению с расширением производства.

Техническое перевооружение основного оборудования электростанций осуществляется путем замены действующего оборудования на модернизированное, технически более совершенное, в том числе с повышенными параметрами пара и использующее другой тип генерации. Конкретные подходы к техническому перевооружению тепловых электростанций (при прочих равных условиях) зависят от функционального назначения этих электростанций (конденсационные или теплофикационные) и вида основного топлива.

Расширение и техническое перевооружение ведет к улучшению условий труда.

На практике используются три способа организации строительных и монтажных работ:

– *подрядный*, когда в качестве основного исполнителя выступает подрядчик – специализированная строительная организация, которая работает на основе договоров, несет ответственность за качество выполненной работы, за сроки и организацию строительства. Подрядчик иногда может приглашать для выполнения специальных работ субподрядчика;

– *хозяйственный*, когда заказчику выгодно организовать собственную строительную базу и вести строительство собственными силами;

– *смешанный*, когда крупные работы ведет подрядчик, а мелкие осуществляются собственными силами.

Средства на строительство и реконструкцию отвлекаются из хозяйственного оборота и не приносят экономической выгоды до момента ввода объектов в эксплуатацию. Поэтому необходимо проводить точные технико-экономические расчеты для определения соотношений между средствами, направляемыми на строительство новых объектов и вкладываемыми в уже действующие, а также используемыми на завершение начатых строек и строительство новых объектов.

Капитальные вложения K_{Σ} можно классифицировать по ряду признаков.

1. По влиянию района сооружения капитальные вложения подразделяют на стоимость оборудования $K_{об}$ и стоимость строительно-монтажных работ $K_{смр}$.

В зависимости от типа электростанций и энергетического оборудования структура капитальных вложений различна (табл. 2.1.1).

Таблица 2.1.1

Структура капиталовложений в энергетике

Тип энергопредприятия	Капитальные вложения, %	
	$K_{об}$	$K_{смр}$
Тепловые электростанции	40	60
Атомные электростанции	60	40
Гидроэлектростанции	20	80
Электрические сети (с подстанциями) 35 кВ и выше	35	65

2. По участию в технологическом процессе капитальные вложения делятся на активные $K_{акт}$ (затраты, непосредственно связанные с производством продукции) и пассивные $K_{пасс}$ (затраты, которые обеспечивают нормальные условия эксплуатации оборудования при выпуске продукции).

Структура капитальных вложений тем качественнее, чем больше доля оборудования (активной части).

3. В зависимости от влияния величины установленной мощности капитальные вложения делятся на постоянные $K_{пост}$

(почти не зависящие от величины установленной мощности объекта, например стоимость сооружения дорог, средств связи, коммуникаций, систем отопления и освещения) и переменные $K_{\text{пер}}$ (зависящие от типа, единичной мощности и количества установленных агрегатов).

Одним из основных технико-экономических показателей являются удельные капитальные вложения, которые рассчитываются как отношение суммарных капитальных вложений K_{Σ} к установленной мощности станции $N_{\text{уст}}$, руб/кВт:

$$k_{\text{уд}} = \frac{K_{\Sigma}}{N_{\text{уст}}} = \frac{K_{\text{пост}}}{N_{\text{уст}}} + \frac{K_{\text{пер}}}{N_{\text{уст}}} = k_{\text{пост}} + k_{\text{пер}}, \quad (2.1.1)$$

где $k_{\text{пост}}$ – удельные постоянные капитальные вложения, руб/кВт;

$k_{\text{пер}}$ – удельные переменные капитальные вложения, руб/кВт.

При увеличении установленной мощности электростанции удельные капитальные затраты сначала снижаются (причем переход к все большим мощностям ведет к относительно меньшим снижениям удельных капитальных затрат), а далее начинают увеличиваться.

Это является результатом влияния двух факторов, действующих в противоположных направлениях:

- уменьшение доли условно-постоянных затрат, приходящихся на единицу установленной мощности;
- увеличение затрат, вызванных усложнением конструкций, использованием более высоких начальных параметров пара, более качественных материалов с ростом установленной мощности, удорожание транспортных связей.

При сооружении объектов могут использоваться различные источники финансирования:

1) собственные финансовые ресурсы: прибыль; амортизационные отчисления; средства, полученные от продажи акций, паевых и иных взносов;

2) заемные средства: банковские кредиты, коммерческие кредиты, облигационные займы;

3) привлеченные средства государственных субсидий, средств внебюджетных фондов, средств иностранных инвесторов.

2.2. Проектирование объектов энергетики

Капитальное строительство каждого нового объекта носит практически индивидуальный характер и ведется в новых условиях, на новой строительной площадке: большое влияние на процесс строительства оказывают местные условия (геологические, топографические, климатические и др.), особенно это относится к гидроэлектростанциям. Поэтому для строительства, каждого генерирующего энергообъекта и ЛЭП разрабатывают проект – техническая проектная документация в полном объеме. Исключения составляют объекты, выполняемые по типовым проектам для практически одинаковых объектов при небольшой их установленной мощности.

Проектирование энергообъектов ведется специальными проектными организациями – проектными институтами.

В общем случае для разработки документации на строительство зданий и сооружений установлен следующий порядок:

- 1) предпроектная документация;
- 2) схема развития и размещения отраслей промышленности (далее – «схемы»);
- 3) технико-экономическое обоснование (ТЭО) строительства крупных и сложных предприятий и сооружений;
- 4) технико-экономические расчеты (ТЭР) по технически сложным зданиям и сооружениям;
- 5) проектная документация;
- 6) рабочий проект для технически сложных объектов, возводимых преимущественно по типовым и повторно применяемым проектам;
- 7) проект и рабочая документация для крупных и сложных предприятий и сооружений.

Для крупных объектов выделяют следующие стадии проектирования:

- предпроектная стадия – обоснование инвестиций;
- проект – технико-экономическое обоснование и рабочая документация.

Обоснование инвестиций предусматривает:

- 1) анализ конъюнктуры рынка и народнохозяйственная необходимость;

- 2) номенклатуру продукции и потребителей;
- 3) место строительства, условия эксплуатации;
- 4) сырьевые источники;
- 5) энергоснабжение;
- 6) социальную сферу;
- 7) оценка воздействия на окружающую среду;
- 8) укрупненную оценку сметной стоимости объекта;
- 9) проект бизнес-плана.

Технический проект (проектное задание) состоит из следующих основных частей:

- 1) технико-экономической;
- 2) технологической;
- 3) строительной;
- 4) генерального плана;
- 5) организации строительства;
- 6) сметно-финансовой.

Рабочая документация включает в себя чертежи и уточненную сметную стоимость.

Прежде чем переходить к изложению особенностей определения стоимости строительства энергетических объектов на различных стадиях проектирования, целесообразно сформулировать несколько общих положений:

- каждому этапу или стадии проектирования соответствует конкретная задача в достаточно длительном процессе разработки проекта энергообъекта;
- нарастающие от стадии к стадии степень достоверности исходных данных, глубина и детальность проектных разработок;
- уменьшающийся от стадии к стадии период между разработкой документации по проекту и моментом его практической реализации.

В этих условиях одним из главных требований к способам определения стоимости строительства становится обеспечение соответствия между характером проектных проработок на той или иной стадии, их достоверностью и детальностью, и подобными же характеристиками сметно-нормативной базы, предназначенной для вычисления стоимости.

Проектирование энергообъектов осуществляется в два этапа: 1 этап – предпроектный; 2 этап – проектный.

Предпроектный этап. На предпроектном этапе рассматриваются тенденции развития отрасли, оценка конъюнктуры рынка и выявляется потребность в электроэнергии и тепловой нагрузке. Схема развития отрасли используется для анализа потребности и экономической целесообразности создания данного объекта. Рассматриваются развитие энергосистемы в связи с созданием нового объекта, строительство сопряженных объектов – тепловых сетей, линий электропередач (ЛЭП), а также вопросы топливно-энергетического и электроэнергетического балансов. Проводятся технико-экономические расчеты по выбору энергообъектов и места их размещения, мощности, определяется его приблизительная стоимость. В результате принимается решение о создании (строительстве) объекта, в соответствии с которым заказчик передает все данные в специальные проектные организации. На основании этих материалов составляется бизнес-план.

Проектный этап. Проектирование осуществляется в одну или две стадии. Если объект небольшой мощности и при проектировании могут быть использованы типовые решения, то проектирование ведется в *одну стадию*. При этом создается технорабочий проект. Применение типовых или повторных проектов значительно ускоряет и удешевляет проектные и конструкторские работы, сокращают сроки строительства. Типовым называется утвержденный проект, предназначенный для многократного использования при строительстве одинаковых объектов. Он содержит полный комплект рабочих чертежей с пояснительной запиской, спецификациями на оборудование и ведомостями необходимых материалов, данными об объемах работ и прочими сведениями для проведения строительно-монтажных работ. В случае применения типового проекта на конкретном объекте требуется привязка рабочих чертежей к местным условиям строительной площадки.

В основном энергообъекты проектируются в *две стадии*.

Первая – разработка (составление) технического проекта, в котором рассматриваются вопросы местоположения объекта (станции) и отдельных ее сооружений, мощность и сроки ввода по

очередям, предполагаемый режим работы, состав и тип оборудования, топливоснабжение и водоснабжение, транспортные коммуникации, организация строительства и методы производства работ и т.д. Решаются технические вопросы с экономической точки зрения: общая стоимость строительства и технико-экономические показатели станции. В конце составляется смета – свод затрат на создание объекта.

Вторая – разработка рабочих чертежей, где происходит увязка оборудования со строительно-монтажной площадкой. В результате формируется уточненная смета.

Руководящие нормативные материалы для проектирования

1. Строительные нормы и правила (СНиП), состоящие из четырех частей:

1) содержит нормативные данные о параметрах и областях применения материалов, изделий, конструкций и оборудования для строительства;

2) содержит нормы строительного проектирования;

3) содержит нормативные данные по организации и технологии строительного производства;

4) содержит сметные нормы по всем видам строительномонтажных работ.

2. Нормы технологического проектирования (раздельно для тепловых, гидро- и атомных электростанций, электрических и тепловых сетей и др. объектов). В нормах содержатся рекомендации по наиболее важным вопросам проектирования энергетических объектов, с учетом особенностей технологического оборудования.

3. Стандарты на технологическое оборудование и строительные материалы.

4. Типовые проекты организации эксплуатации.

Кроме того, при проектировании учитываются требования правил технической эксплуатации (ПТЭ), правила устройств электротехнических установок (ПУЭУ), санитарные нормы и правила, правила устройств безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и сосудов, работающих под давлением, противопожарные правила и др.

Все проекты до их утверждения проходят отраслевую экспертизу, в которой принимают участие представители эксплуатационных, строительных и монтажных организаций.

2.3. Сметная стоимость строительства

Стоимость строительства определяется его сметой. Смета или сметно-финансовый расчет (СФР) – документ, характеризующий предел допустимых затрат на сооружение объекта. В сметах на строительство определяются денежные, трудовые и материальные затраты, необходимые для выполнения определенного объема строительного-монтажных работ.

Смета является основным документом, по которому производятся расчеты между заказчиком и подрядчиком, ведется финансирование строительства. Сметы до их утверждения согласовываются с подрядными организациями и передаются им до начала строительства.

Сметы разделяют на *объектные*, содержащие расчет объемов работ и затрат на строительные работы, приобретение оборудования и его монтаж по отдельным объектам строительного комплекса и *сводные*, которые составляются на основе объектных смет.

Сводная смета к техническому проекту содержит две части (раздел А – капиталовложений в промышленное строительство и раздела Б – капиталовложений в объекты непроизводственного назначения – жилищного и гражданского строительства). Первая часть состоит из девяти глав, в ней отражены все затраты на создание объекта, начиная с затрат на подготовку территории строительства, заканчивая затратами на благоустройство территории построенного объекта. Вторая часть включает три главы, отражающие затраты на подготовку кадров для будущего предприятия, содержание дирекции, затраты на научно-исследовательские работы (табл. 2.2.1). По каждой главе отдельно отражается стоимость: общая, строительного-монтажных работ, оборудования, приспособлений и производственного инвентаря. В конце каждой сметы указываются непредвиденные

расходы. Если смета составляется на первом этапе – величина непредвиденных расходов большая, на втором этапе – непредвиденные расходы составляют 3–5% от суммы затрат по сводной смете. В результате учета непредвиденных расходов определяют полную сметную стоимость объекта.

Таблица 2.2.1

Структура сметы технического проекта раздела А

Раздел	Номер главы	Содержание главы
А	глава 1	подготовка территории строительства
	глава 2	объекты основного производственного назначения;
	глава 3	объекты подсобного и обслуживающего назначения
	глава 4	объекты энергетического хозяйства;
	глава 5	объекты транспортного хозяйства и связи
	глава 6	внешние сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплофикации, газификации
	глава 7	благоустройство и озеленение территории предприятия
	глава 8	временные здания и сооружения (на период строительства);
	глава 9	прочие работы и здания
	глава 10	содержание дирекции строящегося предприятия и авторский надзор
	глава 11	подготовка эксплуатационных кадров
	глава 12	проектные и изыскательские работы

В главу 1 включаются средства, связанные с отводом и освоением застраиваемой территории.

В главы 2, 4–7 – объекты, чей перечень соответствует наименованиям глав.

В главу 3 для промышленного строительства включаются здания ремонтно-технических мастерских (гидроцех, электроцех), заводоуправлений, проходные, складские помещения.

В главу 8 – средства на возведение временных зданий и сооружений, необходимых для обеспечения производственных нужд строек, а также размещения и обслуживания работников строительства.

В главу 9 – затраты, не учтенные в сметных нормативах, на основе которых составлены сметы, и которые определяются не для одного какого-нибудь сооружения, а в целом по стройке. Перечень и объем этих затрат зависит, прежде всего, от природно-экономических условий района строительства и они тем больше, чем сложнее эти условия.

Для электростанций с наличием в составе их водохранилищ (например, при возведении ГЭС) предусматривается глава 13, в которой учитываются работы и затраты по созданию водохранилища.

Затраты по разделу Б – на создание фондов непромышленного назначения (жилищное, гражданское и коммунально-бытовое строительство), связанные со строительством данного производственного комплекса, выделяются в отдельную смету. Затраты на создание производственно-технической базы строительной индустрии стройки учитываются отдельно за счет специальных средств, выделяемых на развитие строительной индустрии в стране и оснащение механизмами строительных организаций. Эти затраты определяются в процентах (10–12%) от суммы затрат по главам 1–12.

По итогам сметы указываются возвратные суммы, получаемые в процессе строительства и после завершения его (ликвидная часть стоимости временных зданий и сооружений, амортизационные отчисления по этим сооружениям и др.).

Для определения сметной стоимости используются сметные нормативы – сметные нормы на строительные работы; прейскуранты на оборудование; ценники на монтаж оборудования; единичные расценки – нормативы, характеризующие сметную стоимость единицы строительных работ и включающие стоимость материалов, заработную плату рабочих, затраты на эксплуатацию используемых механизмов, нормы накладных расходов.

Стоимость типовых строительных работ определяется по единичным районным расценкам (ЕРЕР), в которые вносятся поправки, вытекающие из конкретных условий строительства (они отражены в ЕРЕР поправочными коэффициентами). В ЕРЕР не

учтены затраты на транспорт материалов, которые зависят от расстояния между карьером и строительной площадкой. Для учета затрат на транспорт материалов к ЕРЕР также вносятся поправки. Если для какого-либо вида работ расценки отсутствуют, то создаются индивидуальные расценки.

Для расчетов на предварительной стадии проектирования применяют укрупненные показатели стоимости (УПС). УПС – это стоимость укрупненных единиц объемов работ или отдельных конструкций, позволяющих получить сметную стоимость всех работ без калькуляции стоимости всех строительных процессов. В УПС на строительные работы в качестве удельных измерителей принимаются: 1 куб. м здания, 1 кв. м площади, 1 км наружных трубопроводов и т.д. По оборудованию в УПС измерителями являются: агрегат, турбина, трансформатор, кран, комплект и т.д.

В УПС указываются базисные цены, т.е. стоимость изделий без стоимости транспорта и заготовительных операций. Местная расценка (Π_m) определяется на основании базисной (Π_b) с учетом ряда поправок. Виды поправок, их значения и учет рассматриваются в соответствующих разделах по ТЭС, ГЭС и электросетевым предприятиям. Стоимость группы однотипных работ определяется по формуле:

$$K = \Pi_m \cdot U, \quad (2.2.1)$$

где U – объем работ в единицах, для которых определена Π_m .

Сметную стоимость можно подразделить на составляющие:

$$K_{см} = K_{об} + K_{смр} + K_{пир} + K_{пр} + D, \quad (2.2.2)$$

где $K_{об}$ – сметная стоимость оборудования;

$K_{смр}$ – стоимость строительно-монтажных работ;

$K_{пир}$ – стоимость проектно-изыскательских работ;

$K_{пр}$ – прочие расходы; D – доход строительной организации.

В стоимость оборудования включается оптовая цена (Π_o) и транспортные расходы ($\Pi_{тр}$):

$$K_{об} = \Pi_o + \Pi_{тр}. \quad (2.2.3)$$

Стоимость строительно-монтажных работ (СМР) может быть определена по формуле:

$$K_{\text{СМР}} = I_{\text{мз}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{сзо}} + I_{\text{накл}} + I_{\text{пр}}, \quad (2.2.4)$$

где $I_{\text{мз}}$ – материальные затраты (55%), определяемые на основе СНИП, ценников;

$I_{\text{зн}}$ – затраты на зарплату строительных рабочих (15%);

$I_{\text{сзо}}$ – затраты на эксплуатацию строительных машин (10%);

$I_{\text{накл}}$ – накладные расходы (около 16%);

$I_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

В свою очередь накладные расходы складываются из составляющих:

$$I_{\text{накл}} = I_{\text{адм}} + I_{\text{обсл}} + I_{\text{ТБ}} + I_{\text{жк}} + I_{\text{непроизв}} + I_{\text{пр}}, \quad (2.2.5)$$

где $I_{\text{адм}}$ – административные расходы, включающие расходы на заработную плату административно-управленческого персонала, амортизацию и ремонт административных зданий, канцелярские и другие расходы;

$I_{\text{обсл}}$ – расходы по обслуживающим производствам;

$I_{\text{ТБ}}$ – расходы по охране труда и технике безопасности;

$I_{\text{жк}}$ – расходы по жилищно-коммунальному хозяйству;

$I_{\text{непроизв}}$ – непроизводственные расходы;

$I_{\text{пр}}$ – прочие накладные расходы.

Капитальные вложения в строительный комплекс связаны со сметными затратами следующим соотношением:

$$K = K_{\text{см}} - K_{\text{возв}} - \sum(\alpha \cdot K_{\text{смеж}}) + K_{\text{буд}} + K_{\text{пред}} + S_{\text{min об.ср}}, \quad (2.2.6)$$

где $K_{\text{возв}}$ – средства на организацию строительства, приобретение строительных материалов, которые могут по окончании строительства данного объекта частично использоваться на других стройках; составляют 10–20% от сметных затрат;

$K_{\text{смеж}}$ – стоимость отдельных объектов, входящих в общий комплекс сооружений, используются не только данным предприятием, но и служат для других целей (водохранилище, железные и шоссейные дороги и др.);

α – доля смежных затрат, относящихся к другим объектам;
 $K_{буд}$ – капитальные затраты будущих периодов;
 $K_{пред}$ – затраты на предшествующие строительству работы (геологоразведочные, проектные);
 $S_{min об.ср}$ – минимально необходимый размер оборотных средств для сдачи объекта в эксплуатацию.

Важно отметить, что энергетика – это отрасль большой капиталоемкости. Размер капиталовложений в энергетические установки и их структура зависят от многих факторов: типа оборудования и его мощности; числа и параметров устанавливаемых агрегатов; применяемых схем технологических связей.

На стоимость строительства энергообъектов оказывают также влияние местные условия строительства (климат, степень освоенности, развитие средств связи, транспорта и пр.). Это влияние учитывается территориальными коэффициентами, которые в Европейской части РФ колеблются от 1 до 1,09, для средних условий Сибири и Средней Азии от 1,04 до 1,11, наконец, для отдельных районов Крайнего Севера от 1,2 до 1,5 и выше.

Как видим, на стоимость энергетического объекта оказывает влияние большое число факторов. В связи с этим удельные капиталовложения разнятся в значительных пределах. Особое влияние на них оказали проводимые в стране реформы и связанные с ними инфляционные процессы.

2.4. Методы расчета капитальных затрат в энергетические объекты

В проектных организациях разработаны укрупненные показатели стоимости (УПС) капитальных вложений, отнесенные на один энергоблок или котел и турбину в отдельности, с указанием доли затрат на оборудование и строительно-монтажные работы (СМР).

Рассмотрим методы определения капитальных вложений в различные объекты энергохозяйства предприятия при использовании укрупненных показателей: определение суммарных капиталовложений на основе сметной стоимости и использование показателя удельных капиталовложений.

1. Блочные электростанции

$$K_{эс} = (K_1 + \sum K_{ii}) \cdot (\alpha_{смп} \cdot C_p + \alpha_{об}) \cdot C_T \cdot C_{инф}, \quad (2.3.1)$$

где $K_1, \sum K_{ii}$ – капитальные вложения соответственно в первый и последующий агрегаты;

$\alpha_{смп}; \alpha_{об}$ – доля затрат на строительные-монтажные работы и оборудование;

C_p, C_T – коэффициенты, учитывающие район сооружения и вид топлива;

$C_{инф}$ – коэффициент-дефлятор по основным средствам, который учитывает изменение стоимости от базового года к текущему.

Затраты, связанные с установкой первого агрегата выделены отдельно, так как они выше, чем для последующих агрегатов. Это определяется тем, что для ввода первого агрегата необходимо произвести целый ряд затрат, которые являются общими для этого агрегата и последующих (подъездные пути, подготовка площадки, устройства связи и водоснабжения, часть главного корпуса и др.).

Удельные капитальные затраты в данный объект представляют собой отношение суммарных капитальных вложений в электростанцию $K_{эс}$ к установленной мощности объекта N , руб/ед. мощности:

$$k_{уд} = \frac{K_{эс}}{N}. \quad (2.3.2)$$

2. Промышленные котельные

$$K_{пк} = (K_{2к} + \sum K_{пki}) \cdot (\alpha_{смп} \cdot C_p + \alpha_{об}) \cdot C_T \cdot C_{инф}, \quad (2.3.3)$$

где $K_{2к}$ – капитальные затраты в первые два котла;

$\sum K_{пki}$ – капитальные затраты в i -е последующие котлы.

Удельные капитальные затраты в промышленные котельные определяются как отношение суммарных капитальных затрат к номинальной паропроизводительности котельной $D_q^н$, [руб/(т/ч)]:

$$k_{уд} = \frac{K_{пк}}{D_q^н}. \quad (2.3.4)$$

3. Тепловые сети

$$K_{\text{ТС}} = k_{\text{уд,ТС}} \cdot L \cdot D \cdot C_{\text{р}}, \quad (2.3.5)$$

где $k_{\text{уд,ТС}}$ – удельные капитальные вложения на единицу материальной характеристики тепловой сети (под материальной характеристикой понимается произведение диаметра трубопровода и длины тепловой сети);

L – длина тепловой сети;

D – диаметр трубопровода.

4. Теплообменные аппараты

Затраты на изготовление и монтаж теплообменного аппарата зависят от его типа, массы, вида использованного материала, массы, диаметра труб и толщины их стенок. Приблизительно капитальные затраты на теплообменные аппараты могут быть подсчитаны по формулам:

- кожухотрубчатые теплообменники:

$$K_{\text{ТО}} = (\beta_1 + \beta_2 \cdot \gamma_1 + \beta_3) \cdot G; \quad (2.3.6)$$

- секционные теплообменники:

$$K_{\text{ТО}} = (\beta_4 \cdot \gamma_2 + \beta_3) \cdot G, \quad (2.3.7)$$

где G – масса теплообменного аппарата, т;

β_1, β_2 – коэффициенты, зависящие от массы, вида материала и диаметра труб, руб/т;

β_3 – коэффициент, учитывающий затраты на монтаж, руб/т;

β_4 – коэффициент, зависящий от массы и материала, руб/т;

γ_1 – поправка на отношение массы труб к массе аппарата;

γ_2 – поправка на диаметр труб и толщину стенок.

5. Водоподготовительные установки (ВПУ)

$$K_{\text{ВПУ}} = k_{\text{ВПУ}} \cdot G_{\text{ч}} \cdot C_{\text{инф}}, \quad (2.3.8)$$

где $k_{\text{ВПУ}}$ – удельные капитальные вложения в ВПУ;

$G_{\text{ч}}$ – часовая производительность ВПУ

6. Электрические сети

$$K_{эс} = K_{лэп} - K_{п.ст}, \quad (2.3.9)$$

где $K_{лэп}$ – суммарные капиталовложения в сооружение линий электропередач (ЛЭП) с учетом порядка подвески цепей, тыс. руб.;

$K_{п.ст}$ – суммарные капиталовложения в понижающие подстанции, тыс. руб.

Стоимость сооружения ЛЭП $K_{лэп}$ определяется ее основными параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями:

$$K_{лэп} = K_{0лэп.баз} \cdot k_{зон} \cdot k_{усл} \cdot k_{деф} \cdot L_{лэп} + K_{доп.т}, \quad (2.3.10)$$

где $K_{0лэп.баз}$ – удельные капитальные затраты на сооружение воздушных линий электропередач, проходящих по равнинной местности;

$L_{лэп*i*}$ – длина участков трассы, проходящих в разных условиях (горах, районах промышленной застройки, болотах, поймах рек и т.п.);

$k_{зон}$, $k_{усл}$ – зональный коэффициент, учитывающий изменение стоимости устанавливаемого оборудования в зависимости от региона установки;

$k_{усл}$ – повышающий коэффициент усложняющих условий строительства.

$K_{доп.т}$ – дополнительная стоимость транспортировки грузов, перевозимых для строительства ЛЭП, учитывается если расстояние перевозок более 20 км по железной дороге и более 5 км по трассе.

Если ЛЭП сооружается на одноцепных опорах и идут две параллельные цепи, то стоимость электропередачи увеличивается вдвое.

Капитальные затраты на сооружение подстанций определяются составом оборудования:

$$K_{пс} = K_{тр\Sigma} + K_{ру\Sigma} + K_{доп\Sigma} + K_{пост}, \quad (2.3.11)$$

где $K_{тр\Sigma}$, $K_{ру\Sigma}$, $K_{доп\Sigma}$ – капитальные вложения, соответственно, в ячейки трансформаторов, ячейки распределительных устройств (выключателей) и в дополнительное оборудование (суммарная стоимость устанавливаемых на подстанции шунтирующих реакторов, токоограничивающих реакторов, батарей конденсаторов, синхронных компенсаторов и линейных регулировочных трансформаторов);

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции (благоустройство территории, мастерские, лаборатории, диспетчерские пункты и др.).

Суммарные капиталовложения в однотипные трансформаторы, устанавливаемые на подстанции, определяются в зависимости от их номинального напряжения и номинальной мощности по УПС понижающих трансформаторов $K_{тр.баз}$.

$$K_{тр\Sigma} = K_{тр.баз} \cdot k_{зон} \cdot k_{усл} \cdot n_T, \quad (2.3.12)$$

где n_T – количество однотипных трансформаторов.

Суммарные капиталовложения в распределительные устройства складываются из стоимости распределительных устройств каждого класса напряжения.

Суммарные капиталовложения в дополнительное оборудование определяется аналогично суммарным капиталовложениям в трансформаторы подстанции по выражению (2.3.12) в зависимости от номинального напряжения, номинальной мощности и типа используемого дополнительного оборудования по УПС соответствующей единицы оборудования.

Постоянная часть затрат определяется аналогично суммарным капиталовложениям в трансформаторы подстанции по выражению (2.3.12) в зависимости от номинального напряжения распределительных устройств подстанции и схемы распределительного устройства высшего напряжения по УПС постоянной части затрат.

7. Сушильные аппараты

Затраты на изготовление и монтаж сушильных аппаратов зависят от типа, производительности по испаренной влаге, материала (использованного для изготовления аппаратов), серийности производства и др.

Приближенно капитальные затраты на центробежную распылительную сушилку с коническим днищем, изготавливаемую из стали 12Ч18Н10Т, могут быть определены по выражению:

$$K \approx \gamma_1 \cdot v^{\gamma_2}, \quad (2.3.13)$$

где v – внутренний объем сушильной камеры, м^3 ;

γ_1, γ_2 – коэффициенты.

Съем испаренной влаги с 1 м^3 рабочего объема распылительной сушилки в зависимости от свойств перерабатываемого продукта изменяется в пределах 5,4...20,0 $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{час})$ и составляет в среднем 10,0 $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{час})$.

С переходом на крупнотоннажные распылительные сушилки удельные капитальные затраты, относимые к 1 м^3 объема сушилки, снижаются и составляют:

$$k_{\text{уд}} = \frac{K}{v} = \frac{\gamma_1}{v^{1-\gamma_2}}. \quad (2.3.14)$$

8. Установки разделения воздуха

Основными факторами, определяющими капитальные затраты на изготовление и монтаж установок разделения воздуха, являются состав продуктов разделения воздуха, их количество, давление, агрегатное состояние, концентрация. Такое большое количество различных параметров может быть объективно учтено в производительности установки на основе использования эксергетического анализа.

Эксергия характеризует работоспособность вещества и представляет собой максимальную работу, полученную при его обратимом переходе из состояния с определенными параметрами в состояние равновесия с окружающей средой.

Приближенно капитальные затраты в установки разделения воздуха могут быть вычислены по формуле:

$$K \approx k_{уд} \cdot V, \quad (2.3.15)$$

где $k_{уд}$ – удельные капитальные затраты, руб/кВт;

V – производительность установки, кВт.

Увеличение количества установок в цехе разделения воздуха приводит к снижению удельных капитальных затрат, главным образом, за счет строительных работ. Использование резервных установок позволяет увеличить число часов работы основного оборудования (до 8760 ч/год) при некотором повышении удельных капитальных затрат.

Основные способы повышения эффективности капиталовложений в объекты энергохозяйства:

1) обеспечение согласованного срока ввода в эксплуатацию предприятий-изготовителей и предприятий-потребителей продукции, а также объектов жилищно-коммунального и культурно-бытового назначения;

2) увеличение мощностей на действующих предприятиях путем их расширения, реконструкции, внедрения передовой технологии, модернизации и замены устаревшего оборудования и других мероприятий, позволяющих повысить выпуск продукции с меньшими затратами и в более короткие сроки по сравнению с новым строительством;

3) сооружение экономически оправданных объектов большой мощности с установкой на них агрегатов большой единичной мощности, комбинированных энергетических и энерготехнологических агрегатов;

4) сооружение эффективных безотходных производств, обеспечивающих сохранение окружающей среды;

5) использование рациональных видов топлива, возобновляемых энергетических ресурсов и энергоносителей;

6) типизация отдельных элементов и сооружений в целом;

7) повышение уровня заводской готовности оборудования, строительных конструкций, уровня индустриализации строительства;

8) улучшение качества проектов и сокращение сроков их разработки.

Контрольные вопросы и задания

1. Охарактеризуйте основные этапы проектирования энергообъектов.

2. Назовите источники финансирования капиталовложений.

3. Охарактеризуйте виды смет и состав показателей сметы.

4. Чем отличаются сметные затраты от капитальных вложений?

5. Что такое укрупненные показатели стоимости?

6. Как проводить расчет капитальных затрат по укрупненным показателям стоимости?

7. Как изменяются удельные капиталовложения при увеличении установленной мощности станции?

8. Назовите пути повышения эффективности капиталовложений.

ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОКОМПАНИИ

3.1. Состав и структура основных средств

Для осуществления производственно-хозяйственной деятельности энергопредприятиям необходимы внеоборотные и оборотные средства, которые составляют денежные и вещественные средства предприятия.

Для ведения производственного процесса энергопредприятию необходимы средства производства; для организации процессов заготовления и сбыта нужны денежные средства. Классификация средств энергопредприятий показана на рис. 3.1.1.

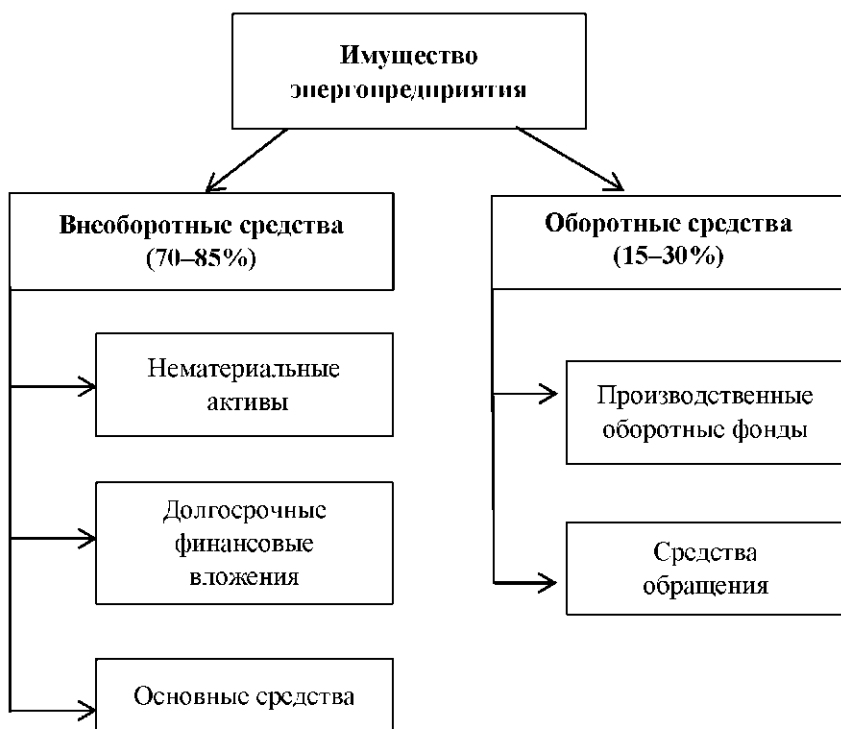


Рис. 3.1.1. Структура имущества энергопредприятия

К внеоборотным средствам относятся основные средства, нематериальные активы (НМА) и долгосрочные финансовые вложения (ДФВ). Характерной чертой основных средств является долговременный характер их использования. Основные средства могут быть предназначены для ведения производственного процесса и для обслуживания социальных потребностей работников предприятия (непроизводственные основные средства).

Оборотные средства переносят свою стоимость на произведенную и реализованную продукцию в течение одного хозяйственного цикла, оборота. Они используются как в сфере производства (производственные оборотные средства), так и в сфере обращения.

Основные и оборотные средства, используемые для выпуска продукции, составляют производственные средства предприятия.

Для энергетической отрасли характерен высокий удельный вес основных средств производства. Это связано со значительной капиталоемкостью энергетических объектов.

Основные средства – это стоимость материализованных средств труда, используемых в производственном процессе. Для них характерны следующие свойства.

1. Участвуя в производственном процессе, они сохраняют свою натуральную форму.
2. Многократно используются в течение всего срока службы.
3. В процессе производства основные средства переносят свою стоимость на стоимость продукции по частям по мере износа.
4. Возмещение их стоимости происходит постепенно по мере реализации продукции.

В зависимости от основного назначения и характера выполняемых функций **основные средства** подразделяются на ряд групп и имеют для энергопредприятий следующую примерную структуру.

1. Здания производственно-технические, служебные и другие;
2. Сооружения (водопроводные, гидротехнические, канализационные и др.);
3. Передаточные устройства (электросети, теплосети, трубо- и газопроводы).
4. Машины и оборудование в том числе:
 - силовые машины и оборудование;

- рабочие машины и оборудование;
 - измерительные и регулирующие приборы и устройства;
 - вычислительная техника.
5. Транспортные средства.
 6. Инструмент со сроком службы более одного года.
 7. Производственный и хозяйственный инвентарь.
 8. Прочие основные средства.

В составе основных средств учитываются земельные участки, объекты природопользования, находящиеся в собственности организации.

Структура основных средств зависит от вида предприятия, отрасли промышленности, климатических и геологических условий.

Примерную структуру основных фондов характеризуют показатели табл. 3.1.1.

Таблица 3.1.1

**Ориентировочная структура
промышленно-производственных основных фондов
в промышленности, %**

Отрасли промышленности	Здания	Сооружения	Передающие устройства	Силовые машины и оборудование	Рабочие машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие основные фонды	Всего
Вся промышленность	29	20	11	8	27	2	3	100
Электроэнергетика	13	17	34	33	1	1	1	100
Химия и нефтехимия	34	15	12	3	31	2	3	100
Черная металлургия	29	19	7	4	37	3	1	100
Машиностроение и металлообработка	42	8	4	3	36	2	5	100

Для энергетики характерен высокий удельный вес силовых машин и оборудования ($\approx 30\%$) и передаточных устройств ($\approx 30\%$), из-за протяженности линий электропередач. Такая же структура и для промышленной энергетики, но несколько ниже удельный вес передаточных устройств, так как тепловые сети не имеют большой протяженности. Для машиностроения – высок удельный вес зданий, рабочих машин и оборудования ($\approx 40\%$).

Основные средства разделяются на активные и пассивные. *Активные средства* связаны непосредственно с производством продукции. *Пассивные* – создаются с целью обеспечения нормальной работы оборудования и людей. Оборудование является активной частью средств труда, а здания и сооружения – пассивной. С повышением мощности энергооборудования растет доля активной части.

Основные средства могут быть производственного и непроизводственного назначения. К производственным относятся средства, которые непосредственно участвуют в производственном процессе (машины, оборудование) и создают условия для нормального осуществления производственного процесса (здания, сооружения, передаточные устройства). В качестве непроизводственных основных средств рассматриваются жилье, медицинские, спортивно-оздоровительные сооружения и другие учреждения, обеспечивающие социальные нужды работников предприятия и числящиеся на балансе предприятия.

Учет и планирование основных средств. Виды стоимостных оценок

Учет и планирование основных средств ведется в натуральной и денежной форме.

Натуральные измерители служат для определения технического состава и мощности оборудования, его состояния и возрастной структуры. Для этого проводится ежегодная инвентаризация основных средств и периодическая паспортизация.

Стоимостная форма учета необходима для определения общей стоимости основных средств предприятия, установления их износа, начисления амортизации, расчета издержек производства, прибыли и рентабельности.

Существует несколько видов денежной оценки основных средств. Различают:

- первоначальную стоимость;
- восстановительную стоимость;
- балансовую стоимость;
- изношенную стоимость;
- остаточную стоимость;
- ликвидационную (ликвидную) стоимость.

Первоначальная стоимость – это стоимость, по которой основные средства приобретались.

Чтобы привести к сопоставимости стоимости средств, созданных в разные периоды времени, используется восстановительная стоимость, которая присваивается фондам после проведения переоценки. После переоценки в учете и отчетности, при начислении износа и при проведении экономического анализа используется *восстановительная стоимость* основных средств.

Восстановительная стоимость рассчитывается путем умножения соответствующего коэффициента на балансовую стоимость каждого вида средств, числящихся на учете на дату переоценки.

$$K_{\text{в}} = \sum \beta_i K_{\text{б}i}, \quad (3.1.1)$$

где β_i – коэффициент переоценки по i -й группе основных средств;

$K_{\text{б}i}$ – балансовая стоимость по i -й группе основных средств;

n – количество групп основных средств.

Стоимость, по которой основные средства числятся на балансе предприятия, называется *балансовой стоимостью*. Балансовая стоимость предприятия меняется при введении новых средств и списании изношенных, отслуживших свой срок службы. Для расчета основных технико-экономических показателей предприятия используют усредненное значение – *среднегодовую балансовую стоимость основных средств* ($K_{\text{ср.г}}$).

$$K_{\text{ср.г}} = K_{\text{б}} + K_{\text{н}} (T_{\text{н}}/T_{\text{г}}) - K_{\text{выв}} (1 - T_{\text{выв}}/T_{\text{г}}), \quad (3.1.2)$$

где $K_{\text{б}}$ – балансовая стоимость основных средств на начало года;

$K_{\text{н}}$ – балансовая стоимость вновь вводимых средств;

T_n – период эксплуатации вновь введенных основных средств в течение года;

T_r – рассматриваемый период времени (год);

$K_{\text{выб}}$ – балансовая стоимость выбывших за год средств;

$T_{\text{выб}}$ – период эксплуатации выбывших основных средств в течение года.

В процессе эксплуатации основные средства изнашиваются. Износ может измеряться в процентах или в стоимостном выражении. Процент износа ($I_{\%}$) может быть определен как произведение нормы амортизации ($N_{\text{ам}}$) на срок эксплуатации (T_3) основных средств:

$$I_{\%} = N_{\text{ам}} \cdot T. \quad (3.1.3)$$

Норма амортизации зависит от срока полезного использования основных средств.

С января 2002 г. все амортизируемое имущество разделено на 10 групп, в которых устанавливается минимальный и максимальный срок полезного использования. В этих пределах организация устанавливает срок полезного использования для каждого объекта. Определить, к какой группе относится основное средство можно определить с помощью классификатора основных средств (КОФ), который утвержден Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.02 г.

Изношенная стоимость (списанная в виде износа) находится по формуле:

$$K_{\text{изи}} = K_б \cdot I_{\%} / 100. \quad (3.1.4)$$

При проведении экономического анализа используют и *остаточную стоимость* основных средств ($K_{\text{ост}}$). Остаточная стоимость, это часть стоимости основных средств, которая еще не перенесена на произведенную продукцию. Остаточная стоимость определяется как разница между первоначальной стоимостью и суммой износа.

$$K_{\text{ост}} = K_б - K_{\text{изи}} = K_б (1 - N_{\text{ам}} \cdot T_3 \cdot 10^{-2}). \quad (3.1.5)$$

При ликвидации основные средства могут быть полностью или частично реализованы. Стоимость реализации отработавших и демонтированных основных средств называется ликвидной или *ликвидационной стоимостью* ($K_{лик}$).

3.2. Износ основных средств

Износом называется постепенная утрата основными средствами их стоимости в процессе функционирования. Различают физический износ, моральный, социальный и экологический.

Физический износ характеризуется ухудшением технико-экономических показателей работы оборудования. Физический износ бывает двух видов: эксплуатационный – вызванный активной работой оборудования и естественный – под воздействием внешних факторов, не связанных с эксплуатацией (старение резины, коррозия).

Физический износ происходит неравномерно, отдельные части машин служат разное время. Для периодической замены износившихся деталей используют капитальный ремонт.

Износ может быть определен на основе экспертной оценки технического состояния основных средств.

Моральный износ выражается в обесценивании средств труда до окончания их физического срока службы в результате создания новых более производительных и экономически выгодных видов оборудования.

Различают *моральный износ 1-го рода*, когда появляется точно такое же оборудование по более низкой цене. И *моральный износ 2-го рода*, когда на рынке появляется оборудование того же назначения, но с улучшенными технико-экономическими характеристиками, более экономичное.

Социальный износ основных средств наступает в случае использования техники, не соответствующей современным социальным требованиям (вызывающей профессиональные заболевания, имеющей недостаточный уровень автоматизации производства и т.д.).

Экологический износ наступает, если основные средства не соответствуют современным требованиям охраны окружающей среды.

Процесс постепенного перенесения стоимости изношенной части основных средств на производимую продукцию с целью образования фонда денежных средств для последующего полного или частичного их восстановления называется **амортизацией**.

Различают *линейный* и *нелинейный* **методы начисления амортизации**. При *линейном, пропорциональном, методе* амортизация определяется нормой, которую можно определить по формуле:

$$H_a = \frac{K_b \cdot K_{лик}}{K_b T_{сл}} = \frac{K_b}{K_b T_{сл}} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (3.2.1)$$

где H_a – норма амортизационных отчислений, %;

K_b – балансовая стоимость основных средств, руб.;

$K_{лик}$ – ликвидная стоимость основных средств, руб.;

$T_{сл}$ – срок службы основных средств.

Ежегодные амортизационные отчисления производятся по расчетам предприятия для каждого вида фонда в зависимости от срока полезного использования основных средств.

Размер амортизационных отчислений можно определить из выражения:

$$I_{ам} = \frac{K_b}{T_{сл}} = \frac{1}{T_{сл}} K_b = H_a K_b . \quad (3.2.2)$$

По истечении срока службы сумма амортизационных отчислений становится равной первоначальной стоимости средств с учетом всех переоценок, т.е. заканчивается цикл перенесения стоимости на произведенную продукцию.

Так как основные средства подразделяются на активные и пассивные, очевидно, что активные фонды изнашиваются интенсивнее, чем пассивные, и потому норма их амортизации больше. В промышленной энергетике доля активных средств соотносится с пассивными как 3:1 или 4:1. Это требует постоянного

обновления основных фондов, особенно их активной части, часто с опережением темпов обновления оборудования в основном производстве.

При наличии ликвидной стоимости сумма амортизационных отчислений ($\Sigma I_{ам}$) за срок службы составит:

$$\Sigma I_{ам} = K_б - K_{лик} , \quad (3.2.3)$$

где $K_{лик}$ – ликвидная стоимость основных средств.

При нелинейном методе сумма начисленной за месяц в отношении объекта амортизируемого имущества, амортизация определяется как произведение остаточной стоимости объекта амортизируемого имущества и нормы амортизации, определенной для данного объекта.

Норма амортизации при нелинейном методе определяется по формуле:

$$H_a = (2/n) \cdot 100\% , \quad (3.2.4)$$

где H_a – норма амортизации в процентах к остаточной стоимости, применяемая к данному объекту амортизируемого имущества;

n – срок полезного использования данного объекта имущества, выраженный в месяцах.

При этом с месяца, следующего за месяцем, в котором остаточная стоимость амортизируемого объекта достигнет 20% от первоначальной (восстановительной) стоимости этого объекта, амортизация по нему исчисляется в следующем порядке:

- остаточная стоимость в целях начисления амортизации фиксируется как базовая стоимость для дальнейших расчетов;
- сумма начисленной за месяц амортизации в отношении данного объекта определяется путем деления базовой стоимости данного объекта на количество месяцев, оставшихся до истечения срока полезного использования данного объекта.

В некоторых случаях могут применять в отношении своего имущества ускоренные нормы амортизации.

3.3. Показатели эффективности использования основных средств

Доля основных средств в общем объеме производственных фондов составляет 70% и более, поэтому эффективность их использования определяют экономические результаты работы предприятия.

Для характеристики эффективности использования основных средств служит такой показатель как **фондоотдача** или **коэффициент оборачиваемости основных средств**, который определяется как отношение выручки от реализации продукции (O_p) к среднегодовой балансовой стоимости основных средств ($K_{ср.г}$):

$$F_o = \frac{O_p}{K_{ср.г}} \quad (3.3.1)$$

Коэффициент оборачиваемости основных средств характеризует способность предприятия производить и реализовывать продукцию на основе имеющихся средств труда.

Показателем, обратным фондоотдаче, является **фондоёмкость**, характеризующая стоимость основных средств, вложенную с целью получения рубля реализованной продукции.

$$F_e = \frac{K_{ср.г}}{O_p} \quad (3.3.2)$$

Можно заметить, что повышение фондоотдачи возможно при увеличении объема реализованной продукции на имеющемся оборудовании.

Характеристикой основных средств, приходящихся на одного работника, является **коэффициент фондовооруженности**, который показывает какая стоимость основных средств находится на вооружении одного рабочего:

$$F_B = \frac{K_{ср.г}}{n}, \quad (3.3.3)$$

где $K_{ср.г}$ – среднегодовая стоимость основных средств энергопредприятия;

n – численность промышленно-производственного персонала.

Коэффициент фондовооруженности зависит от типа оборудования, вида используемого топлива, масштаба производства, уровня автоматизации. Для энергетики характерен высокий уровень коэффициента фондовооруженности.

3.4. Показатели использования энергетического оборудования

Повышение эффективности использования основных средств энергопредприятий неразрывно связано с режимом эксплуатации основного энергетического оборудования. Для характеристики использования оборудования и его рабочей мощности существует система коэффициентов:

- коэффициент экстенсивного использования оборудования ($\beta_{э}$);
- коэффициент интенсивного использования оборудования ($\beta_{и}$);
- коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), (промышленности выделяют интегральный коэффициент $\beta_{инт}$);
- число часов использования установленной мощности ($h_{у}$).

Первые два показателя характеризуют использование оборудования с разных сторон: по времени нахождения в работе и по загрузке установленной мощности.

Коэффициент экстенсивного использования оборудования представляет собой отношение фактического времени работы ($T_{ф}$) и календарного ($T_{к}$):

$$\beta_{э} = \frac{T_{ф}}{T_{к}} \leq 1, \quad (3.4.1)$$

$$T_{ф} = T_{к} - \sum t_{пр}, \quad (3.4.2)$$

где $\sum t_{пр}$ – время простоя оборудования, которое складывается для электростанций из времени ремонта и времени на ликвидацию аварий (в промышленности в целом еще учитывается нерабочее время, в случае, если предприятие работает в одну или две смены).

Чем больше $\beta_{э}$, тем эффективнее работает оборудование. Увеличение коэффициента экстенсивности можно добиться за

счет снижения времени нахождения в простое. Повышение этого коэффициента для энергетического оборудования возможно при сокращении времени простоя оборудования в ремонте и удлинении межремонтных периодов.

Коэффициент интенсивного использования оборудования определяется по формуле:

$$\beta_{\text{и}} = \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{уст}}} \leq 1, \quad (3.4.3)$$

где $N_{\text{ср}}$ – средняя загруженная мощность оборудования;

$N_{\text{уст}}$ – установленная мощность оборудования.

Росту коэффициента интенсивности способствуют совершенствование производства и внедрение новой технологии, автоматизация и цифровизация производственных процессов.

Для энергетических объектов этот коэффициент зависит от технических параметров оборудования, состава, вида используемого топлива, экологических характеристик.

Последние два показателя комплексно характеризуют степень использования оборудования.

Коэффициент использования установленной мощности – это отношение годовой выработки электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{г}}$ к максимальной выработке \mathcal{E}_{max} , которая может быть получена при работе оборудования в течении всего года (8760 часов) и 100% загрузке мощности. Этот показатель может быть определен как произведение экстенсивного и интенсивного коэффициентов:

$$\text{КИУМ} = \frac{\mathcal{E}_{\text{г}}}{\mathcal{E}_{\text{max}}} = \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{уст}}} \cdot \frac{T_{\text{ф}}}{T_{\text{к}}} = \beta_{\text{и}} \cdot \beta_{\text{э}}. \quad (3.4.4)$$

Число часов использования установленной мощности оборудования. Этот показатель, в отличие от рассмотренных выше, выражается не в относительных единицах, а в часах. Он определяется как отношение годовой выработки электроэнергии (теплоты) к установленной электрической (тепловой) мощности энергооборудования:

$$h_{\text{уст}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{г}}}{N_{\text{уст}}}. \quad (3.4.5)$$

Число часов использования установленной мощности показывает такое количество часов, которое требуется для производства на данном энергооборудовании электроэнергии, равной фактической годовой выработке при условии постоянной работы на полной установленной мощности. Для электростанций, работающих в разных режимах, этот показатель имеет следующие значения, ч/год:

1) для станций, работающих в базовом режиме,

$$h_{уст} = 6500 \div 7000 \text{ (крупные КЭС, ТЭЦ);}$$

2) для станций, работающих в полупиковом режиме,

$$h_{уст} = 4500 \div 6500 \text{ (ТЭЦ, крупные ГЭС);}$$

3) для станций, работающих в пиковом режиме

$$h_{уст} = 3000 \div 4500.$$

Повышение эффективности использования основных средств можно достигнуть путем их технического совершенствования, оптимизацией состава, структуры и режимов использования, а так же сокращением простоев оборудования.

3.5. Производственные мощности промышленной энергетики

Основные производственные фонды определяют мощность (производительность) энергетических объектов на промышленном предприятии, исчисляемую в кВт и МВт для электроэнергетических объектов, в т/ч для пара и Гкал/ч для теплоты, в Гкал/ч для холода, в м³/ч для сжатого воздуха, газов и для воды.

Производственная мощность – это потенциальная способность предприятия (цеха, участка, рабочего места) производить максимальное количество определенной продукции или выполнять определенный объем работ в течение определенного периода времени (часа, года) при условии:

- а) применения самой передовой технологии;
- б) должного технического оснащения;
- в) полного устранения аварий;
- г) необходимого материально-технического обеспечения;

д) обеспеченности производственным и необходимым управленческим персоналом;

е) полного использования рабочего времени.

Большинство энергетических мощностей исчисляются за 1 ч, и энергетическая производительность зависит от объема и мощности, требуемых потребителем.

Установленная мощность – суммарная паспортная мощность энергетического оборудования.

Рабочая мощность – мощность, с которой оборудование может работать при максимальной нагрузке потребителя.

Диспетчерская мощность – мощность, заданная диспетчерским графиком нагрузки.

Рабочая мощность отличается от установленной на величину ограничений, возникающих вследствие износа оборудования и его неспособности развивать прежнюю, запроектированную мощность, а также с учетом мощностей, выведенных в ремонт. Отношение рабочей мощности к установленной называется коэффициентом эффективного использования установленной мощности $K_э$. Этот коэффициент характеризует состояние обслуживаемого оборудования и свидетельствует о правильном и регулярном ремонтном обслуживании:

$$K_э = \frac{N_{уст} - N_{огр} - N_{рем}}{N_{уст}}, \quad (3.5.1)$$

где $N_{огр}$ – ограничения установленной мощности вследствие износа оборудования;

$N_{рем}$ – мощность, выведенная в ремонт.

В промышленной энергетике применяют также понятие коэффициент резерва $K_{рез}$, который равен отношению максимальной (запроектированной) часовой нагрузки к установленной мощности энергетического объекта; при этом ограничения мощности, как правило, не учитываются:

$$K_{рез} = \frac{P_{max}}{N_{уст}}, \quad (3.5.2)$$

где P_{max} – максимальная часовая нагрузка потребителя (с учетом потерь в сетях и собственных нужд энергообъекта).

Для объектов «большой» энергетики понятие резерва (обычно резерва электрической мощности) связано с разностью рабочих и диспетчерских мощностей. Эти резервы классифицируются

по готовности к несению нагрузки:

– холодный резерв, когда оборудование простаивает и необходимо некоторое время для его включения в работу;

– горячий (или вращающийся) резерв, когда оборудование находится в работе (недогруженное или на холостом ходу) и готово в любой момент к несению нагрузки;

по назначению:

– нагрузочный, необходимый для покрытия возрастающей нагрузки;

– аварийный – для замещения мощности оборудования, которое может аварийно выйти из строя,

– ремонтный – для замещения ремонтируемого оборудования,

– народнохозяйственный – для покрытия нагрузок вновь вводимых потребителей.

В промышленной энергетике, где энергоснабжение гораздо менее централизовано, имеются все виды резервов, кроме народнохозяйственного.

Контрольные вопросы и задания

1. Дайте определение понятия «основные средства».
2. Какие свойства характерны для основных фондов энергопредприятия?
3. Назовите виды денежной оценки основных средств.
4. Перечислите на какие группы подразделяются основные средства предприятия.
5. Какие показатели использования оборудования по времени работы и по мощности вы знаете?
6. Дайте определение понятию «производственная мощность». Какие показатели мощности используются в энергетике?
7. Перечислите и охарактеризуйте основные показатели использования производственных фондов и мощностей?

ОБОРОТНЫЙ КАПИТАЛ ЭНЕРГОКОМПАНИИ

4.1. Состав и структура оборотных средств

Для производства продукции и ее реализации наряду с основными фондами необходимы оборотные средства.

Под *оборотными средствами* понимают стоимостное выражение предметов труда, которые целиком потребляются в одном производственном цикле, полностью переносят свою стоимость на изготавливаемый продукт и требуют постоянного воспроизводства в натуральной форме.

Оборотные средства состоят из производственных оборотных фондов и фондов обращения (рис. 4.1.1). Оборотные фонды обеспечивают производственный процесс, фонды обращения обслуживают сферу обращения.

Состав оборотных фондов

- Производственные запасы – предметы труда, подготовленные для запуска в производственный процесс; включают сырье, основные и вспомогательные материалы, топливо, горючее, покупные полуфабрикаты и комплектующие изделия, тара и тарные материалы, запасные части для ремонта, инструменты (ПР).

- Незавршенное производство и полуфабрикаты собственного изготовления – предметы труда, вступившие в производственный процесс: материалы, детали, узлы и изделия, находящиеся в процессе обработки или сборки, полуфабрикаты собственного изготовления, не законченные полностью производством в одних цехах предприятия, подлежащие дальнейшей обработке в других цехах (НП).

- Расходы будущих периодов – элементы оборотных фондов, включающие затраты на подготовку и освоение новой продукции, которые производятся в данном периоде, но относятся на продукцию будущего периода (затраты на конструирование и разработку технологии новых видов изделий, перестановку оборудования) – (РБ).

- Малоценный и быстроизнашивающийся инвентарь, инструменты (срок службы менее 1 года) (МБ).

Фонды обращения – часть оборотных средств, не участвующая непосредственно в процессе производства продукции. Основное назначение состоит в приобретении производственных запасов для новых производственных циклов и реализации готового продукта.



Рис. 4.1.1. Структура оборотных средств

Оборотные фонды и готовая продукция отражают оборот материальных факторов воспроизводства, а остальные фонды обращения – оборот денежных средств.

- Готовая продукция – запас нереализованной продукции, после реализации переходит в денежные средства или в средства в расчетах (ГП).

- Средства в расчетах (дебиторская задолженность) – стоимость отгруженной продукции, но еще не оплаченной, а также оплаченной, но еще не полученной от поставщиков продукции (ДЗ).

- Денежные средства – деньги в кассе и на счетах предприятия, а также депозиты и высоколиквидные активы (ДС).

Для энергетических предприятий процесс производства продукции и ее потребление практически совпадают. Поэтому в средства обращения для энергетики входят только денежные средства.

Если принять оборотные средства за 100%, то на производственные оборотные средства приходится около 70% и 30% – на средства обращения.

Оборотные средства всегда находятся в движении и совершают кругооборот, переходя из сферы производства в сферу обращения и наоборот. Следовательно, возможности улучшения их использования находятся как в сфере производства, так и в сфере обращения.

Структура оборотных средств определяется особенностями технологии производства, длительностью производственного цикла и условиями материально-технического снабжения.

Так, в производстве тепловой и электрической энергии почти все оборотные средства сосредоточены в производственных запасах. Для электростанций характерен большой удельный вес топлива и запасных частей для ремонта, вспомогательных материалов.

Практически отсутствует незавершенное производство, т.к. на электростанциях процесс производства энергии является непрерывным и оборотные средства превращаются в энергию без накопления на промежуточных стадиях и преобразования энергии из одного вида в другой.

Например, для ТЭЦ структура оборотных средств имеет следующий вид:

- 1) вспомогательные материалы – 15%;
- 2) топливо – 42%;
- 3) запасные части – 20%;
- 4) малоценные и быстроизнашивающиеся предметы – 16%;
- 5) прочие оборотные средства – 7%.

Очень малы расходы будущих периодов. Сравнительно большой удельный вес запасных частей и вспомогательных материалов на тепловых электростанциях вызывается условием надежности и необходимостью иметь аварийный запас запасных частей, а также несовпадением времени их доставки с периодом текущих и капитальных ремонтов.

Для начала производственного процесса, кроме наличия основных средств, необходимы денежные ресурсы для приобретения сырья, материалов и других предметов труда, входящих в состав оборотных средств. Материальные оборотные средства поступают в производство, в процессе производства с использованием средств и предметов труда создается продукция. В результате реализации продукции, предприятие получает денежные средства, которые покроют затраты и принесут прибыль. Завершается один оборот оборотных средств. В общем виде цепочка преобразования выглядит следующим образом:

Денежные средства (Д) → Материалы, сырье (М,С) → Производство (П) → Готовая продукция (ГП) → Реализованная Продукция (РП) → Денежные средства (Д).

Кругооборот оборотных средств считается завершенным только в тот момент, когда после реализации готовой продукции оборотные средства возвращены предприятию в денежной форме, т.е. поступили на расчетный счет предприятия. Непрерывность кругооборота оборотного капитала достигается благодаря тому, что он пребывает одновременно на всех стадиях, последовательно превращаясь из одной формы в другую.

Кругооборот или оборачиваемость оборотных средств характеризуется скоростью, с которой оборотные средства проходят весь производственный цикл.

Ускорение оборачиваемости позволяет:

1) с тем же объемом оборотных средств выпускать больше продукции;

2) при том же выпускаемом объеме продукции обойтись меньшей суммой оборотных средств, т.е. высвободить часть средств с последующим использованием в другой сфере.

Оборотные средства различаются на собственные, привлеченные и заемные средства.

К собственным денежным средствам относятся: прибыль, амортизационные отчисления; средства, полученные от продажи ценных бумаг; паевые и иные взносы юридических и физических лиц и другие поступления денежных средств (пожертвования, благотворительные взносы).

Привлеченные денежные средства образуются на предприятии из-за периодичности выплат заработной платы, страховых платежей. В период между платежами, начисленные, но еще не выплаченные средства могут использоваться на другие хозяйственные нужды.

К заемным средствам относятся: кредит в банке и займы на определенные сроки и под определенные проценты, средства от реализации залогового свидетельства, страхового полиса.

Оборотные средства также классифицируются по признаку нормируемости.

4.2. Нормирование оборотных средств

К нормируемым оборотным средствам относятся: производственные запасы, незавершенное производство, расходы будущих периодов и готовая продукция, находящаяся на складах предприятия.

Не нормируются: денежные средства предприятия, отгруженная продукция, средства в расчетах, увеличение которых свидетельствует об улучшении работы предприятия.

Поскольку энергетика имеет существенные отраслевые особенности – процесс выпуска и отпуска энергии совпадает во времени, нет запасов незавершенного производства и готовой продукции, на энергопредприятиях нормируются только производственные запасы.

Использование нормирования помогает определить размер производственных запасов, необходимых энергопредприятию для нормальной работы. Производственные запасы в оборотных фондах должны обеспечивать бесперебойное ведение процесса производства, однако создание излишних запасов приводит к ухудшению показателей предприятия, отвлечению денежных средств из оборота, замедляет темпы расширенного воспроизводства.

Нормирование – процесс определения минимальной, но достаточной величины оборотных средств на предприятии, заключается в установлении норм запаса в днях и нормативов в натуральном и денежном выражении.



Рис. 4.2.1. Производственные запасы

Абсолютный размер запасов в натуральной форме необходим для расчета складских площадей при планировании материально-технического снабжения, определении количества завозимых материалов.

Стоимостная оценка запасов необходима для планирования оборотных фондов и составления финансовых планов, а также определения оборачиваемости оборотных средств.

Относительные величины запасов выражаются в суточной, недельной или месячной потребности предприятия.

Производственные запасы для энергетических установок разделяются на *текущие* и *страховые*:

Текущие предназначены для обеспечения повседневных потребностей производства при эксплуатационном обслуживании и текущем ремонте. Величины этих запасов зависят от частоты и

размеров поставок. Норма запаса в днях для текущего запаса равна половине длительности интервала между поставками.

Страховые (аварийные) запасы предназначены для создания гарантий на случай непредвиденных задержек топлива в пути. Страховой запас составляет примерно 50% от текущего.

Норматив в натуральном выражении (ПЗ_{нi}), который необходим для проектирования складских помещений и организации поставок оборотных средств определяется следующим образом:

$$\text{ПЗ}_{нi} = \sum V_i g_i \cdot T_3, \quad (4.2.1)$$

где ПЗ_{нi} – норматив *i*-го производственного запаса в натуральном выражении;

V_i – количество продукции *i*-го вида, производимос в единицу врмсни;

g_i – норма расхода топлива, материала, запасных частей на единицу продукции;

T₃ – норма запаса в днях.

Денежный норматив оборотных средств определяется путем умножения натурального норматива на цену элемента производственных запасов:

$$\text{К}_{пзi} = \text{ПЗ}_{нi} \cdot \text{Ц}_i, \quad (4.2.2)$$

где *Ц_i* – цена элмснта производственных запасов (единицы топлива, материала и т.д.).

Нормируемые оборотные средства, наряду с основными средствами входят в состав имущества предприятия. Оборотные средства постоянно находятся в движении, изменяя свою форму и размер. Для проведения экономического анализа используют среднегодовую стоимость нормируемых оборотных средств.

4.3. Показатели эффективности использования оборотных средств

Эффективность использования оборотных средств на предприятии характеризуется показателями оборачиваемости и времени их оборота.

Коэффициент оборачиваемости оборотных средств (число оборотов) характеризует скорость оборота и определяется как отношение выручки от реализации продукции к среднегодовой сумме оборотных средств предприятия:

$$n_{\text{об}} = \frac{O_p}{S_{\text{ср.г}}}, \quad (4.3.1)$$

где $S_{\text{ср.г}} = ((S^{1,01} + S^{31,12})/2 + S^{1,04} + S^{1,07} + S^{1,10})/4$,

где $S^{1,01}$, $S^{31,12}$, $S^{1,04}$, $S^{1,07}$, $S^{1,10}$ – стоимость нормируемых оборотных средств на начало и конец года, и на первое число каждого квартала.

Коэффициент оборачиваемости показывает, на какую сумму реализовано готовой продукции за счет каждого рубля оборотных средств в данный период времени.

Период или время оборота оборотных средств преобразует предшествующий показатель в дни. Таким образом, среднее время оборота оборотных средств рассчитывается по выражению:

$$t_{\text{об}} = \frac{t_r}{n_{\text{об}}}, \quad (4.3.2)$$

где t_r – рассматриваемый календарный период (год).

Ускорение оборачиваемости средств увеличивает эффективность работы предприятия.

К путям ускорения оборачиваемости оборотных средств можно отнести:

1) увеличение выпуска продукции и ускорения ее реализации, это может быть достигнуто за счет улучшения использования производственных фондов, уменьшения времени ремонта оборудования, недопущения аварийного выхода оборудования, увеличения качества продукции, уменьшения ее себестоимости;

2) уменьшение сверхнормативных производственных запасов (особенно дорогостоящих);

3) организация своевременной поставки запасных частей и материалов, увязанную с графиком ремонта;

4) экономичные режимы работы оборудования, механизация и автоматизация технологических процессов, позволяющая уменьшить необходимое количество оборотных средств.

Улучшение использования основных производственных средств и ускорение оборачиваемости оборотных средств позволит получить больше продукции на каждый рубль производственных фондов, увеличить прибыль и рентабельность предприятия.

Контрольные вопросы и задания

1. Какова экономическая сущность оборотных производственных средств?

2. Назовите составляющие оборотных средств?

3. Перечислите и охарактеризуйте основные показатели использования оборотных фондов?

4. Что относят к собственным источникам формирования оборотных средств предприятия?

5. Каковы сущность и значение нормирования оборотных средств?

6. Что из перечисленного относится к нормируемым оборотным средствам:

а) все производственные запасы;

б) все оборотные производственные фонды;

в) все оборотные средства предприятия;

г) средства в расчетах, денежные средства, товары отгруженные, но не оплаченные покупателями;

д) оборотные производственные фонды плюс готовая продукция на складе?

АСПЕКТЫ УПРАВЛЕНИЯ КАДРАМИ ЭНЕРГОКОМПАНИИ

5.1. Классификация кадров энергопредприятий

Помимо основных и оборотных средств немаловажным капиталом являются кадровые ресурсы. Повышение эффективности производства в значительной степени зависит от состава и структуры кадров, их квалификации.

В настоящее время все чаще на предприятиях используется термин «персонал» (от латинского *personalis* – персона, личность). Введение термина «персонал» как множественного числа слова «персона» вместо терминов «кадры», «штатные единицы» отражает восприятие персонала как главного достояния организации в силу уникальности его качеств.

Основным признаком персонала организации является наличие трудовых взаимоотношений с работниками, которые оформляются трудовым договором.

В состав персонала включаются:

- 1) штатные работники;
- 2) совместители;
- 3) работники, работающие на основе гражданско-правовых договоров.

В теории управления существуют различные подходы к классификации персонала. До настоящего времени используется разделение персонала по категориям. По этой классификации выделяют две основные группы персонала в соответствии с их участием в процессе производства: производственный персонал и управленческий персонал (рис. 5.1.1).

Производственный персонал (рабочие) – персонал, в деятельности которого преобладает физический труд.

Производственный персонал подразделяется на: основной персонал; вспомогательный персонал.

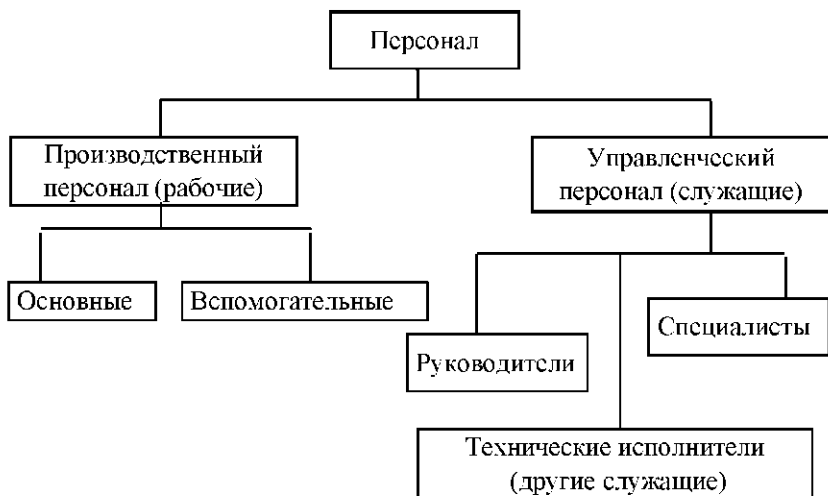


Рис. 5.1.1. Структура персонала

По степени квалификации выделяют следующие группы производственного персонала (рабочих):

- высококвалифицированные рабочие, имеющие высшее образование;
- квалифицированные рабочие, имеющие среднее профессиональное образование;
- малоквалифицированные рабочие, прошедшие производственную подготовку в течении 2–5 месяцев;
- неквалифицированные рабочие, прошедшие практическое обучение или инструктаж на рабочих местах в течение нескольких недель.

Выделяют рабочих *механизированного и ручного труда*. При этом различают следующие категории: работающие при помощи автоматов; выполняющие работу при помощи машин и механизмов; работающие вручную; выполняющие работу по ремонту и наладке машин и механизмов.

Ремонтный персонал на энергопредприятиях разделяется на собственный ремонтный персонал и привлеченный со стороны (ремонтный персонал подрядных организаций).

Ввиду непрерывного характера энергетических производственных процессов работа ведется круглосуточно, поэтому значительная часть эксплуатационного персонала образует дежурный персонал.

Особая ответственность за бесперебойность промышленного энергосбережения приводит к необходимости постоянного ремонтного обслуживания энергооборудования, в связи с чем в энергослужбе содержится значительное количество ремонтников.

К рабочим относится и *младший обслуживающий персонал*: дворники, курьеры, водители, уборщики непроизводственных помещений.

Управленческий персонал (служащие) – персонал занятый преимущественно умственным, квалифицированным трудом. К служащим относится совокупность административно-управленческого, инженерно-технического и обслуживающего персонала.

Управленческий персонал делится на 3 группы: руководители, специалисты и технические исполнители (другие служащие).

I. Руководители

Принципиальное отличие руководителей от специалистов заключается в юридическом праве принятия решений и наличии в подчинении других работников.

Руководители осуществляют функции управления. Условно руководителей подразделяют на 3 уровня: *высший* (организации в целом), *средний* (основных структурных подразделений), *низового* (работающий с исполнителями).

Руководители наделены полномочиями действовать от имени организации, представляя ее интересы в любых инстанциях, включая судебные. К руководителям относят их заместителей, главных специалистов, которые образуют администрацию организации.

Нормативно-правовые документы трудового законодательства содержат рекомендации по определению наименований должностей руководителей и специалистов в соответствии с квалификационными характеристиками должностей служащих, содержащихся в Общероссийском классификаторе профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов.

II. Специалисты

Специалисты – наиболее многочисленная подгруппа служащих, выполняющая работу, которая требует определенной квалификации. Специалисты различного профиля заняты созданием и внедрением в производство новых знаний, знаний в форме теоретических и прикладных разработок, а также разработкой

вариантов решения отдельных производственных и управленческих проблем, решение которых входит в компетенцию руководителей.

В зависимости от уровня подготовки различают специалистов высшей квалификации (осуществляют руководство производственно-техническими и творческими процессами) и средней квалификации (исполнители работ). Специалисты могут быть главными, ведущими, старшими или иметь категорию, характеризующую номером.

III. Технические исполнители (другие служащие)

Эту группу образуют служащие, выполняющие регламентированные и методически проработанные, периодически повторяющиеся работы, относящиеся к деятельности соответствующего структурного подразделения, под контролем непосредственного руководителя. Они осуществляют подготовку и оформление документов, учет, контроль, хозяйственное обслуживание.

В таблице 5.1.1 и 5.1.2 представлена полная классификация персонала по различным классификационным признакам.

Таблица 5.1.1

Классификация персонала организации

Классификационный признак	Характеристика персонала	Классификация персонала
Отношение к собственности	В основе квалификации – наличие у работника акций, активов и т.д.	Собственники Наемные работники Совладельцы
Классификация персонала по численности и срокам работы в организации		
Общая потребность в персонале	Число работников, имеющих трудовые отношения с организацией, которое зависит от характера, масштаба, сложности, трудоемкости производственных, обслуживающих, управленческих процессов и степени их механизации, автоматизации, компьютеризации	Качественная потребность – необходимая численность работников исходя из профессии, специальностей и уровня квалификации. Количественная потребность – необходимая численность работников исходя из качественной потребности, обеспечивающая оптимальное выполнение работ определенного качества и количества

Классификационный признак	Характеристика персонала	Классификация персонала
Численность персонала по явке	Списочная численность персонала может быть дана только на определенную дату	Списочный состав – число работников, явившихся на работу, находящихся в отпуске, командировке, не явившиеся по болезни, занятых выполнением государственных обязанностей и т.д.
	Списочный состав персонала организации превышает по численности явочный состав примерно на 10–15%	В явочный состав персонала включаются все работники, явившиеся на работу
	Рассчитывается путем суммирования списочного состава персонала за все дни определенного периода (месяца, квартала, года, включая выходные и праздничные дни) и деления результата на число календарных дней месяца, квартала, года	Среднесписочная численность – это количество работников в среднем за определенный период времени
Численность персонала организации исходя из срока работы	В основе классификации – срок, на который заключен трудовой договор	<p>Постоянные – это работники, поступившие на работу без указания срока работы.</p> <p>Временные – это работники, поступившие на работу с указанием срока работы.</p> <p>Сезонные – это работники, поступившие на сезонную работу</p>

Таблица 5.1.2

Классификация персонала по качественным характеристикам		
По участию в производственном и управленческом процессе	Руководители, осуществляющие общис функции управления	Высший уровень – руководитель организации и его заместители Средний уровень – руководители структурных подразделений и главные специалисты. Низовой уровень – руководители бюро, мастера
	Работники, осуществляющие специализированные функции	Специалисты – работники, осуществляющие юридические, экономические, инженерно – технические и прочие функции
	Работники, осуществляющие конторские функции	Технические исполнители – работники, осуществляющие подготовку, оформление документов, учет, контроль и хозяйственное обслуживание
Промышленно – производственный персонал	Работники, создающие материальные ценности или оказывающие услуги производственного характера	Основные работники
	Работники, обеспечивающие бесперебойный производственный процесс	Вспомогательные работники
Непромышленный персонал	Работники, обеспечивающие получение социальных услуг работниками организации	Работники социальной инфраструктуры
Классификация персонала по структуре		
Профессиональная структура	Соотношение представителей различных профессий или специальностей	Экономисты, бухгалтеры, инженеры, юристы и т.д.
Квалификационная структура	Соотношение работников различного уровня квалификации (т.е. степени профессиональной подготовки), необходимого для выполнения определенных трудовых функций	Специалист первой, второй категории Рабочий первого, второго, третьего разряда. Водитель категории А, В, С и т.д.

Половозрастная структура	Соотношение групп персонала по полу и возрасту	Пол – мужской, женский Возраст – до 20 лет и т.д.
Структура по стажу	Соотношение групп персонала по продолжительности трудового стажа в данной организации и общему стажу	Общий стаж Стаж работы в данной организации
Структура по уровню образования	Характеризует наличие у работников образования	Высшее образование (бакалавр, специалист, магистр) Среднее профессиональное образование Среднее общее образование Основное общее образование Начальное общее образование

5.2. Структура кадров энергопредприятий

Структура кадров – это совокупность отдельных групп работников, объединенных по какому-либо признаку.

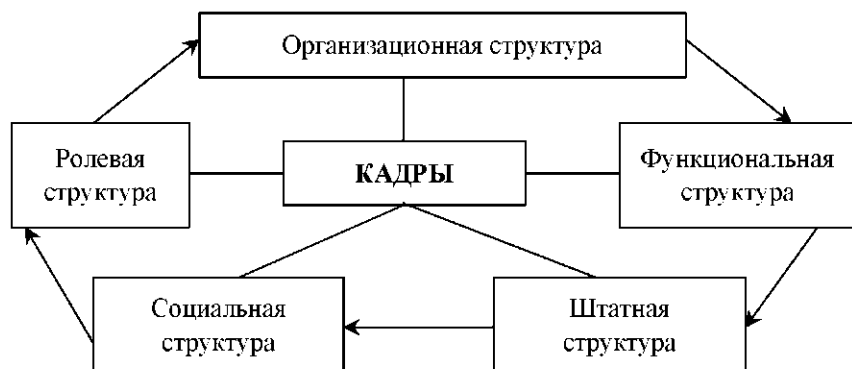


Рис. 5.2.1. Структура кадров

Организационная структура – это состав и соподчиненность взаимосвязанных звеньев в управлении, которые включают аппарат управления и производственные подразделения.

Функциональная структура отражает разделение управленческих функций между руководством и отдельными подразделениями.

Ролевая структура – характеризует коллектив по участию в творческом процессе на производстве, по коммуникационным и поведенческим ролям.

Штатная структура определяет количественно-профессиональный состав персонала, состав подразделений и перечень должностей, размеры оплаты труда и фонд заработной платы работников.

Социальная структура – характеризует трудовой коллектив организации как совокупность групп по полу, возрасту, национальному и социальному составам, уровню образования, семейному положению.

5.3. Движение персонала

Персонал находится в постоянном движении вследствие притока на работу одних и увольнения других работников.

Процесс обновления персонала организации называется *сменяемостью (оборотом) кадров*.

Выбытие может быть обусловлено объективными и субъективными причинами, среди которых различают:

- *биологические* (ухудшение здоровья),
- *производственные* (сокращение штатов),
- *социальные* (наступление пенсионного возраста),
- *личные* (семейные обстоятельства),
- *государственные* (призыв на военную службу).

Текучесть кадров – увольнение сотрудника по собственному желанию, а также по инициативе администрации. Считается, что нормальная текучесть кадров составляет до 5% в год.

Повышенный оборот кадров снижает укомплектованность рабочих мест исполнителями, отвлекает от обязанностей высоко-

квалифицированных специалистов для помощи новым сотрудникам, нарушает морально-психологический климат в коллективе, вызывает экономические потери.

Движение кадров отражается в балансе, который содержит данные о численности работников на начало и конец периода, числе поступивших и выбывших за период (квартал, год) по специальностям, профессиям, категориям, источникам прибытия и причинам ухода.

Показатели по обороту персонала

Движение персонала характеризуется абсолютными и относительными показателями оборота и текучести.

Абсолютные показатели:

Оборот по приему – число лиц, зачисленных на работу после окончания учебных заведений по оргнабору, в порядке перевода из других организаций, по распределению, по направлению органов трудоустройства, по приглашению самой организации.

Оборот по выбытию – численность лиц, уволившихся из организации за заданный период, сгруппированных по причинам выбытия.

Необходимый оборот по выбытию – уход в армию или на пенсию.

Излишний оборот (текучесть) – уход по субъективным причинам: по собственному желанию, увольнение за нарушение трудовой дисциплины.

Относительный оборот персонала определяется рядом коэффициентов.

Коэффициент оборота по приему ($k_{\text{прием}}$):

$$k_{\text{прием}} = \frac{\text{число принятых за период}}{\text{среднесписочная численность персонала за период}}. \quad (5.3.1)$$

Коэффициент оборота по выбытию ($k_{\text{выбытия}}$):

$$k_{\text{выбытия}} = \frac{\text{число выбывших за период по всем причинам}}{\text{среднесписочная численность персонала за период}}. \quad (5.3.2)$$

Коэффициент текучести ($k_{\text{текучести}}$):

$$k_{\text{текучести}} = \frac{\text{число выбывших по собственному желанию} + \text{по решению администрации}}{\text{среднесписочная численность персонала за период}} \quad (5.3.3)$$

Коэффициент постоянства ($k_{\text{постоянства}}$):

$$k_{\text{постоянства}} = \frac{\text{число работников, состоящих в списках организации за весь период}}{\text{среднесписочная численность персонала за период}} \quad (5.3.4)$$

5.4. Определение численности персонала и производительности труда

Общая численность персонала составляет штаты предприятия. На основании нормативов численности промышленно-производственного персонала разрабатывается штатное расписание. В штатном расписании указывается перечень всех должностей и рабочих мест, начиная с руководителя предприятия, количество работников и месячная заработная плата по каждому работнику.

Численность административно-управленческого персонала, например, электростанции, зависит от мощности и числа агрегатов станции.

В связи с высоким уровнем автоматизации технологического процесса на электростанциях, предприятиях электрических и тепловых сетей численность эксплуатационного персонала невелика по сравнению с другими отраслями производства (менее одного человека на 1 МВт обслуживаемой мощности).

Численность персонала, приходящаяся на единицу производственной мощности энергопредприятия, называется удельной численностью или штатным коэффициентом.

Плановая численность промышленно-производственного персонала подсчитывается по категориям работников и нормам обслуживания.

Численность рабочих определяется по рабочим местам. Подсчитывается отдельно явочный и списочный состав рабочих.

Явочный – это состав рабочих, необходимый для выполнения всех работ при данном режиме работы и планируемом уровне производительности труда.

Списочный – это количество рабочих, которое необходимо иметь в штате предприятия. Списочный состав превышает явочный на численность резервного персонала, необходимого для замены отсутствующих рабочих из-за отпусков, болезни и т.п.

Для определения списочного состава рабочих необходимо знать число рабочих мест, численность смены, расчетное число смен.

Численность ремонтного персонала зависит в основном от количества агрегатов и их мощности, периодичности ремонтов, объема выполненных работ, способа производства ремонтов, организации труда ремонтного персонала.

Численность служащих определяется в зависимости от выполняемых ими функций и объема работ.

Численность младшего обслуживающего персонала определяется на основе укрупненных норм обслуживания.

Нормирование труда – установление меры затрат труда на изготовление единицы продукции или выработки продукции в единицу времени, выполнение заданного объема работ или обслуживания средств производства в определенных организационно-технических условиях.

Применяются следующие виды норм:

Норма выработки – производство определенного количества продукции или выполнение определенного объема работы в единицу времени (час, смену и др.).

Норма времени – время, затрачиваемое на производство единицы продукции или выполнение единицы работы.

Норма обслуживания – количество единиц оборудования, обслуживаемого одним человеком.

Норма численности – количество работников, необходимое для обслуживания определенного оборудования или группы единиц оборудования.

Численность рабочих (n_p) рассчитывается по формуле:

$$n_p = \frac{V}{V_n}, \quad (5.4.1)$$

где V – планируемый объем выпуска продукции в рассматриваемом периоде в соответствующих единицах;

V_n – норма выработки продукции на одного рабочего в планируемом периоде в тех же единицах измерения.

Численность рабочих-сдельщиков ($n_{сд}$) рассчитывается по формуле:

$$n_{сд} = \frac{t}{\Phi_n \cdot q_n}, \quad (5.4.2)$$

где t – общая трудоемкость определенного вида работ;

Φ_n – полезный фонд времени одного работника за год ($\Phi_n \approx 1910$ часов);

q_n – коэффициент выполнения рабочими норм выработки.

Численность служащих ($n_{сл}$) рассчитывается по формуле:

$$n_{сл} = \frac{t_{н.р.} + t_{эксп.}}{\Phi_n}, \quad (5.4.3)$$

где $t_{н.р.}$ – годовая трудоемкость нормируемых работ, определяемая в соответствии с типовыми нормами времени и плановым объемом работ либо экспертным путем;

$t_{эксп.}$ – годовая трудоемкость ненормируемых работ, определяемая, в основном, экспертным путем.

Численность руководителей (нормы управляемости). Поскольку в содержании труда служащих, а особенно специалистов и руководителей, велик процент ненормируемых, творческих работ, постольку определять потребность в специалистах и руководителях затруднительно. Для руководителей существуют усредненные нормы управляемости с учетом уровня управления и типа производства (табл. 5.4.1).

Нормы управляемости

Уровень	Тип производства продукции					
	Массовое и крупносерийное	Серийное	Индивид. и мелкосерийное	Массовое и крупносерийное	Серийное	Индивид. и мелкосерийное
	Нормы управляемости					
Высший	5	4	3	6	5	4
Низший	11	9	7	15	13	11

При определении числа подчиненных используют следующие факторы:

- уровень компетентности руководителя и подчиненных;
- интенсивность взаимодействия между группами или отдельными подчиненными;
- объем работ неуправленческого характера у руководителя и потребность в контактах за пределами подразделения;
- сходство или различия в содержании труда подчиненных (при одинаковой работе допустимое число подчиненных больше);
- широта новой проблематики в подразделении (доля инноваций);
- уровень стандартизации и унификации управленческих и производственных процедур в организации;
- степень физических различий в деятельности.

Интенсивность труда работников характеризуется показателем производительности труда.

Существуют натуральные и стоимостные измерители производительности труда.

Производительность труда в натуральном выражении (ПТ_н) показывает количество единиц продукции, произведенных одним работником за определенный промежуток времени.

$$\text{ПТ}_н = \frac{V}{n_{\text{п.п.п}}}, \quad (5.4.4)$$

где V – годовой объем производства,

$n_{\text{п.п.п}}$ – численность промышленного производства персонала.

Но в энергетике определять производительность труда таким образом нехарактерно, так как объем производства зависит в большей степени от графика нагрузки, а не от энергетиков.

Для энергопредприятий производительность труда оценивается по коэффициенту обслуживания ($K_{\text{обс}}$):

$$K_{\text{обс}} = \frac{W_{\text{об}}}{n_{\text{п.п.п}}} \text{ или } K_{\text{обс}} = \frac{N_y}{n_{\text{п.п.п}}}, \quad (5.4.5)$$

где $W_{\text{об}}$ – количество единиц обслуживаемого оборудования, шт.;

N_y – средняя установленная мощность оборудования.

Рост производительности труда является важнейшим фактором эффективности производства, повышения рентабельности, снижения себестоимости, экономии рабочей силы и т.д.

Для промышленной энергетики рост производительности труда достигается за счет:

- 1) расширения зоны обслуживания на основе механизации и автоматизации производства;
- 2) улучшения системы ремонтов;
- 3) увеличения качества обслуживания оборудования.

5.5. Заработная плата, доходы.

Системы оплаты труда

Политика в области заработной платы является составной частью управления предприятием, и от нее в значительной мере зависит эффективность его работы, так как заработная плата является одним из важнейших стимулов в рациональном использовании рабочей силы.

Заработная плата – это часть издержек на производство и реализацию продукции, направляемая на оплату труда работников предприятия.

При разработке политики в области заработной платы и ее организации на предприятии необходимо учитывать следующие принципы:

- справедливость, т.е. принцип равной оплаты за равный труд;
- учет сложности выполняемой работы и уровня квалификации труда;
- учет вредных условий труда и тяжелого физического труда;
- стимулирование за качество труда и добросовестное отношение к труду;
- материальное наказание за допущенный брак и безответственное отношение к своим обязанностям, приведшие к каким-либо негативным последствиям;
- опережение темпов роста производительности труда по сравнению с темпами роста средней заработной платы;
- индексация заработной платы в соответствии с уровнем инфляции;
- применение прогрессивных форм и систем оплаты труда.

Оплата труда в энергетике строится так же, как и во всей промышленности. Здесь применяются сдельная, повременная и аккордная (сдвоенная за выполненную работу) системы оплаты.

Сдельная оплата предусматривает разновидности:

- 1) прямая сдельная;
- 2) сдельно-прогрессивная;
- 3) сдельно-премиальная системы.

Такие формы заработной платы применяются в тех случаях, когда для каждого работника легко можно установить и проконтролировать объемы выполняемой им работы или выработки продукции. В энергетике это относится преимущественно к ремонтным работам, при индустриальных методах ремонта, когда основные работы выполняются в стационарных условиях, по типу машиностроительного производства.

Прямая сдельная оплата – это оплата по установленным ставкам за производство единицы продукции или работы. Иногда

такая оплата предусматривает выполнение установленных норм выработки или времени, и размер оплаты напрямую зависит от объема произведенной продукции или работ.

Сдельно-прогрессивная система включает оплату за определенный, рассчитанный по нормам объем выработанной продукции или выполненной работы так же, как и при прямой сдельной. А вот производство продукции или работы сверх установленного объема оплачивается уже по повышенным ставкам. Тогда, чем больше превышает установленный нормами объем производства, тем выше, с прогрессивным возрастанием, оказывается заработок работника.

При *сдельно-премиальной* системе оплата за установленный объем выработки ведется по прямой сдельной, а при перевыполнении планового задания работники премируются, причем размер премий чаще всего устанавливается в определенном размере за каждый процент перевыполнения задания против установленных норм.

На энергопредприятиях сдельные формы оплаты труда применяются в ремонтном хозяйстве, в строительных предприятиях энергообъединений, почти во всех вспомогательных подразделениях, где объемы производства известны или могут планироваться, но не могут использоваться в основном энергетическом производстве, поскольку его объемы не зависят от энергетиков.

Повременная система оплаты также имеет свои разновидности:

- простая повременная (система тарифных ставок или должностных окладов);
- повременно-премиальная.

Эта форма оплаты ранее основывалась на тарифно-квалификационной системе, которая включала единую тарифную сетку и тарифно-квалификационный справочник, где устанавливались зависимости степени сложности определенных видов работ от уровня квалификации работников, имеющих право эту работу выполнять.

Система тарифных ставок в недавнем прошлом устанавливалась практически для всех отраслей материального производства единой по всей стране. Сейчас эта система, во-первых, носит рекомендательный характер, и во-вторых, предусматривает не фиксированные тарифные ставки, а соотношения между ставками разных разрядов – тарифные коэффициенты (табл. 5.5.1).

**Тарифные коэффициенты для рабочих-ремонтников
1–6-го разрядов при повременной оплате труда**

Разряды	1	2	3	4	5	6
Тарифные коэффициенты	1,0	1,1	1,21	1,33	1,5	1,71

В энергетике применяются свои тарифные сетки и коэффициенты. Так, в ООО «Газпром энергохолдинг» в основу такой системы положена единая тарифная сетка, включающая разряды от 0 до 22-го. Тарифный коэффициент 1-го разряда принят равным 1, нулевого разряда – 0,9, а 22-го разряда – 9,79. Рабочие в зависимости от квалификации имеют ступени оплаты от 1 до 6. Практически тарифные разряды рабочих соответствуют разрядам Единого тарифно-квалификационного справочника работ и профессий рабочих (ЕТКС). Единая тарифная сетка устанавливает для каждого разряда работников минимальный должностной оклад.

При повременной системе оплаты труда, кроме основной заработной платы, предусмотрена доплата за работу в ночные смены, в выходные и праздничные дни, и некоторые другие.

Повременно-премиальная система имеет много разновидностей, различия между которыми в основном сводятся к установлению предмета премирования. Главным условием премирования было выполнение плановых заданий, которые и устанавливались так, чтобы их легко можно было выполнить и перевыполнить, причем в критических ситуациях широко была распространена практика «корректировки» планов в сторону понижения. Кроме того, имелось множество других показателей, позволявших претендовать на премии: освоение новой техники, экономия сырья, материалов, энергоресурсов, повышение производительности труда, повышение качества продукции или работ и т.п.

Различные формы повременной оплаты труда являются основными в энергетике. Как и везде, здесь преобладает повременно-премиальная система. Среди производственных факторов, от которых зависит премирование, в энергетике главными были выполнение плановых заданий и показателей энергопроизводства

(например, коэффициент эффективного использования установленной мощности), безаварийность работы энергооборудования, бесперебойность энергоснабжения, выполнение графика нагрузки энергосистемы и некоторые другие.

В энергетике премии начисляются к должностному окладу за фактически отработанное время, включая надбавки за высокую квалификацию, доплаты за совмещение профессий, замещение, доплаты за работу в ночное время, в праздничные, выходные дни, сверхурочное время. Каждое энергопредприятие самостоятельно разрабатывает положение о премировании рабочих с учетом ключевых показателей эффективности (КПЭ). Примеры устанавливаемых на энергопредприятиях показателей премирования рабочих ведущих профессий приведены в табл. 5.5.2.

Таблица 5.5.2

Показатели премирования рабочих

Наименование профессий.	Показатели премирования
<i>1. Котло-турбинный цех (КТЦ)</i>	
Старший машинист КТЦ Старший машинист энергоблока Машинист энергоблока Машинист-обходчик Машинист водогрейных котлов Машинист насосных установок	1. Выполнение плана рабочей мощности. 2. Отсутствие аварий, отказов по вине персонала
<i>2. Цех тепловой автоматики и измерений (ТАИ)</i>	
Оперативный персонал	1. Выполнение плана рабочей мощности. 2. Отсутствие аварий и отказов по вине персонала. 3. Отсутствие замечаний по достоверности контролируемых и измерительных приборов
Ремонтный персонал ТАИ	1. Выполнение плана рабочей мощности. 2. Удельный вес устраненных дефектов. 3. Отсутствие аварий и отказов по вине персонала. 4. Выполнение плана ремонта приборов в срок

В последнее десятилетие довольно широкое распространение получили коллективные формы оплаты труда, по типу прежних систем аккордной оплаты, применяемой в редких случаях – при выполнении сверхурочных, «авральных» работ. Коллективный или бригадный подряд предусматривает оплату конечного результата трудовой деятельности, для четкой фиксации которого необходимо выполнение ряда условий. Общий заработок между членами трудового коллектива распределяется по так называемому коэффициенту трудового участия (КТУ), рассчитываемому исходя из:

- тарифного разряда работника;
 - фактически отработанного времени;
 - соблюдения трудовой, производственной и технологической дисциплины – отсутствия прогулов, выполнения норм выработки, обслуживания и других норм при установленном качестве работы, выдерживание предписанных технологических параметров производства и т.п.
- оказания производственно-технической помощи другим работникам коллектива (бригады);
 - шефства и наставничества по отношению к малоопытным работникам и ученикам;
 - выполнения общественных, в том числе цеховых, заводских, муниципальных и даже государственных обязанностей без ущерба для основной деятельности и др.

При любой форме оплаты труда общий фонд оплаты труда образуется следующим образом.

1. Начисляется тарифный фонд заработной платы ($F_{\text{зн}}$) независимо от способов его образования.

2. Начисляется премиальный фонд (как правило в определенном проценте – $P_{\text{пр}}$).

3. Производится начисление на эту величину единого социального налога ($P_{\text{соц}}$), включающего отчисления в фонд социального страхования, пенсионный фонд и в фонд обязательного медицинского страхования.

4. Производится начисление в фонд социального страхования от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний ($P_{\text{н.с}}$).

Тогда общий фонд оплаты труда (ФОТ), входящий в себестоимость продукции, можно определить формулой:

$$\text{ФОТ} = \Phi_{\text{эл}} \cdot (1 + p_{\text{соц}}) \cdot (1 + p_{\text{и.с.}}). \quad (5.5.1)$$

В настоящее время применяются следующие системы оплаты труда.

1. *Тарифная система* – совокупность нормативов, с помощью которых регулируется уровень заработной платы различных групп и категорий работников в зависимости от квалификации работников, сложности выполняемой работы, условий, характера и интенсивности труда, условий (в том числе природно-климатических) выполнения работ, вида производства. Основными элементами тарифной системы являются: тарифно-квалификационные справочники, тарифные сетки, тарифные ставки, тарифные коэффициенты, надбавки и доплаты за работу с отклонениями от нормальных условий труда;

2. *Бестарифная система* – определение размера заработной платы каждого работника в зависимости от конечного результата работы всего рабочего коллектива;

3. *Система «плавающих окладов»* – ежемесячное определение размера должностного оклада работника в зависимости от роста (снижения) производительности труда на участке, обслуживаемом работником, при условии выполнения задания по выпуску продукции;

4. *Система оплаты труда на комиссионной основе* – установление размера заработной платы в виде фиксированного процента дохода, получаемого предприятием от реализации продукции (работ и услуг).

Наибольшее распространение на государственных и других крупных предприятиях получила тарифная система оплаты труда. При всех ее преимуществах в условиях переходного периода при неустойчивой экономике, кризисе неплатежей эта система часто приводит к банкротству предприятий.

В значительной степени это связано с тем, что вся система налогов, таких как соцстрах, пенсионный фонд, фонд медицинского страхования, фонд занятости и т.д. производится от выписанной, а не фактически полученной зарплаты. Когда у предприятия нет денег, а зарплата за отработанное время или за произведенную продукцию уже выписана, соответственно, начислены и все налоги на зарплату, а оплачивать их нечем. За неуплаченные

налоги начисляются пени (хотя зарплата выдана), а сумма пени при задержке их оплаты через 3–4 месяца начинает превышать величину самих налогов. Образуется замкнутый круг: даже если предприятие работает хорошо, но его продукция не оплачивается, поскольку у потребителя нет денег, на предприятие начисляются пени и предъявляются штрафные санкции, которые списываются с его банковского счета в безусловном порядке. И даже при поступлении денег в такой ситуации предприятие может оказаться финансовым банкротом.

Одним из эффективных способов спасения предприятия от неоправданных (преждевременных) налогов, пени и финансовых санкций является переход на бестарифную систему оплаты труда. В этом случае зарплата персоналу начисляется только тогда, когда поступили деньги, и есть из чего выплачивать зарплату и налоги в размерах, которые определяются размером поступивших на расчетный счет средств. Эта система выгодна предприятию и его руководству, но не выгодна рабочим и обслуживающему персоналу, так как человек работает и не знает, оплатят ли его труд и в каком объеме. Однако в период нестабильности экономики – это один из возможных путей сохранить работоспособность предприятия.

В условиях рынка, когда предприятие имеет право само распоряжаться заработанными средствами, особенно актуальны вопросы мотивации труда. Главным условием высокопроизводительного труда на любом предприятии является ликвидация отчуждения персонала от интересов предприятия (фирмы), повышение вовлеченности персонала.

5.6. Планирование фонда заработной платы

Заработная плата по структуре состоит из основной и дополнительной заработной платы.

Основная заработная плата включает оплату труда работников по действующим на предприятии сдельным расценкам, тарифным ставкам (должностным окладам) и представляет собой относительно постоянную часть оплаты, соответствующую установленной норме.

Дополнительная заработная плата включает различные виды премий, доплаты за работу в сверхурочное время, доплаты по прогрессивным расценкам, за отклонение от нормальных условий

труда, оплату целодневных и внутрисменных простоев, доплаты бригадирам и т.д.

Плановая величина расходов на оплату труда, или фонд оплаты труда (ФОТ), может определяться укрупненно или дифференцированно.

Укрупненно плановый фонд оплаты труда (ФОТ_{пл}) можно рассчитать разными способами:

1. На основе норматива заработной платы на единицу продукции (работ):

$$\text{ФОТ}_{\text{пл}} = Q_i \cdot N_{\text{з.пл.}}, \quad (5.6.1)$$

где Q_i – планируемый объем продукции в натуральном выражении;

$N_{\text{з.пл.}}$ – норматив заработной платы.

2. На основе норматива прироста фонда оплаты труда за каждый процент прироста объема продукции:

$$\text{ФОТ}_{\text{пл}} = \text{ФОТ}_{\text{баз}} + \text{ФОТ}_{\text{баз}} (N_{\text{з.пл}} \cdot П) / 100, \quad (5.6.2)$$

где $\text{ФОТ}_{\text{баз}}$ – базовая величина фонда оплаты труда в предыдущем (отчетном) году;

$N_{\text{з.пл}}$ – норматив прироста заработной платы за каждый процент прироста объема продукции;

$П$ – прирост объема продукции;

3. Исходя из численности работающих ($Ч_{\text{сп}}$) и их годовой заработной платы с доплатами и начислениями ($ЗП_{\text{год}}$):

$$\text{ФОТ}_{\text{пл}} = Ч_{\text{сп}} \cdot ЗП_{\text{год}}. \quad (5.6.3)$$

При этом методе ФОТ может быть рассчитан как в целом по предприятию, так и по категориям и отдельным группам работников.

Дифференцированный (детальный) расчет планового ФОТ производится отдельно по категориям промышленно-производственного персонала, по цехам (подразделениям), в целом по предприятию и включает расчеты тарифного, часового, дневного, месячного (годового) ФОТ.

Тарифный ФОТ включает оплату труда рабочих-сдельщиков и рабочих-повременщиков.

ФОТ рабочих-сдельщиков ($Z_{сд}$) за запланированный объем работ по сдельным расценкам рассчитывается по формуле:

$$Z_{сд} = P \cdot N \cdot K, \quad (5.6.4)$$

где P – сдельная расценка за единицу продукции;

N – количество (объем) изделий по программе;

K – коэффициент выполнения планового задания.

ФОТ рабочих-повременщиков ($Z_{пов}$) за подлежащее отработке время по тарифным ставкам определяется по формуле:

$$Z_{пов} = H \cdot T_{ст} \cdot K, \quad (5.6.5)$$

где H – объем работ, нормо-ч;

$T_{ст}$ – средняя часовая тарифная ставка по выполняемой работе;

K – коэффициент выполнения планового задания.

Часовой ФОТ состоит из тарифного ФОТ и дополнительной оплаты за фактически отработанное время, в том числе за ночное время, вредность, выплаты рабочим по прогрессивным системам оплаты труда и премиальные поощрения.

Дневной ФОТ состоит из часового ФОТ и предусмотренных выплат, связанных с внутрисменными перерывами, например, оплаты перерывов матерям, имеющим грудных детей; доплаты подросткам (до 18 лет) за сокращенный рабочий день.

Месячный (годовой) ФОТ включает дневной ФОТ и доплаты за нерабочие дни: очередной и дополнительный отпуска; выполнение государственных обязанностей; выходное пособие.

Фонды оплаты труда младшего обслуживающего персонала, служащих и пожарно-сторожевой охраны рассчитываются на основе средних должностных окладов и числа работников в каждой группе.

В настоящее время за счет части чистой прибыли и заработной платы на предприятии образуется *фонд потребления*, который является основой доходов работников предприятия и включает:

1) фонд оплаты труда – средства, начисленные для оплаты труда всех работников;

2) доходы (дивиденды, проценты), выплачиваемые по акциям трудового коллектива и вкладам членов трудового коллектива в имущество предприятия;

3) денежные выплаты и поощрения.

Совершенствование порядка и условий образования фонда оплаты труда является одним из центральных вопросов экономической реформы.

На каждом предприятии должен разрабатываться план по труду и заработной плате, цель которого заключается в изыскании резервов по улучшению использования рабочей силы и на этой основе повышении производительности труда. При этом план должен быть разработан так, чтобы темпы роста производительности труда опережали темпы роста заработной платы.

В современных рыночных условиях предприятие имеет возможность самостоятельно формировать систему оплаты труда, разрабатывать собственные нормативные методы стимулирования, определение коэффициентов трудового участия и т.п.

Предприятие заинтересовано в наибольшей степени учесть специфику организации производства и персонала для мотивации оплаты труда.

Контрольные вопросы и задания

1. Что понимается под структурой кадров и каковы факторы ее определяющие?
2. Что включает в себя понятие «производительность труда»?
3. Назовите основные факторы повышения производительности труда.
4. Какие критерии характеризуют уровень производительности труда?
5. Чем отличается номинальная заработная плата от реальной?
6. Какие вы знаете формы и системы оплаты труда?
7. Почему на предприятии производительность труда должна опережать среднюю заработанную плату?
8. Что включает тарифная система оплаты труда?
9. Каковы условия применения повременной системы оплаты труда?
10. Объясните сущность и необходимость мотивации труда.

ИЗДЕРЖКИ И СЕБЕСТОИМОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

6.1. Методы расчета себестоимости энергетической продукции

Все виды материальных и денежных затрат, кроме капитальных вложений, связанные с производством и сбытом продукции, называются издержками предприятия. Они составляют себестоимость изготовленной продукции.

Себестоимость продукции – это стоимостная оценка используемых в процессе производства природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, основных средств, трудовых ресурсов, а также других затрат на ее производство и реализацию.

Определяют как себестоимость всей продукции (I), так и себестоимость единицы продукции (\bar{S}). Расчет общих производственных издержек включает все производственные затраты, т.е. материальные, затраты по оплате труда, общезаводские, накладные и другие затраты, отнесенные на производство продукции за рассматриваемый период. Себестоимость единицы продукции определяется как отношение всех производственных издержек к количеству произведенной продукции.

$$\bar{S} = \frac{I}{V}, \quad (6.1.1)$$

где I – суммарная (полная) себестоимость, млн руб.,

\bar{S} – единичная себестоимость, млн руб./ед.прод.

Применительно к энергетике себестоимость единицы продукции можно определить по выражениям:

– себестоимость единицы тепловой энергии, руб./ГДж,

$$\bar{S}_{ТЭ} = \frac{I_{ТЭ}}{Q_T}, \quad (6.1.2)$$

– себестоимость единицы электрической энергии, руб./кВтч,

$$\bar{S}_{\text{ээ}} = \frac{I_{\text{ээ}}}{\text{Э}_r}, \quad (6.1.3)$$

где $I_{\text{тэ}}$ – годовые издержки (себестоимость) на производство тепловой энергии, млн руб.;

Q_r – количество тепла, произведенного за год, ГДж/год;

$I_{\text{ээ}}$ – годовые издержки (себестоимость) на производство электрической энергии, млн руб.;

Э_r – количество электрической энергии, произведенной за год, кВт·ч.

Расчет себестоимости продукции необходим предприятию по нескольким причинам: во-первых, себестоимость единицы продукции является основой для определения цены на произведенную продукцию. Во-вторых, расчет себестоимости используется в оценки эффективности и прибыльности работы предприятия.

В промышленности различают следующие виды себестоимости: цеховая, заводская и полная себестоимость.

Цеховая представляет собой затраты цеха, связанные с производством продукции.

Общепроизводственная (или заводская) помимо затрат цехов включает общезаводские и общехозяйственные расходы (такие как, расходы на содержание заводоуправления, складов и т.п.).

Полная (или коммерческая) отражает все затраты на производство и реализацию продукции, складывается из производственной себестоимости и внепроизводственных расходов (расходы на тару, упаковку, транспортировку продукции и пр.).

В энергетике отсутствует цеховая себестоимость.

Себестоимость продукции учитывается и планируется по экономическим элементам и по калькуляционным статьям (по статьям расходов).

Себестоимость продукции, рассчитанная по экономическим элементам, содержит экономически однородные элементы независимо от того, где расходуются средства и на какие цели.

К *экономическим элементам* относят: материальные затраты за вычетом стоимости возвратных отходов, амортизационные отчисления, расходы на ремонт, заработную плату, затраты на покупную энергию и прочие денежные расходы.

Группировка по экономическим элементам необходима для определения общих потребностей предприятия в материальных и денежных ресурсах, т.е. для составления сметы производства.

Для внутрипроизводственного планирования и выявления резервов необходимо знать не только общую сумму затрат, но и величину расходов в зависимости от места их возникновения. Для расчета себестоимости единицы продукции определенного вида и составления калькуляции применяется группировка затрат по калькуляционным статьям (табл. 6.1.1), которая учитывает их производственный назначении, фазы производства, цеха.

Таблица 6.1.1

Основные отличительные признаки группировки затрат по калькуляционным статьям и экономическим элементам

Группировка затрат по калькуляционным статьям	Группировка затрат по экономическим элементам
1. Назначение	
Расчет плановой и фактической себестоимости по каждому виду продукции Анализ затрат с учетом технологических особенностей	Выявление общей потребности предприятия в целом в каждом отдельном производственном факторе – труд, материалы, капитал Увязка отдельных разделов плана Анализ при проведении проектных расчетов (смета)
2. Исходные данные, используемые для расчета	
Фактические, с учетом производственного назначения, фаз производства, цехов	Обобщенные или нормативные
3. Учет однородных элементов	
Все затраты учитываются по месту раздельно и по каждому виду продукции	Однородные затраты объединяются и суммируются независимо от места их возникновения
4. Основные статьи расходов (издержек)	
$И = И_{\text{техн}} + И_{\text{з.п.п.р.}} + И_{\text{сэс}} + И_{\text{поп}} + И_{\text{оц}} + И_{\text{оз.}}$ (6.1.3)	$И = И_{\text{м.з.}} + И_{\text{эл.п.}} + И_{\text{соц.с.}} + И_{\text{ам}} + И_{\text{рем}} + И_{\text{пр.}}$ (6.1.4)

Примечание. Обозначения для калькуляционных статей:

$I_{техн}$ – издержки топливно-энергетических и сырьевых ресурсов на технологические цели;

$I_{з.п.р.}$ – издержки на основную и дополнительную заработную плату производственных рабочих с учетом Единого социального налога (ЕСН);

$I_{сод}$ – издержки на содержание и эксплуатацию оборудования;

$I_{под}$ – издержки на подготовку и освоение производства;

$I_{общ}$ – общезаводские издержки;

$I_{оз.}$ – общезаводские издержки.

Обозначения для экономических элементов:

$I_{м.з.}$ – материальные затраты (за вычетом стоимости возвратных средств);

$I_{з.п.}$ – издержки на заработную плату;

$I_{соц.с}$ – отчисления на социальное страхование;

$I_{ам}$ – издержки на амортизацию;

$I_{рем}$ – издержки на ремонт;

$I_{пр}$ – прочие издержки.

Группировка по калькуляционным статьям учитывает их производственное назначение. Такая группировка используется на действующих предприятиях, отражает состав и структуру затрат.

К калькуляционным статьям относятся:

- 1) топливо на технологические нужды,
- 2) вода на технологические нужды,
- 3) основная заработная плата производственных рабочих,
- 4) дополнительная заработная плата производственных рабочих (на оплату отпусков, командировок и т.д.)
- 5) отчисления на социальное страхование с заработной платы производственных рабочих (в Пенсионный фонд, в Фонд социального страхования, в Фонд занятости, Фонд медицинского страхования),
- 6) расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в т.ч.:
 - а) амортизация оборудования;
 - б) расходы по текущему техническому обслуживанию;
- 7) расходы по подготовке к освоению производства (пусковые расходы);
- 8) покупная энергия на технологические нужды;
- 9) цеховые расходы;
- 10) общезаводские расходы;
- 11) коммерческие расходы.

Первые 9 пунктов составляют цеховую себестоимость, с 1 по 10 пункты – заводская себестоимость, а с учетом 11 пункта – полную коммерческую себестоимость.

Каждая статья калькуляционных затрат состоит из ряда составляющих.

Издержки топливно-энергетических и сырьевых ресурсов на технологические цели складываются из:

$$I_{\text{техн}} = I_{\text{Т}}^{\text{Т}} + I_{\text{Э}}^{\text{Т}} + I_{\text{П}}^{\text{Т}} + I_{\text{В}}^{\text{Т}} + I_{\text{СМ}}^{\text{Т}}, \quad (6.1.5)$$

где $I_{\text{Т}}^{\text{Т}}$, $I_{\text{Э}}^{\text{Т}}$, $I_{\text{П}}^{\text{Т}}$, $I_{\text{В}}^{\text{Т}}$, $I_{\text{СМ}}^{\text{Т}}$ – издержки соответственно на топливо, электроэнергию, на пар, на воду, на сырье и материалы.

Приобретаемые для производства топливо, сырье, материалы и энергия учитываются по ценам, в которую могут быть включены затраты транспортировку, хранения и доставку и т.д.

Издержки на заработную плату вычисляются по формуле:

$$I_{\text{з.п.р}} = I_{\text{з.п.осн}} + I_{\text{з.п.доп}} + I_{\text{сс}}, \quad (6.1.6)$$

где $I_{\text{з.п.осн}}$ – основная заработная плата производственных рабочих;

$I_{\text{з.п.доп}}$ – дополнительная заработная плата производственных рабочих (оплата отпусков, командировок и т.п.);

$I_{\text{сс}}$ – отчисления в социальные фонды от основной и дополнительной заработной платы производственных рабочих по нормативам, установленным законодательством.

Издержки на содержание и эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{сэо}} = I_{\text{ам}}^{\text{об}} + I_{\text{рем}}^{\text{об}} + I_{\text{в.м}}, \quad (6.1.7)$$

где $I_{\text{ам}}^{\text{об}}$, $I_{\text{рем}}^{\text{об}}$ – амортизация и ремонт оборудования передаточных устройств, внутрицеховых транспортных средств;

$I_{\text{в.м}}$ – издержки на вспомогательные материалы (смазочные и обтирочные материалы).

Издержки на подготовку и освоение производства $I_{\text{поп}}$ включают затраты на пусконаладочные работы, проведение испытаний оборудования после окончания ремонтов, затраты в период освоения новой продукции.

Общесеховые издержки $I_{\text{оп}}$ включают затраты на амортизацию цеховых помещений, их содержание и эксплуатацию,

затраты на управление цехом (заработная плата административно-управленческого персонала цеха, обслуживание технических средств управления и т.д.).

Общезаводские (общепроизводственные) издержки $I_{оз}$ включают затраты на управление производством, на обеспечение техники безопасности, пожаробезопасности, охрану труда и прочие расходы.

При группировке затрат по экономическим элементам в их состав входят следующие составляющие.

Материальные затраты:

$$I_{мз} = I_c + I_{ши} + I_{пф} + I_T + I_э - I_{возв}, \quad (6.1.8)$$

где $I_{мз} = I_c + I_{ши} + I_{пф}$ – соответственно стоимость сырья и материалов, покупных изделий, полуфабрикатов;

$I_T, I_э, I_{возв}$ – соответственно стоимость топлива всех видов на любые цели, покупной энергии всех видов, возвратных отходов.

Затраты на оплату труда учитывают все виды выплат:

$$I_{зп} = I_{зп.осн} + I_{зп.доп} + I_{прем} + I_{надб}, \quad (6.1.9)$$

где $I_{зп.осн}, I_{зп.доп}, I_{прем}, I_{надб}$ – основная заработная плата производственных рабочих, дополнительная заработная плата, премии за производственные результаты, надбавки и доплаты.

Отчисления на социальные нужды рассчитываются от основной и дополнительной заработной платы производственных рабочих по нормативам, установленным законодательством.

Амортизация основных фондов $I_{ам}$ рассчитывается предприятием для каждого вида фонда исходя из срока полезного использования оборудования:

$$I_{ам} = \sum_{i=1}^n (N_{амi} K_i), \quad (6.1.10)$$

где $N_{амi}$ – норма амортизации,

K_i – стоимость основных фондов,

n – количество видов оборудования.

Издержки на ремонт составляют:

$$I_{\text{ам}} = k_{\text{рем}} \cdot K_{\text{б}}, \quad (6.1.11)$$

где $k_{\text{рем}}$ – норматив отчислений в ремонтный фонд, устанавливаемый предприятиями самостоятельно;

$K_{\text{б}}$ – балансовая стоимость основных производственных фондов.

Структура себестоимости – это удельный вес составляющих затрат в суммарной себестоимости. Структура себестоимости для энергетических производств отличается от промышленности и различна для отдельных типов энергетических установок. Так, в электроэнергетике наибольшие затраты приходятся на топливо, а в машиностроительном и металлургическом комплексах – на сырье и материалы, на ТЭС и котельной – на топливо, на предприятиях тепловых сетей – на амортизационные отчисления.

Для каждого типа производства структура зависит от мощности, типа оборудования и масштаба производства.

6.2. Признаки классификации затрат на производство продукции

Затраты на производство продукции можно классифицировать по различным признакам.

1. По степени однородности, когда затраты можно разделить на элементные и комплексные.

К элементным затратам $I_{\text{эле}}^{\text{м}}$ относятся однородные составляющие; на топливо, воду, сырье; основную зарплату производственных рабочих;

Комплексные затраты $I_{\text{ком}}^{\text{п}}$ (например, цеховые) включают разнородные элементы, такие как амортизация здания, заработная плата управленческого персонала, расходы на энергию, освещение и др. Тогда общие затраты представляют собой сумму двух составляющих:

$$I = I_{\text{эле}}^{\text{м}} + I_{\text{ком}}^{\text{п}}. \quad (6.2.1)$$

2. По характеру зависимости от объема выпуска продукции можно выделить:

а) условно-постоянные $I_{\text{пост}}$, не зависящие от объема произведенной продукции: содержание производственного персонала, амортизационные отчисления, общезаводские расходы;

б) условно-переменные $I_{\text{пер}}$, в основном, пропорциональные объему продукции: затраты на сырье, топливо и т.д.

$$I = I_{\text{пост}} + I_{\text{перем}} = I_{\text{пост}} + S_{\text{пер}} \cdot V, \quad (6.2.2)$$

где $S_{\text{пер}}$ – условные переменные расходы на единицу продукции;

V – объем произведенной продукции.

Тогда себестоимость единицы продукции можно выразить формулой:

$$\bar{S} = \frac{I_{\text{пост}}}{V} + S_{\text{пер}}. \quad (6.2.3)$$

С увеличением объема продукции постоянные расходы на единицу продукции снижаются, а переменные расходы предприятия образуют постоянную составляющую расходов на единицу продукции.

Характер снижения себестоимости зависит от соотношения условно-постоянных и условно-переменных затрат.

3) По роли в процессе производства делятся на:

а) основные $I_{\text{осн}}$ – непосредственно связанные с процессом производства: затраты на сырье, материалы, топливо, заработную плату производственных рабочих;

б) накладные $I_{\text{накл}}$ – это расходы по обслуживанию и управлению основного производства – заработная плата административно-управленческого персонала, дополнительная заработная плата производственных рабочих, отчисления в фонд социального страхования, на охрану труда, внепроизводственные расходы.

$$I = I_{\text{осн}} + I_{\text{накл}}. \quad (6.2.4)$$

Такое деление на основные и накладные позволяет определить удельный вес накладных расходов, что необходимо при анализе затрат на производство продукции.

4) По способу разнесения расходов на единицу продукции на:

а) прямые $I_{\text{прям}}$ – затраты, которые могут быть отнесены непосредственно на данный вид продукции. Например, затраты на теплофикационное отделение ТЭЦ полностью относят на производство тепла; или расходы на металл полностью относят на изделие из него;

б) косвенные $I_{\text{косв}}$ – затраты, которые не могут быть отнесены на конкретный вид продукции. Это затраты, которые являются общими для нескольких видов продукции. Например, затраты на тепло, используемое в мартеновской печи, работающей с котлом утилизатором или на промышленной ТЭЦ.

$$I = I_{\text{прям}} + I_{\text{косв}} . \quad (6.2.5)$$

В одноцелевых предприятиях (т.е. производящих один вид продукции) все расходы являются прямыми. На многоцелевых предприятиях основные затраты являются косвенными.

Косвенные затраты включаются в себестоимость отдельных видов продукции не прямо, а косвенно, путем их распределения по какому-либо показателю. Разнесение косвенных затрат зависит от методов и подходов.

Поскольку существует несколько методов разнесения расходов, рассмотрим их более подробно.

6.3. Методы распределения затрат по видам энергетической продукции

В теплоэнергетике широко развито комбинированное производство на базе комплексного использования топлива.

В комплексных производствах одновременно на различных стадиях технологического процесса вырабатывается несколько видов продукции, различающихся как по физическим свойствам и параметрам, так и по степени эффективности процессов получения каждого вида продукции. При этом значительная часть затрат на производство общая и должна быть распределена между всеми видами продукции.

В соответствии с действующими правилами бухгалтерского учета и Закона о налогообложении, предприятия может самостоятельно принимать решение о распределении постоянных затрат между видами продукции. Таким образом, предприятие может обеспечить повышение конкурентоспособности своей продукции.

Существует несколько методов распределения затрат по видам продукции.

Физический – расход топлива на тепловую энергию определяется как от обычной котельной, а на электроэнергию – как разность между суммарным расходом и расходом на выработку тепла. Постоянные затраты распределяются пропорционально расходу топлива.

Эксергетический – основывается на эксергетическом балансе ТЭЦ и разделении расхода топлива и других затрат относительно доли эксергии отпущенной энергии.

Энергетический – расход топлива распределяется пропорционально затратам тепла на выработку электроэнергии и отпуск тепла внешним потребителям при условии их отдельного производства. Вся электроэнергия условно считается выработанной по конденсационному циклу, а расход тепла на ее производство, определенный по физическому методу, увеличивается в зависимости от коэффициента ценности отпускаемого тепла. Постоянные затраты распределяются пропорционально расходу топлива.

Метод электрических эквивалентов – постоянные затраты определяются суммарной установленной мощностью энергопредприятия. Переменные – в зависимости от выработки энергии. Все виды мощности и энергии выражаются в единицах электроэнергии.

Нормативный – затраты распределяются пропорционально соответствующим видам затрат при отдельном производстве заданных объемов электрической и тепловой энергии.

Метод Детсова – опирается на разделение расхода топлива на холостой ход турбин, производство электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам. Постоянные затраты распределяются пропорционально стоимости топлива, а не его расходу.

Метод Вагнера – удельная себестоимость электроэнергии, производимой на ТЭЦ, принимается равной удельной себестоимости на замещаемой КЭС.

Треугольник Гинтера – метод базируется на принципе предельной себестоимости: экономической целесообразности организации производства побочных видов продукции лишь в тех случаях, когда себестоимость их производства не превышает возможную цену их реализации.

Метод Коэффициентов – распределение общих затрат производится по коэффициентам, которые принимаются пропорционально себестоимости электроэнергии и тепла при отдельном производстве.

Экономический метод – в основе лежит теория относительного планирования В.В. Новожилова: «величина экономического эффекта в ценах оптимального плана для наилучшего варианта новой техники максимальна и равна нулю, а остальные варианты имеют отрицательный экономический эффект».

Все затраты предприятия на производство и реализацию энергетической продукции, выраженные в денежной форме, составляют себестоимость этой продукции.

Годовые затраты (руб/год) на производство энергетической продукции при расчете по экономическим элементам можно определить формулой:

$$И = И_{\text{т}} + И_{\text{э}} + И_{\text{вм}} + И_{\text{усл}} + И_{\text{ам}} + И_{\text{зп}} + И_{\text{рем}} + И_{\text{о}} + И_{\text{пр}}, \quad (6.3.1)$$

где $И_{\text{т}}$ – затраты на топливо;

$И_{\text{э}}$ – расходы на потребляемую энергию;

$И_{\text{вм}}$ – затраты на вспомогательные материалы и приобретаемую со стороны воду;

$И_{\text{усл}}$ – затраты на услуги своих вспомогательных производств и услуги внешних организаций;

$И_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления;

$И_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату;

$И_{\text{рем}}$ – затраты на ремонт;

$И_{\text{о}}$ – общепроизводственные затраты (заработная плата административно-управленческого персонала, охрана предприятия и др.);

$И_{\text{пр}}$ – прочие затраты (расходы по охране труда, на спец. одежду, отопление, освещение производственных зданий).

При укрупненных расчетах себестоимости ряд статей, имеющих небольшой удельный вес, можно объединить в одну статью – прочие суммарные расходы.

Тогда можно записать:

$$И = И_T + И_{ам} + И_{зп} + И_{рем} + И_{пр} , \quad (6.3.2)$$

где $И_T$ – затраты на топливо;

$И_{ам}$ – амортизационные отчисления;

$И_{рем}$ – затраты на ремонт;

$И_{зп}$ – затраты на заработную плату;

$И_{пр}$ – прочие затраты.

Рассмотрим расчет каждого из элементов.

1. *Топливная составляющая.* Это основной элемент затрат для тепловой станции, промышленной котельной, который составляет 50–80% от суммы затрат на производство электрической энергии и тепла. Данный вид затрат рассчитывается по формуле:

$$И_T = V_T \cdot \left(1 + \frac{\alpha_{п}}{100}\right) Ц_T , \quad (6.3.3)$$

где V_T – годовой расход натурального топлива;

$Ц_T$ – цена натурального топлива.

В настоящее время цены на единицу натурального топлива составляют около: уголь 4000 руб./т.н.т., газ – 6000 руб./тыс.куб.м, $\alpha_{п}$ – потери топлива при транспортировке. Для твердого топлива $\alpha_{п} = 0,5\%$, для всех остальных $\alpha_{п} = 0$.

Потери твердого топлива включают: механические потери, зависящие от количества перегрузок топлива и химические потери, которые приводят к ухудшению качества топлива – озоление топлива в результате самовозгорания, нагрева, возникающего вследствие процесса окисления топлива.

2. *Издержки на амортизацию* можно определить из выражения:

$$И_{ам} = N_{ам} \cdot K, \quad (6.3.4)$$

где $N_{ам}$ – норма амортизационных отчислений, %;

K – капиталовложения, млн руб.

Норма амортизации рассчитывается предприятием с учетом структуры основных средств и срока полезного использования оборудования.

3. *Затраты на ремонт* основных средств энергопредприятий (зданий, сооружений, оборудования, хозяйственного инвентаря и пр.) включают стоимость материалов для ремонта и используемых запасных частей, заработную плату (основную и дополнительную) и начисления в фонд социального страхования ремонтного персонала, стоимость услуг сторонних ремонтных организаций, своих вспомогательных производств и пр. При укрупненных расчетах расходы на ремонт принимаются в долях от балансовой стоимости основных фондов.

$$I_{\text{рем}} = \beta_{\text{рем}} \cdot K, \quad (6.3.5)$$

где $\beta_{\text{рем}}$ – доля отчислений в ремонтный фонд, %;

K – балансовая стоимость основных фондов (капиталовложения), млн руб.

4. *Издержки на заработную плату* определяются, исходя из средне годового фонда оплаты труда персонала с учетом отчислений в социальные фонды, млн руб/год

$$I_{\text{зп}} = n_{\text{шт}} \cdot \Phi(1 + \alpha_{\text{соц}}), \quad (6.3.6)$$

где $n_{\text{шт}}$ – численность эксплуатационного персонала, определяется на основе штатного коэффициента и установленной мощности станции:

$$n_{\text{шт}} = \bar{n}_{\text{экс}} \cdot N_{\text{уст}}, \quad (6.3.7)$$

$\bar{n}_{\text{экс}}$ – штатный коэффициент, удельная численность персонала, т.е. количество человек приходящихся на единицу установленной мощности, чел./тыс.кВт·ч

Φ – годовой фонд оплаты труда, млн руб.;

$\alpha_{\text{соц}}$ – процент отчислений на социальные нужды, %;

$N_{\text{уст}}$ – установленная мощность оборудования, МВт.

5) Прочие затраты зависят от мощности электростанции и численности персонала. Поэтому прочие расходы могут быть определены для приближенных расчетов в долях от условно-постоянных затрат. Можно принять, что

$$I_{\text{пр}} = (0,2 - 0,3) \cdot (I_{\text{ам}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{эл}}). \quad (6.3.8)$$

Этот метод расчета применяется на КЭС, ГТУ, ПГУ. У ТЭЦ есть особенности, которые связаны с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Для ТЭЦ в основе физического метода полагается, что на получение тепла из отборов турбин затрачивается такое количество энергии, как и при отпуске теплоты непосредственно из котла. Возможно распределение и по фазам производства.

6.4. Расчет себестоимости электроэнергии и тепла на ТЭЦ

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) представляет собой комбинированное производство, выпускающее несколько видов продукции (электроэнергию, теплоту различных параметров, пар для промышленных потребителей) на базе комплексного использования топлива. В связи с этим необходимо определить себестоимость каждого вида продукта.

Возникает задача распределения затрат между видами продукции. Распределению подлежат косвенные затраты, т.е. общие для нескольких видов продукции. На ТЭЦ косвенными затратами являются основные производственные затраты. Это топливные затраты (I_T), затраты на воду (I_B), затраты на заработную плату ($I_{\text{эл}}$), затраты на амортизацию ($I_{\text{ам}}$), затраты на ремонт ($I_{\text{рем}}$), общехозяйственные ($I_{\text{обх}}$), прочие ($I_{\text{пр}}$).

Не подлежат распределению прямые затраты, связанные только с производством конкретного вида продукции, например, затраты по пиковой котельной, по электрическому цеху, по установке переработки шлаков. Они относятся на данный вид продукции.

Существует ряд методов распределения затрат между продукцией ТЭЦ. Это физический или балансовый метод, метод «от-

ключений», метод электрических эквивалентов и др. Наиболее часто на практике применяется физический метод.

В основу этого метода положено распределение затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии на основе теплового баланса. При этом полагается, что на получение тепловой энергии из отборов турбин затрачивается такое же количество топлива, как и при отпуске теплоты непосредственно из котлов. Таким образом, расход топлива, относимый на производство теплоты по физическому методу, составит

$$B_{ТЭ} = Q_{отп} / (Q_p^H \eta_K^H \eta_6^H \eta_{Т0}^H), \quad (6.4.1)$$

где $Q_{отп}$ – годовой отпуск теплоты из отборов турбин, ГДж/год;

$\eta_K^H, \eta_6^H, \eta_{Т0}^H$ – соответственно КПД нетто котельного цеха, бойлерной, теплофикационного отделения;

Q_p^H – низшая теплота сгорания топлива.

Годовой расход топлива (B_T) в условном исчислении, т/год, определяется по топливным характеристикам для каждого типа турбоагрегата и ТЭЦ в целом по формуле:

$$B_{Ti} = \alpha i_{hp} + \gamma Ti D_{Ti} + \gamma Pi D_{Pi} + \beta i \mathcal{E}_{Ti}; \quad (6.4.2)$$

$$B_u = \Sigma B_{ui}, \quad (6.4.3)$$

где $\alpha i, \gamma Pi, \gamma Ti, \beta i$ – коэффициенты, характерные для каждого типа турбоагрегата;

H_p – число часов работы турбоагрегата (7700–8000 ч/год);

D_{Ti}, D_{Pi} – годовые отборы пара отопительных и производственных параметров, т/год;

\mathcal{E}_{Ti} – годовая выработка электроэнергии турбоагрегатом, МВт·ч/год.

При известных параметрах отборов для оценочных расчетов могут применяться следующие соотношения для распределения условного топлива, относимого на производство тепловой и электрической энергии, т/год,

$$B_{ТЭ} = 0,088 D_{ТТ} + 0,102 D_{ТП}; \quad (6.4.4)$$

$$B_{\text{ЭЭ}} = B_{\Gamma} - B_{\text{ТЭ}}, \quad (6.4.5)$$

где $B_{\text{ТЭ}}$, $B_{\text{ЭЭ}}$ – расходы условного топлива, отнесенные на производство теплоты и электроэнергии;

$D_{\text{ТТ}}$, $D_{\text{ТП}}$ – годовые отборы пара отопительных и производственных параметров; 0,088 и 0,102 – коэффициенты, зависящие от параметров отборов пара и КПД.

Удельные расходы топлива брутто в условном исчислении находятся по выражениям:

для электроэнергии, г/кВт·ч

$$b_{\text{Э}} = B_{\text{ЭЭ}}/\text{Э}_{\Gamma}; \quad (6.4.6)$$

для теплоэнергии, кг/ГДж

$$b_{\text{ЭЭ}} = B_{\text{ТЭ}}/Q_{\text{отп}}. \quad (6.4.7)$$

Однако в этом случае весь расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ отнесен на производство электроэнергии и количество топлива, отнесенное на отпуск теплоты, несколько занижено. Поэтому необходимо распределить этот расход электроэнергии между видами продукции. Расход электроэнергии на собственные нужды распределяется между видами энергетической продукции в соответствии со следующими соотношениями:

$$\text{Э}_{\text{СН}}^{\text{ЭЭ}} = \text{Э}_{\text{СН}} + (\text{Э}_{\text{ПЭН}} + \text{Э}_{\text{ТДУ}} + \text{Э}_{\text{ТПР}} + \text{Э}_{\text{ГЗУ}} + \text{Э}_{\text{ПР}})B_{\text{ЭЭ}}/B_{\Gamma}; \quad (6.4.8)$$

$$\text{Э}_{\text{СН}}^{\text{ТЭ}} = \text{Э}_{\text{СЕТ}} + (\text{Э}_{\text{ПЭН}} + \text{Э}_{\text{ТДУ}} + \text{Э}_{\text{ТПР}} + \text{Э}_{\text{ГЗУ}} + \text{Э}_{\text{ПР}})B_{\text{ТЭ}}/B_{\Gamma}, \quad (6.4.9)$$

которые включают в себя:

$\text{Э}_{\text{ПН}}$ – расход электроэнергии на циркуляционные насосы;

$\text{Э}_{\text{СЕТ}}$ – расход электроэнергии на сетевые насосы;

$\text{Э}_{\text{ПЭН}}$ – расход электроэнергии на питательные электронасосы;

$\text{Э}_{\text{ТДУ}}$ – расход электроэнергии на тягодутьевые устройства;

$\text{Э}_{\text{ТПР}}$ – топливоприготовление;

$\text{Э}_{\text{ГЗУ}}$ – гидрозолоудаление;

$\text{Э}_{\text{ПР}}$ – прочие нужды.

Удельные расходы топлива нетто в условном исчислении находятся по выражениям:

для электроэнергии, г/кВт·ч,

$$b_3^H = B_{3э} / \mathcal{E}_Г - \mathcal{E}_{CH}^{3э}; \quad (6.4.10)$$

для теплоэнергии, кг/ГДж,

$$b_{ТЭ}^H = B_{ТЭ} + \frac{b_3^H \mathcal{E}_{CH}^{3э}}{Q_{отп}}. \quad (6.4.11)$$

Годовые расходы топлива с учетом распределения электроэнергии на собственные нужды, относимые на виды продукции, составят:

на теплоснабжение внешних потребителей, т/год

$$B'_{ТЭ} = b_{ТЭ}^H Q_{отп}; \quad (6.4.12)$$

на электроэнергию, т/год

$$B'_{3э} = B_Г - B_{ТЭ}. \quad (6.4.13)$$

КПД по отпуску тепла от ТЭЦ и по отпуску электроэнергии с шин ТЭЦ, %, определяются по выражениям:

$$\text{КПД}_Т = (34,2 / b_{ТЭ}^H) 100; \quad (6.4.14)$$

$$\text{КПД}_Э = (123 / b_3^H) 100. \quad (6.4.15)$$

Абсолютные величины статей затрат по ТЭЦ необходимо распределить между двумя видами продукции: электроэнергией и теплотой. Сначала статьи затрат распределяются по фазам (стадиям) производства. Выделяют три стадии, которые включают:

- 1) цеха топливно-транспортный, парогенераторный, химический и цех теплового контроля;
- 2) все затраты, связанные с производством электроэнергии по турбинному цеху и электромеханическому цеху;
- 3) общестанционные расходы.

Для распределения элементов затрат по фазам производства приняты следующие соотношения:

Издержки по топливно-транспортному и котельным цехам, руб./год:

$$I_{\text{ТТК}} = I_{\text{Т}} + 0,5I_{\text{ам}} + 0,5I_{\text{рем}} + 0,35I_{\text{эп}}. \quad (6.4.16)$$

Издержки по электрическому и турбинному цехам, руб./год

$$I_{\text{эц}} = 0,45I_{\text{ам}} + 0,45I_{\text{рем}} + 0,35I_{\text{эп}}. \quad (6.4.17)$$

Общестанционные издержки, руб./год

$$I_{\text{ос}} = 0,05I_{\text{ам}} + 0,05I_{\text{рем}} + 0,3I_{\text{эп}} + I_{\text{пр}}. \quad (6.4.18)$$

По каждому цеху затраты распределяются между теплотой и электроэнергией, а затем суммируются по каждому виду энергии. Выражения для определения этих составляющих представлены в табл. 6.4.1.

Таблица 6.4.1

	Электроэнергия	Тепловая энергия
$I_{\text{ТТК}}$	$I_{\text{ТТК}}^{\text{ээ}} = I_{\text{ТТК}} \frac{B'_{\text{ээ}}}{B_{\text{ТЭЦ}}}$	$I_{\text{ТТК}}^{\text{тэ}} = I_{\text{ТТК}} - I_{\text{ТТК}}^{\text{ээ}}$
$I_{\text{эц}}$	$I_{\text{эц}}^{\text{ээ}} = I_{\text{эц}}$	$I_{\text{эц}}^{\text{тэ}} = 0$
$I_{\text{ос}}$	$I_{\text{ос}}^{\text{ээ}} = I_{\text{ос}} \frac{I_{\text{ТТК}}^{\text{ээ}} + I_{\text{эц}}^{\text{ээ}}}{I_{\text{ТТК}} + I_{\text{эц}}}$	$I_{\text{ос}}^{\text{тэ}} = I_{\text{ос}} - I_{\text{ос}}^{\text{ээ}}$
Итого	$I_{\text{ээ}}$	$I_{\text{тэ}}$

Себестоимость отпущенного 1 кВт·ч электроэнергии и отпущенного 1 ГДж теплоты вычисляется в соответствии с соотношениями:

$$S_{\text{ээ}} = \frac{I_{\text{ээ}}}{\Delta_{\text{Г}} - \Delta_{\text{сн}}}; \quad (6.4.19)$$

$$S_{\text{тэ}} = \frac{I_{\text{тэ}}}{Q_{\text{отп}}}. \quad (6.4.20)$$

Статьи затрат распределяются между видами продукции следующим образом: затраты на топливо – пропорционально расходу топлива на отпуск каждого вида энергии:

$$I_{ТЭ}^T = \frac{I_{ТЭ} V_{ТЭ}'}{V_T}; \quad (6.4.21)$$

$$I_{ЭЭ}^T = \frac{I_Э V_Э'}{V_T}. \quad (6.4.22)$$

Все остальные элементы затрат распределяются пропорционально тому, как распределились общие затраты ТЭЦ за вычетом затрат на топливо. Учитывается это коэффициентом распределения k^P , который показывает какую часть расходов относить на каждый вид продукции. Так, на электроэнергию относится часть, определяемая выражением:

$$k_{ЭЭ}^P = (I_{ЭЭ} - I_{ЭЭ}^T) / (I - I_T). \quad (6.4.23)$$

Следовательно, на электроэнергию относится заработная плата $I_{ЭЭ}^{ЗП} = I_{ЗП} \cdot k_{ЭЭ}^P$; амортизация $I_{ЭЭ}^{ам} = I_{ам} \cdot k_{ЭЭ}^P$

Аналогично могут быть определены другие элементы себестоимости электроэнергии и теплоты.

Снижение себестоимости продукции является основным источником повышения рентабельности производства. Это особенно важно в условиях регулируемого рынка.

Для снижения себестоимости в условиях действующего предприятия могут быть проведены следующие мероприятия.

1. Мероприятия реконструктивного характера (совершенствование).

2. Мероприятия режимного характера (выбор более выгодного состава оборудования, установление более выгодного распределения нагрузки между работающими энергогенерирующими агрегатами).

3. Мероприятия, направленные на использование теплоты уходящих газов, отработанного пара и др.

4. Мероприятия, направленные на снижение потерь:

а) топлива при хранении и транспортировке;

- б) энергетической продукции при передаче ее потребителю и расходуемой на собственные нужды;
- в) материалов и масел.

5. Мероприятия организационно-технического характера – механизация и автоматизация производственных процессов и ремонтных работ, укрупнение и объединение мелких административно-управленческих отделов и др.

В условиях проектирования основными мероприятиями направленными на снижение себестоимости могут быть:

- 1) повышение единичной мощности энергогенерирующего оборудования и предприятий в целом;
- 2) применение безотходных производств;
- 3) применение комбинированных энергетических и энерго-технологических установок;
- 4) разработка рациональных схем топливо- и энергоснабжения, включая использование возобновляемых энергетических ресурсов (ВЭР);
- 5) рациональная организация строительства, включающая сокращение сроков строительства, использование местных строительных материалов и др.

Целесообразность проведения этих мероприятий должна быть установлена на основе технико-экономических расчетов.

6.5. Расчет себестоимости транспорта пара и горячей воды

Себестоимость транспорта пара и горячей воды складывается из амортизационных отчислений, затрат на ремонт, затрат на перекачку теплоносителя, расходов на покрытие потерь теплоты и заработную плату обслуживающего персонала:

$$I_{\text{ТС}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{ТР}} + I_{\text{ПТ}} + I_{\text{ПП}} + I_{\text{ЭП}} + I_{\text{Прочие}}, \quad (6.5.1)$$

где $I_{\text{ам}}$ – амортизация тепловых сетей и оборудования тепловых пунктов;

$I_{\text{ТР}}$ – затраты на текущий ремонт;

$I_{\text{ПТ}}$ – затраты на перекачку теплоносителя;

$I_{\text{пп}}$ – затраты на покрытие потерь тепла;

$I_{\text{зп}}$ – затраты на зарплату;

$I_{\text{прочие}}$ – прочие затраты.

Отдельные составляющие могут быть определены следующим образом.

Амортизация тепловых сетей и оборудования тепловых пунктов рассчитывается по формуле

$$I_{\text{ам}} = N_{\text{ам}} \cdot K_{\text{ТС}}, \quad (6.5.2)$$

где $K_{\text{ТС}} = [\bar{K} \cdot L \cdot D] \cdot C_p$;

$L \cdot D$ – длина и диаметр тепловой сети;

\bar{K} – удельные капитальные вложения на единицу характеристики тепловой сети;

Затраты на перекачку теплоносителей ($I_{\text{пт}}$) определяются выражением

$$I_{\text{пт}} = \Xi \cdot C_{\Xi}, \quad (6.5.3)$$

где Ξ – количество электроэнергии, затраченной на перекачку, кВт·ч;

C_{Ξ} – цена электроэнергии, коп./кВт·ч.

Затраты на покрытие потерь тепла ($I_{\text{пт}}$) можно определить по формуле

$$I_{\text{пт}} = Q_{\text{п}} \cdot \bar{S}_{\text{T}}, \quad (6.5.4)$$

где $Q_{\text{п}}$ – потери теплоты в тепловых сетях, ГДж;

\bar{S}_{T} – себестоимость теплоты, поступающей в тепловую сеть, коп./кВт·ч, которую можно рассчитать по выражению:

$$S_{\text{T}} = \frac{I_{\text{ТС}}}{Q_{\text{T}} \cdot t_{\text{м}}}, \quad (6.5.5)$$

где Q_{T} – количество теплоты, ГДж;

$t_{\text{м}}$ – годовое число использования тепловой сети.

6.6. Затраты на производство теплоэнергетического оборудования

Полная себестоимость калькуляционной единицы продукции в условиях машиностроения представляет сумму затрат на ее производство и сбыт.

$$I_{\Pi} = I_{\text{мз}} + I_{\text{зп}}^{\text{осн}} + I_{\text{зп}}^{\text{доп}} + I_{\text{сс}} + I_{\text{сэо}} + I_{\text{по}} + I_{\text{ц}} + I_{\text{оз}} + I_{\text{вп}}, \quad (6.6.1)$$

где $I_{\text{мз}}$ – материальные затраты;

$I_{\text{зп}}^{\text{осн}}$ – основная заработная плата производственных рабочих;

$I_{\text{зп}}^{\text{доп}}$ – дополнительная оплата труда производственных рабочих;

$I_{\text{сс}}$ – начисления на социальное страхование от фонда оплаты труда производственных рабочих;

$I_{\text{сэо}}$ – затраты на обслуживание и содержание оборудования;

$I_{\text{по}}$ – затраты на подготовку и освоение производства;

$I_{\text{ц}}$ – цеховые затраты;

$I_{\text{оз}}$ – общезаводские затраты;

$I_{\text{вп}}$ – внепроизводственные затраты;

Материальные затраты можно определить, как сумму затрат:

$$I_{\text{мз}} = I_{\text{м}} - I_{\text{от}} + I_{\text{пф}} + I_{\text{пи}}, \quad (6.6.2)$$

где $I_{\text{м}}$ – затраты на материалы;

$I_{\text{отх}}$ – стоимость отходов материалов;

$I_{\text{пф}}$ – стоимость полуфабрикатов;

$I_{\text{пи}}$ – стоимость покупных изделий.

В свою очередь, затраты на материалы определяются формулой:

$$I_{\text{м}} = V \sum_{i=1}^n \frac{G_i \cdot Ц_i}{\alpha_{\text{м.}i}}, \quad (6.6.3)$$

где G_i – расход материала на единицу продукции;

$\alpha_{\text{м.}i}$ – коэффициент использования i -материала;

V – объем производства продукции;

$Ц_i$ – цена материала.

Стоимость отходов можно определить из выражения:

$$I_{\text{отх}} = V \sum_{i=1}^n G_i \frac{1-\alpha_{\text{им},i}}{\alpha_{\text{им},i}} \cdot C_{\text{отх},i} ; \quad (6.6.4)$$

где $C_{\text{отх},i}$ – цена i -го отхода материала.

Основная заработная плата производственных рабочих может быть определена по формулам:

$$I_{\text{зп}}^{\text{осн}} = \bar{S}_{\text{зп}}^{\text{осн}} \cdot V , \quad (6.6.5)$$

где $\bar{S}_{\text{зп}}^{\text{осн}}$ – заработная плата рабочих, относящаяся к одному изделию;
 V – объем производства в натуральном выражении.

$$\bar{S}_{\text{зп}}^{\text{осн}} = \bar{S}_{\text{зп},\text{ср}} \cdot T_p , \quad (6.6.6)$$

где T_p – трудоемкость изготовления одного изделия;

$\bar{S}_{\text{зп},\text{ср}}$ – среднечасовая тарифная ставка рабочего.

Дополнительная заработная плата устанавливается в процентах к основной. Это оплата за неотработанное время в соответствии с законодательством. Она включает оплату отпусков, дополнительного времени отдыха кормящих матерей и других категорий, определенных Трудовым Кодексом РФ.

$$I_{\text{зп}}^{\text{доп}} = I_{\text{зп}}^{\text{осн}} \cdot \alpha_q , \quad (6.6.7)$$

где α_q – коэффициент, учитывающий дополнительную зарплату ($\alpha_q = 0,15 - 0,2$)

Отчисления на социальное страхование:

$$I_{\text{сс}} = \alpha_{\text{соц}} (I_{\text{зп}}^{\text{осн}} + I_{\text{зп}}^{\text{доп}}) , \quad (6.6.8)$$

где $\alpha_{\text{соц}}$ – коэффициент, учитывающий ставку единого социального налога (ЕСН) и страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования включают:

а) затраты на амортизацию оборудования:

$$I_{\text{ам}} = N_{\text{ам}}^{\text{об}} \cdot K_{\text{об}} + N_{\text{ам}} K_{\text{ди}}, \quad (6.6.9)$$

где $N_{\text{ам}}^{\text{об}}$, $N_{\text{ам}}$ – нормы амортизации оборудования и дополнительных изделий соответственно, %;

$K_{\text{об}}$, $K_{\text{ди}}$ – балансовая стоимость оборудования и дополнительных изделий;

б) затраты на ремонты оборудования включают стоимость запчастей и зарплату рабочих с начислениями;

в) затраты на обслуживание оборудования:

$$I_{\text{обс}} = I_{\text{об}} \cdot \Phi \cdot L_{\text{д}} \cdot L_{\text{соц}}, \quad (6.6.10)$$

где $I_{\text{об}}$ – затраты на оборудование;

Φ – фонд заработной платы обслуживающего персонала;

$L_{\text{соц}}$ – доля отчислений на социальное страхование;

$L_{\text{д}}$ – коэффициент дополнительных расходов;

г) затраты на вспомогательные материалы определяются в долях от затрат на обслуживание:

$$I_{\text{всп.мат}} = L_{\text{всп.мат}} \cdot I_{\text{обс}}, \quad (6.6.11)$$

где $L_{\text{всп.мат}}$ – доля отчислений на вспомогательные материалы.

д) затраты на энергию определяются на основе количества энергии и тарифов;

е) прочие затраты, определяются в % от суммы всех статей, кроме материалов.

Издержки на подготовку и освоение включают затраты на подготовку к производству новых видов продукции проведения испытаний.

Для упрощенных расчетов цеховые затраты можно рассчитать, используя коэффициент цеховых затрат.

$$L_{\text{цр}} = \frac{I_{\text{п}}}{I_{\text{зн}}^{\text{осн}}} \cdot 100\% , \quad (6.6.12)$$

где $I_{\text{зн}}^{\text{осн}}$ – затраты на заработную плату цехового персонала с начислениями,

$I_{\text{ц}}$ – амортизационные отчисления по цеховому оборудованию и др.

Внепроизводственные затраты:

$$I_{\text{вп}} = I_{\text{п}} \cdot (1 + L_{\text{вп}}) , \quad (6.6.13)$$

где $L_{\text{вп}}$ – коэффициент внепроизводственных расходов, равный отношению всех внепроизводственных расходов предприятия к заводской себестоимости продукции;

$I_{\text{оз}}$ – общезаводские затраты.

Контрольные вопросы и задания

1. Охарактеризуйте понятие себестоимости продукции, ее состав и структуру.
2. Приведите классификацию затрат на производство продукции.
3. Перечислите условно-постоянные издержки энергетических объектов?
4. Укажите способы распределения затрат, применяемые в многоцелевых производствах.
5. Назовите принципы разделения затрат на промышленной ТЭЦ между различными видами энергетической продукции.
6. Назовите пути снижения себестоимости продукции.

ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

7.1. Объемные показатели промышленного производства

Для определения результатов производственно-хозяйственной деятельности предприятий всех отраслей промышленности используют показатель объема производства (V). Если умножить объем производства по каждой единице номенклатуры на рыночную цену продукции, то получится сумма ожидаемой выручки.

Понятие объем производства определяется рядом показателей:

Валовый объем производства ($V_{\text{вал}}$) – это общий объем продукции, произведенной и еще незавершенной, находящейся на различных стадиях производственного процесса.

Аналогом валового объема производства в натуральном выражении в энергетике является величина выработки энергии ($W_{\text{выр}}$).

Товарный объем производства ($V_{\text{тов}}$) – это готовая продукция, предназначенная к реализации (на продажу):

$$V_{\text{тов}} = V_{\text{вал}} - V_{\text{незав}}, \quad (7.1.1)$$

где $V_{\text{незав}}$ – объем незавершенного производства. В энергетике товарному объему (в натуральном выражении) соответствует количество энергии, отпущенной потребителю:

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{выр}} - W_{\text{сн}} - W_{\text{пот}}, \quad (7.1.2)$$

где $W_{\text{сн}}$ – расход энергии на собственные нужды;

$W_{\text{выр}}$ – величина выработки энергии;

$W_{\text{пот}}$ – величина потерь в сетях.

Реализованная продукция (O_p) – это проданная и оплаченная продукция. Отличается от товарного объема на величину проданной, но неоплаченной продукции ($V_{\text{неопл}}$).

$$O_p = V_{\text{тов}} - V_{\text{неопл}}. \quad (7.1.3)$$

В энергетике сумма неплатежей называется абонентской задолженностью (A).

Если из суммы реализации отнять все материальные затраты, равные издержкам производства без стоимости рабочей силы, то получается *чистая продукция*. Чистая продукция складывается из стоимости потребленной рабочей силы, равная фонду оплаты труда и прибыли, полученной при реализации продукции.

Сумма чистой продукции и амортизационных отчислений составляют *условно-чистую продукцию*. Условно-чистая продукция – это стоимость, вновь созданная живым трудом и трудом, овеществленным, содержащимся в машинах, оборудовании и других основных производственных фондах.

В энергетике понятия чистой и условно-чистой продукции применяются в энергоремонтном производстве. Если ремонтные работы выполняются из материалов и с использованием оборудования заказчика, то объем такого производства следует рассчитывать, как чистую продукцию, так как этот объем будет складываться из заработной платы ремонтников и запланированной прибыли ремонтного предприятия. Если эти работы производятся с применением собственного оборудования, то объем работ будет представлять собой условно-чистую продукцию, так как кроме зарплаты и прибыли сюда включается амортизация собственного ремонтного оборудования. Понятие реализованной продукции возникает в энергетике только при продаже энергетической продукции – энергии, энергоносителей и энергетических услуг.

$$O_p = W_1T_1 + W_2T_2 + W_3T_3 + \dots \pm A + Y \text{ (руб./год)}, \quad (7.1.4)$$

где W_1, W_2, W_3 – количество каждого вида реализованной продукции – энергии, энергоносителей, услуг и т.д., ед. энергии (услуг)/год;

T_1, T_2, T_3 – соответствующие цены /тарифы (Усреднеотраслевые или средние для данной энергосистемы или энергокомпании), руб./ед. энергии (услуг);

A – сумма абонентской задолженности, обычно со знаком «-», знак «+» возникает при предоплате, руб./год;

Y – выручка от оплаты различных услуг, в том числе неэнергетического характера, оказываемых энергетиками сторонним организациям, руб./год.

Поскольку чаще наиболее распространенными видами являются электрическая и тепловая энергия, формула для расчета суммы реализации выглядит так:

$$O_p = \Xi \cdot T_3 + Q \cdot T_q \pm A + Y \text{ (руб./год)}, \quad (7.1.5)$$

где W – количество отпущенной потребителям электроэнергии, кВт·ч/год;

Q – количество теплоты, отпущенной потребителям, ГДж/год;

T_3 – средний тариф на электроэнергию, руб. кВт·ч/год;

T_q – средний тариф на тепловую энергию, руб./ГДж.

Как видно из формулы, сумма реализации зависит от объемов проданной энергетической продукции, причем сумма выручки от продажи без вычета абонентской задолженности представляет собой товарную продукцию.

Особенность энергетической отрасли состоит в том, что предприятия не могут устанавливать объем производимой продукции, а должны производить столько продукции, сколько требуется в данный момент потребителю. Для того, чтобы потребители выполняли свои договорные обязательства предусматриваются штрафные тарифы при перерасходе или недорасходе энергии по сравнению с договором.

В энергетической отрасли используются различные подходы к ценообразованию, при этом государство обязательно в той или иной степени выполняет регулирующую функцию при установлении тарифов на электро- и теплоэнергию. Вопросы ценообразования рассмотрены в следующем разделе.

7.2. Основы ценообразования в энергетике

Правовое регулирование в области ценообразования электроэнергетики. В качестве основных нормативно-правовых актов, регулирующих отрасль электроэнергетики можно выделить:

1) Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ «Об электроэнергетике» устанавливает правовые основы экономических отношений в сфере электроэнергетики, определяет полномочия

органов государственной власти на регулирование этих отношений, основные права и обязанности субъектов электроэнергетики при осуществлении деятельности в сфере и потребителей электрической энергии;

2) Гражданский кодекс Российской Федерации (II часть), регулирует взаимоотношения субъектов права в части договоров энергоснабжения (параграф 6 главы 30);

3) Федеральный закон от 17.08.1995 N 147-ФЗ «О естественных монополиях» определяет правовые основы федеральной политики в отношении естественных монополий в Российской Федерации и направлен на достижение баланса интересов потребителей и субъектов естественных монополий, обеспечивающего доступность реализуемого ими товара для потребителей и эффективное функционирование субъектов естественных монополий;

4) Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 N 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», устанавливает основные принципы и методы регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике;

5) Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 N 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности», которым устанавливаются правовые основы функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности включая регулирование отношений, связанных с оборотом электрической энергии и мощности на оптовом рынке, с 1 января 2011;

6) Приказ ФСТ России от 06.08.2004 N 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», предназначен для расчета методом экономически обоснованных расходов уровней регулируемых тарифов и цен на розничном (потребительском) рынке электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности);

7) Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

Федерации», регулирующий отношения, по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в целях создания правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Основы ценообразования в энергетической отрасли

Цена – это фундаментальная экономическая категория, которая представляет собой денежную стоимость единицы товара. **Цена** – это количество денег, за которое продавец согласен продать, а покупатель купить товар.

Ценообразование – процесс формирования цен на товары, характеризуемый методами, способами установления цен. Различают две основные системы ценообразования: рыночное ценообразование на основе взаимодействия спроса и предложения и централизованное государственное ценообразование на основе назначения цен государственными органами. Характер взаимодействия спроса и предложения определяется типом модели рыночных отношений. В энергетической отрасли используются оба способа ценообразования.

Рыночное ценообразование:

- ценообразование по секторам оптового рынка электроэнергии;

- ценообразование в сбытовых компаниях.

Ценообразование в секторах естественной монополии:

- ценообразование в сетевом комплексе;
- ценообразование у гарантирующего поставщика;
- ценообразование у инфраструктурных организаций в энергетике.

Ценообразование в теплоэнергетике:

- тарифы на тепло;
- тарифы теплосетей на передачу.

В электроэнергетической отрасли функционирует система энергорынков. Она включает потребительский, оптовый и организованный конкурентный рынки. Более подробно вопросы организации рынков рассмотрены в разд. 1.4.

На потребительском и оптовом энергорынках ценообразование осуществляется в форме тарифного регулирования специальными государственными органами: Региональными энергетическими

комиссиями (РЭК) и Федеральной энергетической комиссией (ФЭК). На конкурентном рынке ценообразование осуществляется под воздействием ценовой конкуренции, в результате воздействия которой устанавливается равновесная цена.

Реализации тепловой энергии осуществляется через потребительский и локальный рынки. Оба рынка регулируются Региональными энергетическими комиссиями.

Цены на энергетическую продукцию называют тарифами (по аналогии с отраслями, оказывающими услуги производственного характера: связь и транспорт). Тарифы, или тарифные ставки устанавливаются дифференцированно по видам потребителей (население, сельское хозяйство, промышленность, общественные организации) и в зависимости от режима энергопотребления.

Понятие цены и тарифа на продукцию промышленного энергопредприятия возникает только в тех случаях, когда эта продукция продается на сторону, т.е. внешним потребителям или заводским потребителям внутри завода при внутривзаводском коммерческом расчете.

В большинстве случаев промышленная энергетика является частью промышленных предприятий и служит для энергообеспечения производства. При этом для энергоносителей: пар, горячая вода, электроэнергия – либо устанавливаются внутренние, так называемые, трансфертные цены, либо отпуск энергии технологическим цехам оценивается по себестоимости.

Поскольку промышленные предприятия устанавливают цену на конечную продукцию, прибыль формируется на уровне предприятия с последующим распределением между технологическими, энергетическими и другими подразделениями.

Ценообразование на энергетическую продукцию, как и на любую другую, происходит по определенным экономическим законам, действительным и для промышленной энергетики. Любой производитель должен получить за свою продукцию денежную сумму, необходимую для покрытия издержек производства и получения минимальной прибыли – для замены оборудования, развития производства и т.д. Тогда цена на продукцию промышленного энергетического предприятия, может быть определена ценой производства C , руб./ед.прод. и представлена как сумма себестоимости s и минимальной прибыли $\Pi_{\text{н}}$:

$$Ц = S + П_n, \quad (7.2.1)$$

где $П_n$ – нормативная прибыль.

В простейших случаях внутризаводского коммерческого расчета энергетика устанавливают именно такую минимальную цену на энергию и энергетические услуги.

Когда промышленная энергетика выходит на внешний рынок (оказание ремонтных услуг, продажа газа в баллонах и т.д.), то вступает в силу экономические законы максимальной прибыли.

Если продается один вид энергии, то цена на нее определяется по формуле:

$$T_v = \frac{И \cdot \Delta_4 \cdot T_1 - \Delta_6 \cdot T_6}{\Delta_3} + П_n, \quad (7.2.2)$$

где T_v – цена энергии для сторонних потребителей, руб./ед. энергии;

$И$ – годовые издержки энергохозяйства предприятия при производстве энергии; данного вида энергии, руб./год;

Δ_3 – количество энергии, отпускаемое заводским потребителям по цене $Ц_3$;

T_3 – тариф внутризаводской, который устанавливается исходя из минимальной прибыли;

Δ_6 – количество энергии, отпускаемое бюджетным и коммунально-бытовым потребителям по цене $Ц_6$;

$П_p$ – расчетная прибыль,

Δ_3 – годовое количество энергии, произведенной промышленным предприятием.

В случае получения энергии от энергосистемы промышленное предприятие покупает её по регулируемым государственным ценам. При установлении цен на энергетическую продукцию нужно учитывать особенности энергетического производства.

1. Себестоимость продукции меняется под влиянием изменения структуры генерирующих мощностей и используемых энергоресурсов. Это вызывает необходимость установления дифференцированных цен по районам и регионам для обеспечения нормальных уровней рентабельности.

2. Себестоимость единицы энергетической продукции зависит от момента времени ее производства. Это связано с тем, что в

зависимости от режима потребления в энергосистеме различная установленная мощность оборудования, и, следовательно, различные эксплуатационные расходы.

Себестоимость электрической энергии состоит из постоянных и переменных расходов.

Распределение переменных расходов между потребителями производится пропорционально количеству потребленной энергии.

Распределение между потребителями постоянных расходов, не зависящих от выработки энергии, распределяется по показателю, отражающему участие этих потребителей в образовании максимума нагрузки энергосистемы. Однако учет нагрузки каждого потребителя на момент максимума нагрузки возможен только для крупных потребителей с присоединенной мощностью более 750 кВт·А.

Присоединенная мощность – это сумма мощностей всех потребительских трансформаторов и аппаратов, получающих электроэнергию непосредственно из сети энергосистемы.

Для этих потребителей показателем для распределения постоянных расходов принимается заявленная мощность, которая представляет собой наибольшую получасовую мощность в кВт, отпускаемую потребителю в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы.

Тариф на электроэнергию, который устанавливается в соответствии с характером образования себестоимости (постоянные и переменные расходы) называется двухставочным тарифом.

$$T_{э} = T_0 P_M + T_d \mathcal{E}_T, \quad (7.2.3)$$

где T_0 – основной тариф (ставка за мощность, руб/кВт мес.), за 1 кВт заявленной мощности;

P_M – заявленная мощность, кВт;

T_d – дополнительный тариф (ставка за единицу потребленной энергии), руб./кВт·ч;

\mathcal{E}_T – объем потребления энергии, кВт/ч.

Применение двухставочного тарифа, во-первых, обеспечивает покрытие условно-постоянных расходов производителей электроэнергии, во-вторых, стимулируется сглаживание графика нагрузки потребителей.

Уплотнение графика электрической нагрузки потребителей приводит к повышению числа часов использования генерирующего оборудования, надежности электроснабжения за счет роста эксплуатационного резерва и снижению себестоимости производства энергии за счет уменьшения условно-постоянной составляющей вследствие чего происходит снижение среднего тарифа за потребленную электроэнергию. Это легко видеть из анализа формулы двухставочного тарифа:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_0 P_M}{\mathcal{E}_r} + T_d = T_0 / h_{\text{д, макс}}, \text{ так как } \mathcal{E}_r = P_M \cdot h_{\text{д, макс}}, \quad (7.2.4)$$

где $h_{\text{д, макс}}$ – число часов использования заявленной мощности.

Для мелких промышленных предприятий с присоединенной мощностью менее 750 кВА, и других потребителей при расчетах за электроэнергию установлены одноставочные тарифы. Плата за электроэнергию рассчитывается по формуле:

$$П_э = T_d \cdot \mathcal{E}_r, \quad (7.2.5)$$

где T_d – ставка за единицу потребленной энергии, руб./кВт·ч;

\mathcal{E}_r – количество потребленной за год энергии, кВт·ч.

В настоящее время для коммунально-бытовых потребителей, оснащенных специальными счетчиками, введены дифференцированные тарифы для дневного и ночного потребления электроэнергии.

В ближайшее время планируется ввести многоставочные тарифы и для промышленных объектов. Повышенная плата будет установлена за потребление в часы прохождения максимума суточного графика электрических нагрузок и льготное потребление в ночные часы.

В этом случае плата составит:

$$П_э = T_0 P_M + \mathcal{E}_M T_M + \mathcal{E}_H T_M + (\mathcal{E}_r - \mathcal{E}_M - \mathcal{E}_H) \cdot T_d, \quad (7.2.6)$$

где \mathcal{E}_M, T_M – энергопотребление и сниженный тариф в период максимума графика нагрузки потребителей;

\mathcal{E}_H, T_M – энергопотребление и тариф в период минимальной нагрузки (ночью) соответственно;

\mathcal{E}_T – годовое потребление электроэнергии;

T_d – средний тариф за потребленную электроэнергию.

Введение многоставочных тарифов приводит к выравниванию графика энергопотребления, что существенно улучшает условия и технико-экономические показатели работы энергопроизводителей.

Тарифы в настоящее время дифференцированы в зависимости от напряжения. Для высокого напряжения тарифы ниже.

Тарифы на теплоту дифференцируются по энергосистемам, видам и параметрам теплоносителя. Расчеты с потребителем производятся по одноставочному тарифу, величина которого зависит от определенных параметров пара и горячей воды. При снижении параметров потребляемого пара снижается и тариф, так как отпуск теплоты с паром более низких параметров повышает выработку электрической энергии по теплофикационному циклу, что приводит к экономии топлива и снижению эксплуатационных расходов.

Плата за тепловую энергию определяется по формуле:

$$P_{\text{тепл}} = C_{\text{тепл}} \cdot Q, \quad (7.2.7)$$

где $C_{\text{тепл}}$ – тариф за каждый ГДж полученной теплоты, руб./ГДж;

Q – количество потребленной тепловой энергии.

Тариф устанавливается, исходя из условия полного возврата конденсата. За невозврат конденсата потребители дополнительно возмещают энергоснабжающим организациям затраты на воду по специальному тарифу. За теплоту с возвращаемым конденсатом энергоснабжающая организация оплачивает потребителю.

Суммарная оплата за теплоту:

$$\sum P_T = P_{\text{тепл}} + P_{\text{невозвр.конд}} - P_{\text{конд.теплота}}, \quad (7.2.8)$$

где $P_{\text{невозвр.конд}}$ – плата за невозвращенный конденсат;

$P_{\text{конд.тепл}}$ – возвратные суммы за неиспользованную теплоту возвращенного конденсата.

Такой метод стимулирует экономию теплоты и максимальный возврат конденсата с более высокой температурой.

В настоящее время в ряде систем теплоснабжения проводится разработка и внедрение двухставочных тарифов на теплоэнергию. Общие подходы к их разработке и установлению аналогичны, используемым в электроэнергетике.

Система цен и тарифов на энергопродукцию должна стимулировать к снижению издержек производителей и экономному расходованию энергии потребителей. Ценообразование должно быть гибким и учитывать специфику энергопроизводства и потребления в интересах общества, стимулируя снижение издержек и сдерживая рост тарифов.

7.3. Прибыль и рентабельность энергокомпании

Прибыль является обобщающим показателем производственной деятельности предприятия.

Прибыль представляет собой стоимость прибавочного труда или денежное выражение прибавочной стоимости, полученной в процессе производства. Она вычисляется как разность между суммой реализации (O_p) и издержками (I) или как разность между рыночной ценой (Π) и себестоимостью (s), умноженной на объем производства (V):

$$P_6 = O_p - I = (\Pi - s) \cdot V, \quad (\text{руб./год}), \quad (7.3.1)$$

где P_6 – валовая прибыль, руб./год.

В условиях рынка, придерживаясь цели максимизации прибыли, производители стремятся увеличить прибыль организации. Для этого существует несколько способов.

1. *Повышение продажной цены.* Как известно, в условиях рынка на ценообразование влияет соотношение спроса и предложения. Но производители-монополисты, в том числе и в тех секторах энергетики, где существует естественная монополия, имеют некоторую возможность поднимать тарифы на свою продукцию в пределах, ограниченных мерами государственного регулирования рынка.

2. *Снижение себестоимости продукции.* Это достигается путем повышения эффективности производства, причем наиболее целесообразно техническое перевооружение на базе современной техники. Возможны и другие пути – реконструкция, модернизация, совершенствование организации производства. Чем ниже себестоимость и цена производства по сравнению с конкурентами на рынке, тем выше прибыльность.

3. *Увеличение объема производства.* Но энергетика не может увеличить объем производства по своему желанию, кроме отдельных случаев (ремонтные, строительные-монтажные работы, и т.п.). Нагрузка объектов генерации зависит от диспетчерской службы. Тем не менее созданные рыночные механизмы позволяют независимым, конкурирующим между собой энергокомпаниям расширять объем своего производства за счет вытеснения другой более дорогой генерации.

Для энергетики главными способами увеличения прибыльности является повышение эффективности производства за счет поддержания оборудования в хорошем техническом состоянии путем регулярного и качественного ремонтного обслуживания, режимная оптимизация работы оборудования, его оптимальная загрузка в каждый момент времени и др. Основные пути снижения себестоимости можно определить при анализе технико-технологических факторов, определяющих величину отдельных статей эксплуатационных затрат. Очевидно, что главным для повышения эффективности производства в энергетике является снижение удельных расходов топлива на единицу энергии.

В распоряжении предприятий остается не вся балансовая прибыль, а только ее часть – чистая прибыль, которая определяется по формуле:

$$П_ч = П_б - КР - УР + ПД - ПР - ТН_{цр} - ОП, \quad (7.3.2)$$

где КР – коммерческие расходы;

УР – управленческие расходы;

ПД – прочие доходы;

ПР – прочие расходы;

ТН_{цр} – текущий налог на прибыль, который определяется по данным налогового учета с корректировкой на бухгалтерский учет;

ОП – иные обязательные платежи, которые выплачиваются из чистой прибыли.

В настоящее время часть налогового бремени включается в себестоимость продукции, например, страховые взносы от фонда заработной платы, налог на имущество, транспортный налог.

Налогообложение предусматривает разные виды налоговых отчислений, для каждого из которых определяется своя налоговая база (здесь приводятся только некоторые виды налогов):

- акцизы, т.е. увеличение продажной цены (оплачивается потребителем);
- налог на добавленную стоимость, начисляется от суммы реализации продукции (увеличивает продажную цену, поэтому оплачивается потребителем);
- налог на имущество (собственность) – начисляется от остаточной стоимости основных производственных фондов (относится на себестоимость);
- экологический сбор за вредные выбросы – по нормированным выбросам за каждый вид выбросов (включается в себестоимость), а по сверх нормированным платится из чистой прибыли;
- плата за вредные выбросы – по действующим нормативам за каждый вид выбросов (включается в себестоимость);
- налог на прибыль – взимается с прибыли организации и т.д.

Общее представление о формах налогов и объектах налогообложения может дать табл. 7.3.1.

Налоги подразделяются на федеральные, региональные и местные. К *федеральным налогам* относятся: налог на добавленную стоимость; акцизы; налог на прибыль; налог на доходы физических лиц; государственная пошлина; таможенные пошлины и сборы; налог на пользование недрами и т.д.

К *региональным налогам* и сборам относятся: налог на имущество предприятия; налог на недвижимость; транспортный налог; налог на игорный бизнес.

К *местным налогам* относятся: земельный налог; налог на имущество физических лиц.

Страховые взносы от фонда оплаты труда направляются в ПФР (пенсионный фонд России), в ФСС (Фонд социального страхования), ФОМС (Фонд обязательного медицинского страхования).

Важным показателем эффективности деятельности предприятия является рентабельность.

Примеры форм налогов и объектов налогообложения

Объекты налогообложения		Формы налогов	
Доход	Доход (прибыль) предприятия	Налог на доходы (прибыль) предприятий	
	Заработная плата	Налог на доходы с физических лиц	
	Совокупный годовой доход физ. лиц	Налогообложение доходов (дивидендов, процентов), полученных по акциям и иным ценным бумагам, принадлежащим предприятиям	
	Дивиденды, проценты по ценным бумагам	-- « --	
Имущество	Владение имуществом	Налог на имущество предприятия	
		Налог на имущество физ. лиц	
		Транспортный налог	
	Передача имущества	Госпошлина	
Обращение и потребление товаров	Ввоз-вывоз товаров за границу	Таможенные пошлины	
	Потребление товаров	Акцизы	
		Налог на добавленную стоимость Налог на добычу полезных ископаемых	
		Прямые налоги	
		Косвенные налоги	

Показатель рентабельности производственных фондов определяется отношением прибыли к стоимости производственных фондов. Он показывает, сколько рублей прибыли даст каждый рубль, вложенный в производственные фонды (основные и оборотные средства).

В зависимости от разновидности прибыли, рентабельность может быть балансовой и расчетной.

$$R_{\text{баланс}} = \frac{\Pi_{\text{б}}}{K_{\text{произ.фондов}}} = \frac{\Pi_{\text{б}}}{K_{\text{средне-год}} + S_{\text{оборот}}} \quad (7.3.3)$$

где $K_{\text{средне-год}}$ – среднегодовая стоимость основных производственных средств;

$S_{\text{оборот}}$ – среднегодовая стоимость нормируемых оборотных средств.

$$R_{\text{расч}} = \frac{\Pi_{\text{ч}}}{K_{\text{произ.фонд}}} = \frac{\Pi_{\text{б-налоги}}}{K_{\text{произ.фонд}}}, \quad (7.3.4)$$

Другим показателем, оценивающим прибыльность предприятия, является рентабельность производства. Рентабельность производства – это отношение прибыли к издержкам производства.

$$R_{\Pi} = \frac{\Pi_{\text{б}}}{И} \text{ или } \frac{\Pi_{\text{ч}}}{И}. \quad (7.3.5)$$

Она показывает, насколько продажная цена продукции выше себестоимости. Это видно из формулы:

$$R_{\Pi} = \frac{\Pi_{\text{б}}}{И} = \frac{O_{\text{р-И}}}{И} = \frac{O_{\text{р}}}{И} - 1 = \frac{Ц \cdot V}{s \cdot V} - 1 = \frac{Ц}{s} - 1. \quad (7.3.6)$$

Для анализа производственно-хозяйственной деятельности применяются три основные группы показателей рентабельности: рентабельность продаж, рентабельность активов и рентабельность капитала.

К показателям рентабельности продаж относятся: коэффициент чистой рентабельности продаж; коэффициент рентабельности продаж по маргинальному доходу; коэффициент рентабельности продаж по прибыли от реализации.

Коэффициент чистой рентабельности продаж рассчитывается как отношение чистой прибыли к выручке от реализации и характеризует долю чистой прибыли в объеме продаж предприятия.

Рентабельность продаж по маргинальному доходу определяется как отношение маржинального дохода, т.е. выручки от реализации за вычетом переменных затрат, к выручке от реализации.

Рентабельность продаж по прибыли от реализации исчисляется как отношение прибыли от реализации к выручке от реализации. В некоторых случаях в числителе может использоваться не прибыль от реализации, а балансовая прибыль.

Показатель рентабельности активов отражает степень доходности использования активов предприятия и определяется как отношение прибыли предприятия и выплаченных процентов по кредитам к средней величине балансовой стоимости активов предприятия. В числителе может также использоваться значение чистой прибыли предприятия. Рентабельность активов рассчитывается как произведение показателей рентабельности продаж и оборачиваемости активов предприятия. Следовательно, прибыль предприятия, полученная с каждого рубля средств, инвестированных в его активы, зависит от скорости оборачиваемости имущества и от доли прибыли в выручке предприятия.

Коэффициент рентабельности собственного капитала отражает степень эффективности использования акционерного капитала предприятия и является косвенной характеристикой доходности инвестиций акционеров. Рентабельность собственного капитала обычно определяется как отношение чистой прибыли акционерного общества к величине балансовой стоимости собственного капитала. В состав собственных средств предприятия принято включать величину капитала, инвестированного акционерами и сумму резервов, созданных за счет чистой прибыли акционерного общества. Рентабельность собственного капитала зависит от нормы чистой рентабельности продаж, оборачиваемости активов и соотношения общей величины капитала и собственного капитала предприятия.

7.4. Основные финансовые документы предприятия

Каждое изменение финансового состояния предприятия должно быть отражено в финансовых документах. В них отражается финансовая деятельность предприятия на планируемый и отчетный периоды.

Обоснованность управленческих решений базируется на финансовых (бухгалтерских) отчетах. Цель бухгалтерских отчетов – предоставить объективную и необходимую информацию разным группам пользователей, таких как менеджеры, вкладчики капитала, кредиторы, налоговые службы, профсоюзы. Результаты финансового управления представляют в финансовом отчете.

Результаты финансового управления (менеджмента) представляют в финансовом отчете (приказ Минфина России от 02.07.2010г. № 66н).

Основными формами бухгалтерской отчетности организаций являются:

- 1) бухгалтерский баланс;
- 2) отчет о финансовых результатах;
- 3) отчет об изменении капитала;
- 4) отчет о движении денежных средств;
- 5) отчет о целевом использовании средств;

6) оформление и содержание пояснений к бухгалтерскому балансу и отчету о финансовых результатах определяется организацией самостоятельно с учетом приложения №3 к настоящему приказу.

Основу финансового отчета составляет балансовый отчет – свод цифровых данных бухгалтерского учета о финансовом положении предприятия на определенную календарную дату. Типичный баланс представлен в табл. 7.4.1.

Баланс показывает финансовое положение предприятия на определенный, как правило, последний, день месяца, квартала, года. Баланс состоит из двух частей: в левой указываются активы, в правой – пассивы. В активе показаны средства, которыми располагает предприятие (производственные запасы, товары, основной капитал, дебиторская задолженность). В пассиве показаны источники средств, т.е. кредиторская задолженность предприятия и собственный (акционерный) капитал. В собственном (акционерном) капитале указывается сумма, подлежащая распределению между держателями акций в случае ликвидации предприятия на дату составления баланса. Обе части баланса всегда уравновешены, т.е. сбалансированы.

Таблица 7.4.1

Баланс на 31 декабря 200...г., тыс. руб.

АКТИВЫ	ПАССИВЫ
I. Внеоборотные активы	III. Капитал и резервы
Основные средства	Уставной капитал
Нематериальные активы	Добавочный капитал
Незавершенное строительство	Резервный капитал
Долгосрочные финансовые вложения	Нераспределенная прибыль
II. Оборотные активы	IV. Долгосрочные обязательства
Запасы	Займы и кредиты
Налог на добавленную стоимость	V. Краткосрочные обязательства
Дебиторская задолженность	Задолженность по бюджету
Краткосрочные финансовые вложения	Задолженность по заработной плате
Денежные средства	Задолженность кредиторская
Баланс	Баланс

Таблица 7.4.2

Отчет о финансовых результатах

Строка	Наименование	Расшифровка
	<i>Доходы и расходы по обычным видам деятельности</i>	
1.	Выручка от продаж за минусом налогов	
2.	Себестоимость проданной продукции	
3.	Валовая прибыль	1-2
4.	Коммерческие расходы	
5.	Управленческие расходы	
6.	Прибыль (убыток) от продаж	3-4-5
	<i>Прочие доходы и расходы</i>	
7.	Проценты к получению	
8.	Проценты к уплате	
9.	Доходы от участия в других организациях	
10.	Прочие доходы	
11.	Прочие расходы	
12.	Прибыль (убыток) до налогообложения	6+7-8+9+10-11
13.	Текущий налог на прибыль	По данным налогового учета
14.	Чистая прибыль	12-13

Отчет о финансовых результатах показывает сумму прибыли или убытков предприятия за год (табл. 7.4.2). В то время как баланс характеризует платежеспособность предприятия на определенную дату, отчет о финансовых результатах отражает *прибыльность предприятия*, т.е. показывает результат деятельности предприятия за определенный период. В отчете о финансовых результатах сравнивается сумма выручки от продажи товаров и другие виды доходов со всеми затратами и капиталовложениями, осуществленными в процессе функционирования предприятия. В результате своей деятельности за год предприятие имеет или чистую прибыль, или убыток.

Если отчет о *финансовых результатах* представляет интерес для акционеров предприятия, то *отчет о полученной прибыли к распределению* (табл. 7.4.3) представляет интерес для нее самой.

Таблица 7.4.3

Отчет о полученной прибыли к распределению

Строка	Наименование
1...	Баланс чистой прибыли на 01.01.200....
2.	Оплата штрафов, пеней
3.	Возмещение убытков
4.	Дивиденды, выплаченные по привилегированным и по обычным акциям
5.	Курсовые разницы по операциям с иностранной валютой
6.	Отчисления в резервный фонд
7.	Баланс чистой прибыли на 31.12.200..

В отчете полученной прибыли к распределению показаны суммы, которые были использованы самим предприятием для расширения деятельности. Акционера интересует увеличение курса акций, предприятие стремится к росту полученной прибыли.

Капитал организации – это источник финансирования финансово-хозяйственной деятельности. Величина совокупного капитала организации отражается в пассиве баланса. Совокупный капитал состоит из собственного и заемного (табл. 7.4.4). В форме отчета об изменениях капитала отражается информация о состоянии и движении собственного капитала организации.

Основные источники финансирования

Строка	Наименование
1.	Собственные средства финансирования, в т.ч.
1.1.	Внутренние источники, из них
	а) амортизация основных фондов и нематериальных активов
	б) прибыль
1.2.	Внешние источники, из них
	а) целевое финансирование
2.	Заемные источники финансирования, в т.ч.
	а) банковские кредиты
	б) займы
	в) средства эмиссии облигаций
	г) бюджетное ассигнования
	д) средства внебюджетных фондов
3.	Итого средства финансирования

В отчете указывается чистая прибыль и амортизация, это собственные средства. После реализации продукции сумма амортизации высвобождается и используется на развитие предприятия.

В отечественном бухгалтерском учете используются *пояснения к бухгалтерскому балансу* и отчету о финансовых результатах (раздел 1, раздел 2) (табл. 7.4.5), в которой отражается амортизируемые активы – это нематериальные активы, основные средства.

Таблица 7.4.5

Пояснения к бухгалтерскому балансу

Строка	Наименование
1.	Нематериальные активы
2.	Основные средства
3.	Расходы на научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы
4.	Расходы на освоение природных ресурсов
5.	Финансовые вложения
6.	Дебиторская и кредиторская задолженность
7.	Расходы по обычным видам деятельности (по элементам затрат)

Амортизационная политика – составная часть общей политики формирования финансовых ресурсов, заключающаяся в управлении амортизационными отчислениями от использования основных средств и нематериальных активов с целью их реинвестирования в производственную

Важнейшую роль в финансово-экономической жизни предприятия играет планирование финансовых ресурсов. Основным финансовым документом на этапе планирования является финансовый план предприятия. В нем отражаются конечные финансовые результаты хозяйственной деятельности предприятия.

Финансовый план состоит из двух разделов.

I. Доходы и поступления средств.

II. Расходы и отчисления средств.

Раздел I содержит такие показатели:

- 1) прибыль от реализации продукции, работ, услуг;
- 2) прибыль от прочей реализации (основных средств, других активов, доходы от долевого участия в уставном капитале других предприятий; доходы, полученные по ценным бумагам; доходы от хранения денежных средств на депозитных счетах в банках и других финансово-кредитных учреждениях; доходы от сдачи имущества в аренду);
- 3) амортизационные отчисления на полное восстановление основных фондов и по нематериальным активам;
- 4) поступление средств от других предприятий, в том числе: в порядке долевого участия в строительстве; по хоздоговорам на научно-исследовательские работы;
- 5) поступления из внебюджетных фондов.

Раздел II содержит показатели:

- 1) расходы на производство;
- 2) налоги, уплачиваемые из прибыли (по видам налогов);
- 3) распределение чистой прибыли, в том числе: на накопление (по направлениям использования); на потребление (по направлениям использования);
- 4) Долгосрочные инвестиции (по формам инвестиций), в том числе: за счет амортизационных отчислений; за счет других источников финансирования (по видам источников);
- 5) Прочие расходы.

7.5. Критерии финансового состояния энергопредприятия

В рыночной экономике целью любого предприятия в краткосрочной перспективе является получение максимальной прибыли. В долгосрочной перспективе целью производственно-хозяйственной деятельности предприятия является создание условий для устойчивого развития.

Необходимым условием устойчивого развития предприятия является его хорошее финансовое состояние.

Под общей устойчивостью предприятия можно понимать и такое его состояние, когда предприятие стабильно. На протяжении достаточно длительного периода времени выпускает и реализует конкурентоспособную продукцию, получает чистую прибыль, достаточную для производственного и социального развития предприятия, является ликвидным и кредитоспособным.

Финансовое состояние предприятия зависит от многих факторов, которые можно классифицировать как зависящие (внутренние) и не зависящие (внешние) от деятельности самого предприятия.

К внутренним факторам можно отнести способность руководителей предприятия и его менеджеров эффективно управлять предприятием с целью достижения рационального использования всех ресурсов, выпуска конкурентоспособной продукции и на этой основе устойчивого финансового состояния предприятия.

Внешние факторы зависят в основном от проводимой экономической политики государства: финансово-кредитной, налоговой, амортизационной и т.д., которая в конечном итоге создаст благоприятные или плохие условия хозяйствования.

Оценка финансового состояния предприятия необходима не только руководителю и персоналу предприятия, но и лицам, принимающим непосредственное участие в хозяйственной деятельности предприятия:

- инвесторам для принятия решения о вложении средств в развитие предприятия;
- кредиторам для оценки уровня риска возврата кредитов;
- аудиторам для подготовки рекомендаций по повышению эффективности деятельности предприятия и совершенствованию ведения бухгалтерского учета.

В связи с развитием акционерных обществ финансовый анализ выполняет дополнительную функцию – рекламную. Публикация результатов финансового анализа в виде отчетов показывает инвесторам и акционерам результаты работы предприятия за отчетный период времени и тенденции изменения прибыли и рентабельности на следующий год, а также служат рекламным материалом для привлечения новых инвестиций.

Для обеспечения устойчивого развития руководство предприятия должно обеспечить мониторинг финансового состояния предприятия.

Финансовое состояние предприятия – очень емкое понятие, которое невозможно охарактеризовать одним критерием. Поэтому для характеристики финансового состояния предприятия применяются комплекс критериев – таких, как финансовая устойчивость, платежеспособность, ликвидность баланса, кредитоспособность, рентабельность (прибыльность) и др.

Наиболее важным критерием, характеризующим финансовое состояние предприятия, является комплексный критерий финансовой устойчивости предприятия.

Финансовая устойчивость предприятия предполагает такое состояние его финансовых ресурсов, их распределение и использование, которое обеспечивает развитие предприятия благодаря росту прибыли и капитала при сохранении платежеспособности и кредитоспособности в условиях допустимого уровня риска.

Платежеспособность – это возможность предприятия расплачиваться по своим обязательствам. При хорошем финансовом состоянии предприятие устойчиво платежеспособно; при плохом – периодически или постоянно неплатежеспособно. Самый лучший вариант, когда у предприятия всегда имеются свободные денежные средства, достаточные для погашения имеющихся обязательств. Но предприятие является платежеспособным и в том случае, когда свободных денежных средств у него недостаточно или они вовсе отсутствуют, но предприятие способно быстро реализовать свои активы и расплатиться с кредиторами.

Поскольку одни виды активов обращаются в деньги быстрее, другие – медленнее, необходимо группировать активы предприятия по степени их ликвидности, т.е. по возможности обращения в денежные средства.

Ликвидность – способность любой материальной ценности (актива) превратиться в средство платежа, т.е. потенциальную возможность превратиться в наличные деньги.

К наиболее ликвидным активам относятся сами денежные средства предприятия и краткосрочные финансовые вложения в ценные бумаги. Следом за ними идут быстрореализуемые активы – депозиты и дебиторская задолженность. Более длительного времени требует реализация готовой продукции, запасов сырья, материалов и полуфабрикатов, которые относятся к медленно реализуемым активам. Наконец, группу труднореализуемых активов образуют земля, здания, оборудованис, продажа которых требует значительного времени, а поэтому осуществляется крайне редко.

Сгруппированные по степени ликвидности активы представлены в табл. 7.5.1.

Таблица 7.5.1

Классификация активов по степени ликвидности

Характер активов	Степень ликвидности	Виды активов
Текущие	A ₁ – наиболее ликвидные	Денежные средства в банке, в кассе предприятия Краткосрочные ценные бумаги
	A ₂ – быстроликвидные	Депозиты Дебиторская задолженность
	A ₃ – медленнореализуемые	Готовая продукция Незавершенное производство Сырье и материалы
Постоянные активы	A ₄ – труднореализуемые	Здания Оборудованис Транспортные средства Земля

Для определения платежеспособности предприятия с учетом ликвидности его активов используют информацию, содержащуюся в балансе предприятия. Анализ ликвидности баланса заключается в сравнении размеров средств по активу, сгруппированных по степени их ликвидности, с суммами обязательств по пассиву, сгруппированными по срокам их погашения.

Пассивы баланса по степени срочности их погашения можно подразделить следующим образом:

P_1 – наиболее срочные обязательства (кредиторская задолженность);

P_2 – краткосрочные пассивы (краткосрочные кредиты и займы);

P_3 – долгосрочные кредиты и займы, арендные обязательства;

P_4 – постоянные пассивы (собственные средства, за исключением арендных обязательств и задолженности перед учредителями).

Классификация активов и пассивов баланса позволяет дать оценку ликвидности баланса.

Ликвидность баланса – это степень покрытия обязательств предприятия такими активами, срок превращения которых в денежные средства соответствуют сроку погашения обязательств.

Баланс считается абсолютно ликвидным, если:

$A_1 \geq P_1$, то наиболее ликвидные активы равны наиболее срочным обязательствам или перекрывают их;

$A_2 \geq P_2$, то быстрореализуемые активы равны краткосрочным пассивам или перекрывают их;

$A_3 \geq P_3$, то медленно реализуемые активы равны долгосрочным пассивам или перекрывают их,

$A_4 \geq P_4$, то постоянные пассивы равны трудно реализуемым активам или перекрывают их.

Одновременное соблюдение первых трех правил обязательно влечет за собой достижение и четвертого, ибо если совокупность первых трех групп активов больше (или равна) сумме первых трех групп пассивов баланса (т.е. $[A_1 + A_2 + A_3] \geq [P_1 + P_2 + P_3]$), то четвертая группа пассивов баланса обязательно перекрост (или будет равна) четвертую группу активов (т.е. $A_4 \leq P_4$).

Последнее положение имеет глубокий экономический смысл: когда постоянные пассивы перекрывают трудно реализуемые активы, соблюдается важное условие платежеспособности – наличие у предприятия собственных оборотных средств, обеспечивающих бесперебойный производственный процесс; равенство же постоянных пассивов и трудно реализуемых активов отражает нижнюю границу платежеспособности за счет собственных средств предприятия.

Под *кредитоспособностью предприятия* понимаются его возможности в получении кредита и способности его своевременного погашения за счет собственных средств и других финансовых ресурсов.

Для достижения и поддержания финансовой устойчивости предприятия важна не только абсолютная величина прибыли, но и ее уровень относительно вложенного капитала или затрат предприятия, т.е. *рентабельность* (прибыльность).

Методы расчета показателей, характеризующих финансовое состояние предприятия. Анализ финансового состояния предприятия необходим не только для того, чтобы знать, в каком положении находится предприятие на тот или иной отрезок времени, но и для эффективного управления с целью обеспечения финансовой устойчивости предприятия.

Финансовое состояние характеризуют многие показатели, которые можно объединить в следующие группы.

1. Показатели платежеспособности:

- 1.1) коэффициент абсолютной ликвидности;
- 1.2) промежуточный коэффициент покрытия;
- 1.3) общий коэффициент покрытия.

2. Показатели финансовой устойчивости:

- 2.1) коэффициент собственности (независимости);
- 2.2) доля заемных средств;
- 2.3) соотношение заемных и собственных средств.

3. Показатели деловой активности:

- 3.1) общий коэффициент оборачиваемости;
- 3.2) скорость оборота;
- 3.3) оборачиваемость собственных средств.

4. Показатели рентабельности:

- 4.1) имущество предприятия;
- 4.2) собственные средства;
- 4.3) производственные фонды;
- 4.4) долгосрочные и краткосрочные финансовые вложения;
- 4.5) собственные и долгосрочные заемные средства;
- 4.6) норма балансовой прибыли;
- 4.7) чистая норма прибыли.

Исходными данными для расчета показателей всех этих групп в основном являются данные бухгалтерского баланса предприятия.

Расчет показателей платежеспособности

В целом показатели платежеспособности характеризуют возможность предприятия в конкретный момент времени рассчитаться с кредиторами по краткосрочным платежам собственными средствами. Расчетные формулы платежеспособности представлены в табл. 7.5.2.

Предприятие считается платежеспособным, если эти показатели не выходят за рамки следующих предельных значений:

- коэффициент абсолютной ликвидности: 0,2–0,25;
- промежуточный коэффициент покрытия: 0,7–0,8;
- общий коэффициент покрытия: 2,0–2,5.

Таблица 7.5.2

Расчетные формулы для определения платежеспособности

№ п/п	Наименование показателя	Расчетная формула	Условия расчета по времени
1	Коэффициент абсолютной ликвидности	$\frac{\text{Денежные средства} + \text{Краткосрочные вложения}}{\text{Краткосрочная задолженность}}$	На текущий момент времени
2	Промежуточный коэффициент покрытия	$\frac{\text{Денежные средства} + \text{Краткосрочные финансовые вложения} + \text{Дебиторская задолженность}}{\text{Краткосрочная задолженность}}$	На текущий момент времени
3	Общий коэффициент покрытия	$\frac{\text{Оборотные средства}}{\text{Краткосрочная задолженность}}$	На текущий момент времени

Расчет показателей финансовой устойчивости

Эти показатели характеризуют степень защищенности привлеченного капитала. Они рассчитываются на основе данных бухгалтерского баланса предприятия. Расчетные формулы для определения финансовой устойчивости представлена в табл. 7.5.3.

**Расчетные формулы
для определения финансовой устойчивости**

№ п/п	Наименование показателя	Расчетная формула	Условия расчета по времени
1	Коэффициент собственности	$\frac{\text{Собственные средства}}{\text{Имущество предприятия}}$	На текущий момент времени
2	Доля заемных средств	$\frac{\text{Сумма обязательств предприятия}}{\text{Имущество предприятия}}$	На текущий момент времени
3	Соотношение заемных и собственных средств	$\frac{\text{Сумма обязательств предприятия}}{\text{Собственные средства}}$	На текущий момент времени

Установлены следующие их предельные значения финансовой устойчивости:

- коэффициент собственности (независимости) не ниже 0,7;
- коэффициент заемных средств не выше 0,3;
- соотношение заемных и собственных средств не выше 1.

Существует и ряд других показателей, характеризующих деловую активность предприятия. Показатели деловой активности необходимо наглядно представлять в коэффициентах. Расчетные формулы для определения показателей деловой активности представлены в табл. 7.5.4. В странах с развитой рыночной экономикой по наиболее важным показателям деловой активности устанавливаются нормативы по экономике в целом и по отраслям. Как правило, такие нормативы отражают средние фактические значения этих коэффициентов. Так, в большинстве цивилизованных рыночных стран нормативом оборачиваемости запасов являются 3 оборота, т.е. примерно 122 дня, нормативом оборачиваемости дебиторской задолженности – 4,9, или примерно 73 дня.

Следует заметить, что среднюю стоимость активов и пассивов за период, например год, рассчитывают как среднюю хронологическую по месячным данным; если нет такой возможности – то по квартальным данным; если в распоряжении финансового аналитика имеется лишь годовой баланс, то применяется упрощенный прием: средняя из сумм данных на начало и конец периода (года).

Таблица 7.5.4

Расчетные формулы для определения деловой активности

№ п/п	Наименование показателя	Расчетная формула	Условия расчета по времени
1	Общий коэффициент оборачиваемости капитала	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Итог баланса (стоимость имущества)}}$	На текущий момент времени
2	Коэффициент оборачиваемости собственных средств	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Собственные средства}}$	Для временного интервала
3	Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Средняя за период дебиторская задолженность}}$	Для временного интервала
4	Средний срок оборота дебиторской задолженности	$\frac{365}{\text{Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности}}$	Для временного интервала
5	Коэффициент оборачиваемости всех оборотных активов	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Средняя стоимость оборотных активов}}$	Для временного интервала
6	Коэффициент оборачиваемости банковских активов	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Средняя величина свободных денежных средств и ценных бумаг}}$	Для временного интервала

Рентабельность полнее характеризует деятельность энергетического предприятия, так как она, являясь относительным показателем, характеризует степень использования капитала предприятия или его составных частей, их доходность.

Уровень рентабельности в электроэнергетике не очень высок, ниже, чем в ряде других отраслей, что объясняется значительной капиталоемкостью энергетических объектов. Формулы с расчетными формулами для оценки рентабельности предприятия представлены в табл. 7.5.5

Основными показателями рентабельности является: рентабельность имущества предприятия, рентабельность собственных средств, общая рентабельность производственных фондов, так же оценивается норма балансовой прибыли и чистая норма прибыли предприятия.

Таблица 7.5.5

Расчетные формулы для определения рентабельности

№ п/п	Наименование показателя	Расчетная формула (в %)	Условия расчета по времени
1	Рентабельность имущества предприятия	$\frac{\text{Чистая (или валовая) прибыль}}{\text{Средняя величина имущества предприятия (активов)}}$	Для временного интервала
2	Рентабельность собственных средств	$\frac{\text{Чистая (или валовая) прибыль}}{\text{Средняя стоимость собственных средств}}$	Для временного интервала
3	Общая рентабельность производственных фондов	$\frac{\text{Валовая (балансовая) прибыль}}{\text{Средняя стоимость производственных фондов}}$	Для временного интервала
4	Норма балансовой прибыли	$\frac{\text{Валовая (балансовая) прибыль}}{\text{Чистый объем продаж}}$	Для временного интервала
5	Чистая норма прибыли	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Чистый объем продаж}}$	Для временного интервала

Контрольные вопросы и задания

1. Что понимается под финансовой устойчивостью предприятия?
2. Что следует понимать под платежеспособностью предприятия?
3. Какова классификация активов предприятия по степени их ликвидности?
4. Что понимается под кредитоспособностью предприятия?
5. Каковы показатели, характеризующие финансовое состояние предприятия, и методика их расчета?
6. Какие финансовые документы предприятия вы знаете?
7. Что включают в себя финансовый отчет предприятия?
8. Из каких разделов состоит финансовый план предприятия?
9. Раскройте содержание отдельных разделов финансового плана.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

8.1. Основные этапы инвестиционного проекта

В условиях рыночной экономики важнейшим условием устойчивого развития предприятия является эффективность инвестиционной деятельности.

Инвестиции – это вложения капитала в развитие предприятия, мероприятия по повышению эффективности производственно-хозяйственной деятельности с целью получения экономического, экологического, социального или иного положительного результата.

Инвестиционная деятельность имеет ряд специфических особенностей:

- вложения капитала и получение результата разделены во времени;
- наличие альтернативных вариантов вложения капитала;
- дефицит необходимых ресурсов, в первую очередь, финансовых;
- невозможность ограничить инвестиционную деятельность рамками предприятия, так как возникает необходимость привлечения сторонних организаций, цели которых не всегда совпадают с целями предприятия.

Все это делает принятие решения по вопросу вложения капитала ключевой проблемой инвестиционного менеджмента. Процедура принятия решения подразумевает оценку и выбор варианта, в наибольшей степени соответствующего принятым критериям.

В соответствии с общепринятой практикой инвестиционная деятельность организуется в проектной форме.

Инвестиционный проект – это комплексный план создания или модернизации производства с целью получения экономической выгоды или иного полезного эффекта.

Период разработки и реализации инвестиционного проекта называется инвестиционным циклом и состоит из трех стадий: прединвестиционной, инвестиционной, производственной (эксплуатационной).

На прединвестиционной стадии изучаются возможные варианты реализации проекта, определяются прогнозные затраты, рыночный спрос на продукцию, различные виды эффектов, а также проводятся технико-экономические исследования, связанные с качеством, технологическим уровнем и т.п. Технико-экономическое обоснование проекта либо основывается на экспертных оценках затрат и результатов, либо определяется, исходя из укрупненных (удельных) показателей.

В ходе этих исследований используется итеративный метод получения оценок экономической эффективности проекта. Каждая последующая итерация предполагает использование более точных и полных данных об условиях реализации проекта.

Параллельно решаются организационные проблемы: уточняются сроки, определяется круг участников проекта, источники финансирования и т.п.

Заканчивается эта стадия составлением программы финансирования и разработкой бизнес-плана. Важнейшим разделом бизнес-плана является экономическое обоснование, смысл которого – представление информации в виде, позволяющем инвестору сделать заключение о целесообразности или нецелесообразности осуществления инвестиций.

На инвестиционной стадии окончательно отбираются организации, участвующие в проекте: подрядчики и поставщики, готовится соответствующая правовая и проектная документация, создается система управления проектом: в случае нового строительства – создается дирекция будущего предприятия, а на действующем предприятии – назначается управляющий проектом. Проводится строительство, монтаж и наладка оборудования.

На производственной (эксплуатационной) стадии – осуществляется эксплуатация объекта.

Реализация инвестиционного проекта может быть представлена, как два взаимосвязанных экономических процесса: инвестирования и получения доходов от вложенных средств. Эти

процессы протекают последовательно или на некотором временном отрезке параллельно. Основные стадии инвестиционного цикла представлены на рис. 8.1.1.

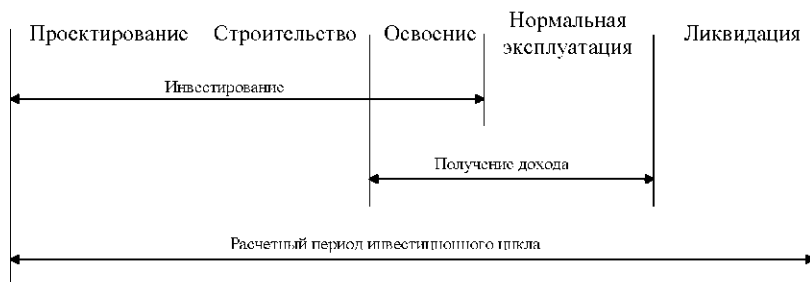


Рис. 8.1.1. Схема стадий инвестиционного проекта

Все стадии вместе составляют расчетный период, который охватывает инвестиционный процесс, процесс производства, в ходе которого получают доход, и процесс ликвидации проекта.

Расчетный период – это период времени, в течение которого инвестор вкладывает средства и возвращает их с выгодой для себя в случае благоприятной ситуации. Продолжительность расчетного периода определяется, исходя из периода конкурентоспособности данной технологии или продукция, срока службы оборудования или иной причины прекращения проекта.

Экономическое обоснование включает:

1) экономическую оценку, характеризующую экономический потенциал проекта, т.е. возможность сохранения и прироста капитала;

2) финансовую оценку, характеризующую возможность получения прибыли участниками проекта.

В мировой практике для экономической оценки инвестиционных проектов используются рекомендации Всемирного Банка и методика ЮНИДО. Для российских условий на основе международного опыта разработаны Методические рекомендации по оценке эффективности проектов и их отбору для финансирования.

Методологической основой разработки этих рекомендаций является моделирование денежных потоков, генерируемых проектом.

Денежный поток включает притоки и оттоки денежных средств за определенный период времени, которые рассматриваются в порядке их поступления или выплаты.

Денежный поток, или поток платежей, характеризует процессы инвестирования, затрат текущей деятельности и получения дохода в виде одной совмещенной последовательности. Результирующий поток платежей формируется как разность (сальдо) между доходами от реализации проекта и расходами в единицу времени.

Модель проекта, или денежных потоков проекта, относят к классу имитационных. Она представляет собой набор формул для расчета притока и оттока денежных средств с целью определения сальдо за весь расчетный период.

В основу оценок эффективности инвестиционных проектов положены следующие основные принципы.

- Рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода) – от проведения прединвестиционных исследований до прекращения проекта.

- Сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта).

- Положительности и максимума эффекта. Для того, чтобы проект был признан эффективным, с точки зрения инвестора, необходимо, чтобы эффект реализации был положительным; при сравнении альтернативных вариантов предпочтение отдается проекту с наибольшим значением эффекта.

- Учет предстоящих затрат и поступлений, связанных только с разработкой и реализацией проекта. Этот принцип принято называть проектным подходом.

- Проведение сравнения «с проектом» и «без проекта» в течение расчетного периода. Ошибочный вариант сравнения – «до проекта» и «после проекта» (несмотря на эффективность проекта ситуация «без него» может оказаться более эффективной).

- Учет в инвестиционных затратах потребности в оборотных средствах, необходимых для функционирования производственных фондов.

- Многоэтапность оценки. Эффективность проекта на различных стадиях его подготовки и реализации определяется заново с различной глубиной проработки.

Увеличение глубины проработки связано с учетом большего числа влияющих факторов, уточнением оценок поступлений и затрат, применением более сложных методов анализа. Оценка эффективности может быть получена как без учета, так и с учетом неравноценности денежных потоков, относящихся к разным периодам времени, инфляции, структуры и цены капитала, динамики изменения потребности в оборотных средствах по годам расчетного периода и т.п.

Составляющие инвестиционных затрат в зависимости от глубины проработки оцениваются по-разному: на основе удельных показателей, исходя из стоимости аналогичных проектов, по результатам расчета сметы затрат.

Принятие решения об инвестировании проекта основывается на сравнении показателей финансово-экономической эффективности альтернативных вариантов вложения капитала.

Как уже отмечалось, отличительной чертой инвестиционной деятельности является альтернативность. Любая инженерная задача предполагает многовариантность решения. В энергетической отрасли благодаря взаимозаменяемости энергоресурсов всегда имеются возможности по-разному решать проблемы энергоснабжения. Каждый вариант решения – это вариант инвестиционного проекта. В результате проведения финансово-экономического анализа выбирается вариант, обеспечивающий получение наибольшего экономического результата. При сравнении вариантов должны выполняться условия сопоставимости вариантов по производственному эффекту. При решении проблем энергоснабжения должно обеспечиваться производство одинакового количества энергоресурсов.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта необходимо использовать следующую информацию:

- 1) развернутый во времени процесс создания или модернизации предприятия (распределение во времени инвестиций);
- 2) источники финансирования проекта и стоимость капитала
- 3) развернутый во времени процесс освоения производства;
- 4) цену на продукцию (тарифы на электроэнергию и тепло);
- 5) структуру инвестиционных затрат и текущих издержек.

Экономическая оценка эффективности инвестиционных проектов заключается в сопоставлении инвестиционных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и

прочих затрат с поступлением денежных средств, которые будут иметь место при реализации производимой продукции.

Причем на стадии технико-экономических исследований оценивается экономическая эффективность объектов в целом и выбирается лучший вариант. После составления программы финансирования проводятся повторные расчеты с учетом источников финансирования. Из нескольких вариантов финансирования выбирается лучший вариант и оформляется в виде бизнес-плана.

Бизнес-план содержит план маркетинга и производственную программу, на основе которых разрабатывается финансово-экономическое обоснование проекта и финансовый план.

На практике используются два подхода к оценке экономической эффективности: первый – упрощенный, без учета фактора времени и второй – с учетом фактора времени, что позволяет учесть неравноценность доходов и расходов, относящихся к разным периодам времени.

8.2. Методы оценки эффективности инвестиционного проекта без учета фактора времени

Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционных проектов без учета фактора времени предполагают использование упрощенной схемы расчета следующих показателей: движения потоков наличности, чистой прибыли, рентабельности инвестиций, срока окупаемости инвестиционных вложений, срока предельно возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним.

В силу своей простоты и наглядности, упрощенные методы широко применяются на ранних стадиях изучения проекта для получения экспресс-оценки. Эти методы целесообразно использовать и для оценки небольших проектов: малозатратных и быстроокупающихся. В энергетике к числу таких проектов можно отнести реализацию некоторых энергосберегающих мероприятий.

Показатели финансово-экономической эффективности проекта, полученные с использованием упрощенной схемы расчета, называют простыми (статическими или бухгалтерскими). Рассмотрим их более подробно.

1. Чистая прибыль ($\Pi_{ч}$) – это сальдо денежного потока за некоторый промежуток времени (например, на месяц, или год и т.д.).

$$\Pi_{ч} = O_p - И - Н, \quad (8.2.1)$$

где O_p – объем реализованной продукции без учета НДС;

И – издержки, включая амортизацию и финансовые издержки;

Н – налог на прибыль.

2. Чистым доходом (ЧД; *Net Value, NV*) называется эффект (сальдо денежного потока) за расчетный период:

$$\text{ЧД} = \sum_{t=0}^{T_p} \text{Э}_t, \quad (8.2.2)$$

где Э_t – чистый поток платежей (чистый доход)

$$\text{Э}_t = O_{p,t} - И_t^1 - Н_t - K_t + K_{\text{лик},t}, \quad (8.2.3)$$

где K_t – инвестиции на шаге t ;

$K_{\text{лик},t}$ – доходы от продажи изношенных основных средств.

Очевидно, что если $\text{ЧД} > 0$, то проект следует рекомендовать к внедрению; если $\text{ЧД} < 0$, проект следует отвергнуть; при $\text{ЧД} = 0$ проект не прибыльный и не убыточный.

Если же рассматривать несколько взаимоисключающих проектов, то выгодным с позиций доходности будет тот проект, у которого ЧД больше.

3. Рентабельность инвестиций характеризует прибыль, полученную с рубля вложенного капитала. Она определяется как отношение чистой прибыли к сумме инвестиций.

$$R_t = (\Pi_{ч} + И_{\text{ам}}) / K, \quad (8.2.4)$$

где $И_{\text{ам}}$ – годовые амортизационные отчисления;

K – суммарный размер инвестиций.

$$R = \frac{O_p - И^1 - Н}{K}, \quad (8.2.5)$$

где $И^1$ – годовые эксплуатационные издержки без учета затрат на амортизацию и финансовых издержек.

Рентабельность инвестиций для акционерного капитала

$$R_{\text{акц}} = \frac{\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}}{K_{\text{акц}}}, \quad (8.2.6)$$

где $K_{\text{акц}}$ – акционерный капитал.

Сравнивая расчетную величину рентабельности инвестиций с минимальным или средним уровнем доходности, который определяется процентными ставками по кредитам, доходностями облигаций, иных ценных бумаг или процентными ставками по депозитам, можно сделать заключение о целесообразности данного проекта. Если это значение меньше среднего уровня доходности, то реализацию проекта следует признать нецелесообразной.

4. Простой срок окупаемости инвестиций ($T_{\text{окуп}}$) – представляет собой период времени, в течение которого сумма чистой прибыли покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости производится последовательным суммированием чистой прибыли по годам расчетного периода пока полученная сумма не сравняется с суммой инвестиций.

$$\sum_{t=0}^{T_{\text{окуп}}} K_t - \sum_{t=0}^{T_{\text{окуп}}} (O_{\text{pf}} - I_t^1 - H_t) = 0. \quad (8.2.7)$$

Критерисм эффективности в данном случае является приемлемый срок окупаемости для инвестора или период реализации проекта.

Простой срок окупаемости для акционерного капитала.

$$\sum_{t=0}^{t=t_c} \cdot K_{\text{акц}} - \sum_{t=t_n}^{T_{\text{окуп}}} (O_{\text{pf}} - I_t^1 - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{окуп}}} (\Pi_{\text{ч}t} + I_{\text{ам}t}) = 0, \quad (8.2.8)$$

где t_c – срок завершения инвестиций;

t_n – время начала производства;

I_t – общие эксплуатационные издержки без амортизации и финансовых издержек

Амортизационные отчисления – это временно свободные денежные средства, предназначенные для замены основных фондов при их износе, которые могут рассматриваться как дополнительный источник финансирования. При этом, если ежегодная чистая прибыль проекта величина постоянная, то простой срок окупаемости будет равен:

$$T_{\text{окп}} = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}}. \quad (8.2.9)$$

Недостатком этого показателя является то, что при его определении не учитывается изменение доходности проекта за пределами срока окупаемости. Поэтому он не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности расчетного периода. Но может служить для косвенной оценки риска проекта (чем меньше срок окупаемости, тем меньше риск потери вложенного капитала).

5. Срок предельно возможного полного возврата кредита $T_{\text{кр}}$ определяется из уравнения:

$$\sum_{t=0}^{T_{\text{кр}}} K_3 = \sum_{t=0}^{T_{\text{кр}}} (\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}), \quad (8.2.10)$$

где K_3 – заемный капитал.

Искомой величиной является срок равный $T_{\text{кр}}$, обеспечивающий равенство левой и правой частей.

Наряду с очевидными достоинствами упрощенные методы имеют ряд существенных недостатков.

Первый из них состоит в том, что при расчетах каждого из перечисленных показателей не учитывается фактор времени: ни прибыль, ни объем инвестируемых средств не приводится к текущей стоимости. Следовательно, в процессе расчета сопоставляются заведомо несопоставимые величины: текущая стоимость суммы инвестиций и будущая стоимость суммы прибыли.

Второй из недостатков используемых показателей заключается в том, что рассматриваемые показатели позволяют получить только одностороннюю оценку эффективности проекта, так как

они основаны на использовании одинаковых исходных данных: суммы прибыли и суммы инвестиций.

Но в силу своей простоты и наглядности, упрощенные методы широко применяются на ранних стадиях изучения проекта для получения экспресс-оценки.

8.3. Методы оценки эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени

Главный недостаток простых методов оценки эффективности проектов заключается в игнорировании факта неравноценности одинаковых сумм поступлений или платежей, относящихся к разным периодам времени. Понимание и учет этого фактора имеет большое значение для объективной оценки проектов, связанных с долгосрочным вложением капитала.

Проблема эффективности вложения капитала заключается в определении того, насколько будущие поступления оправдывают сегодняшние затраты.

Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени предполагают приведение расходов и доходов, разнесенных во времени, к базовому моменту времени, например, к дате начала реализации проекта. Процедура приведения разновременных платежей к базовому периоду называется дисконтированием, а получаемая величина – дисконтированной стоимостью.

Расчет коэффициентов приведения производится на основании ставки или нормы дисконта (E). Смысл этого показателя заключается в степени снижения ценности денежных ресурсов с течением времени. Соответственно значения коэффициентов пересчета всегда должны быть меньше единицы.

Например, дисконтированный поток платежей можно выразить формулой:

$$\mathcal{E}_{\text{дт}} = \frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)^t}, \quad (8.3.1)$$

где \mathcal{E}_t – поток платежей в момент времени t ;

$\mathcal{E}_{д.т}$ – дисконтированная величина потока платежей \mathcal{E}_t ;

t – время от момента приведения до момента осуществления платежа \mathcal{E}_t ;

E – норма дисконта.

Рассмотрим пример

Компания инвестирует 1 млн руб. под 10% годовых. В соответствии с этими условиями через год получаем на 100 тыс. руб. больше, т.е. 1.1 млн рублей.

Для расчета получаемой суммы используется формула простых процентов:

Через 1 год капитал составит: 1 млн руб. $\cdot (1+0,1)=1,1$ млн руб.

Еще через 1 год капитал составит:

1 млн руб. $\cdot (1+0,1) \cdot (1+0,1)=1$ млн $\cdot (1+0,1)^2 = 1,21$ млн руб.

Поскольку эти денежные средства через 2 года представляют стоимость сегодняшнего 1 млн руб., то текущая, или дисконтированная, стоимость 1 млн руб., полученного через 2 года, составит:

1 млн руб. $\cdot (1/(1+0,1)^2) = 826$ тыс. руб.

Норма дисконтирования. Важную роль в получении объективной оценки экономической эффективности инвестиционного проекта играет установление нормы дисконта в соответствии с правилами инвестиционного анализа. Она отражает максимальную годовую доходность альтернативных и доступных направлений инвестирования и одновременно минимальные требования по доходности, которые инвестор предъявляет к проектам, в которых он намерен участвовать.

Величина нормы дисконтирования определяется стоимостью вкладываемого капитала.

Цена собственного капитала принимается равной величине альтернативной доходности, заемного – банковскому проценту, акционерного – величине дивидендов.

Под альтернативной доходностью понимают сопоставимую по уровню риска доходность других инвестиционных проектов, доходность основной деятельности предприятия, доходность ценных бумаг и др.

Если финансирование проекта производится за счет нескольких источников финансирования, то в расчетах экономиче-

ской эффективности используется средневзвешенное значение нормы дисконта (*weighted average cost of capital WACC*).

$$E_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot \alpha, \quad (8.3.2)$$

где E_i – цена i -го вида капитала;

α – доля этого капитала в общей сумме инвестиций.

Рассмотрим пример

Доля заемных средств предприятия в общей сумме инвестиций составляет 30%, остальная часть – собственные средства. Кредит получен под 17% годовых, доступная альтернативная доходность собственного капитала прогнозируется на уровне 10%.

$$E_{\text{ср}} = 0,3 \cdot 17 + 0,7 \cdot 10 = 12,1\% . \quad (8.3.3)$$

Переменная во времени структура капитала (преобладание в начале проекта заемных средств и последующее погашение займа) приводит к необходимости использования переменной нормы дисконта (различной для разных шагов), что существенно усложняет расчеты.

Норма доходности с учетом риска может определяться по формуле:

$$K = K_0 + K_{\text{рп}}, \quad (8.3.4)$$

где K_0 – ставка процента по безрисковым вложениям, в качестве которой принято использовать доходность государственных ценных бумаг;

$K_{\text{рп}}$ – «рисковая премия» (*risk premium*) в форме поправочного коэффициента, учитывающая как рыночный риск, определяемый общим состоянием рыночной конъюнктуры, так и специфический риск, определяемый спецификой конкретного инвестиционного проекта.

При использовании методов оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени определяются следующие показатели: чистый

дисконтированный доход, дисконтированный срок окупаемости, внутренняя норма доходности, индекс доходности. Рассмотрим их более подробно.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) используется для сопоставления инвестиционных затрат и будущих поступлений, приведенных в эквивалентные условия, и определения положительного и отрицательного сальдо (баланса).

После определения приведенной стоимости поступлений и отчислений денежных средств, ЧДД определяется как разность между указанными двумя величинами. Полученный результат может быть как положительным, так и отрицательным, в зависимости от того, каким оказался баланс между денежными поступлениями и отчислениями.

ЧДД (*NPV – Net Present Value*) определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t (1 + E)^{-t}, \quad (8.3.5)$$

где \mathcal{E}_t – чистый поток платежей (чистый доход)

$$\mathcal{O}_t = O_{p,t} - И_t^1 - Н_t - K_t + K_{лик,t}, \quad (8.3.6)$$

где O_p – объем реализованной продукции;

$И_t^1$ – издержки без амортизации и финансовых издержек;

K_t – капитальные вложения в год t ;

$K_{лик,t}$ – ликвидационная стоимость в год t ;

$Н_t$ – налоговые платежи в год t .

Если ЧДД > 0, то данный проект эффективен, инвестор вернет вложенный капитал и получит прибыль выше, чем при альтернативных вариантах инвестирования.

Если ЧДД = 0, то инвестор может быть уверен, что вложенный капитал не обесценится.

Если ЧДД < 0, то проект экономически нецелесообразен, т.е. менее эффективен, чем альтернативные вложения. Заметим,

что при $\text{ЧДД} < 0$ нельзя называть проект убыточным, поскольку, возможно, что у данного проекта $\text{ЧД} > 0$ и проект принесет инвестору доход, но меньший, чем альтернативные варианты инвестирования.

При сравнении двух и более вариантов в сопоставимых условиях (в частности, период реализации) критерием оптимальности является максимальное значение ЧДД .

Доходность (рентабельность) инвестиций. Индекс дисконтированной доходности (рентабельности) ИДД представляет собой отношение приведенных эффектов от операционной деятельности к приведенным (на ту же дату) инвестициям проекта. Он отражает чистый доход в расчете на единицу инвестиций.

Проект можно принять, если индекс рентабельности превышает единицу; проект отвергается, если индекс доходности меньше единицы. Чем выше индекс рентабельности, тем удачнее проект.

Индекс дисконтированной доходности является показателем сходным по своей экономической сущности с чистым дисконтированным доходом, но в отличие от него является относительным показателем. Благодаря этому он очень удобен при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих примерно одинаковые значения ЧДД . Приоритет отдают проекту с наибольшим ИДД.

ИДД рассчитывается по формуле:

$$\text{ИДД} = \frac{\text{Э}_д}{K_д} = \frac{\sum_{t=0}^{T_p} \text{Э}_t (1+E)^{-t}}{\sum_{t=0}^{T_p} K_t (1+E)^{-t}}, \quad (8.3.7)$$

если ЧДД положителен, то $\text{ИДД} > 1$ и наоборот.

Пример

Пусть в течение трех лет осуществляется строительство производственного объекта, общая стоимость которого составит 5 млн руб. Производство продукции начинается сразу после строительства и прекращается через 8 лет.

Исходные данные для расчета примера

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Чистый доход платежей (млн руб.)	-1,5	-1,5	-2	0,375	0,625	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25

Расчет ЧДД при норме дисконта равной 10%:

$$\text{ЧДД} = (-1,5)(1+0,1)^0 + (-1,5)(1+0,1)^{-1} + (-2)(1+0,1)^{-2} + 0,375(1+0,1)^{-3} + 0,625(1+0,1)^{-4} + \dots = -0,08.$$

В данный проект не целесообразно вкладывать деньги при ставке процента равной 10%.

Расчет ИДД при нормс дисконта равной 10%:

$$\text{ИДД} = (0,375(1+0,1)^{-3} + 0,625(1+0,1)^{-4} + \dots + 1,25(1+0,1)^{-9}) / (1,5(1+0,1)^0 + 1,5(1+0,1)^{-1} + 2(1+0,1)^{-2}) < 1.$$

ЧДД зависит от нормы дисконтирования. При отсутствии дисконтирования ЧДД будет max, постепенно снижаясь по мере увеличения нормы дисконтирования.

Внутренняя норма доходности ВНД (*Internal Rate of Return IRR*) отражает минимально допустимую отдачу на вложенный капитал, при которой инвестор предпочтет участие в проекте альтернативному вложению тех же средств в другой проект с сопоставимой степенью риска. Внутренняя норма доходности (ВНД) численно равна нормс дисконтирования, при которой сумма дисконтированных притоков денежных средств равна величине дисконтированных оттоков денежных средств за расчетный период, включая в себя период строительства и период эксплуатации. По существу, этот показатель характеризует рентабельность проекта с учетом разновременности доходов и расходов, роста цен, выплаты налогов и т.д. ВНД – это значснис нормы дисконтирования, при котором ЧДД = 0.

Существует три способа определения ВНД.

1. **Графический.** В соответствии с этим методом строится график $\text{ЧДД} = f(E)$, точка пересечения этого графика с осью абсцисс (x) равна искомой величине ВНД (рис. 8.3.1).

Таблица 8.3.2

Зависимость ЧДД от нормы дисконта

Норма дисконта	0	2	4	6	8	10	12	15
ЧДД	3,5	2,46	1,61	0,93	0,34	-0,08	0,456	-0,88

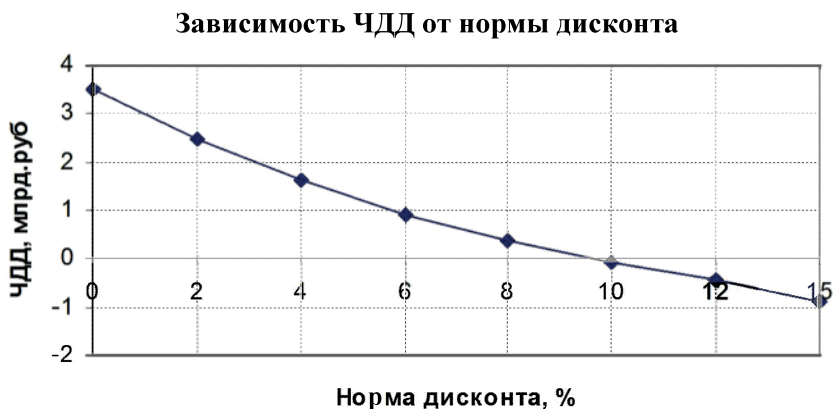


Рис. 8.3.1. Зависимость ЧДД от нормы дисконта

Значение ВНД в этом случае составляет 10%.

2. **Аналитический.** Значение ВНД определяется путем решения уравнения:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{\text{TP}} \mathcal{E}_t \cdot (1 + E_{\text{ВНД}})^{-t} = 0, \quad (8.3.8)$$

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - И_t^1 - Н_t - K_t + K_{\text{лик. } t}, \quad (8.3.9)$$

где $И_t^1$ – общие эксплуатационные затраты без учета амортизационных отчислений и финансовых издержек.

При использовании этого метода ВНД определяется путем последовательных приближений.

3. **Табличный.** Применяется в частных случаях. Таблицы содержат численные значения ЧДД, рассчитанные при определенных значениях нормы дисконта.

Критерием для принятия решения о целесообразности или нецелесообразности оценки проекта служит выполнение следующих условий.

Если выполняется неравенство:

$VND > E_{ср}$, то проект экономически выгоден и может быть принят к рассмотрению.

$VND = E_{ср}$, все альтернативные варианты равнопривлекательны.

Если выполняется неравенство:

$VND < E_{ср}$, то проект менее эффективен, чем альтернативные вложения.

Если отбирать проекты по максимуму VND, преимущества могут иметь проекты, выгодные с точки зрения эффективности используемого капитала, но мелкие и потому дающие небольшой эффект. Для сравнения взаимоисключающих проектов метод VND неприменим. Альтернативные проекты сравнивают по ЧДД.

Еще одним недостатком метода определения VND является множественность значений VND у некоторых проектов (уравнение степени T может иметь T корней). Наибольшее число значений VND равно количеству раз, которое денежные потоки изменяют знак от отрицательных к положительным и от положительных к отрицательным. Так проект, денежные потоки которого представлены в табл. 8.3.1, имеет одно значение VND, так как денежный поток меняет знак с минуса на плюс один раз (годы 3–4).

Существенным достоинством VND является то, что инвестор не должен определять норму дисконта заранее. Он определяет VND, т.е. рассчитывает эффективность вложенного капитала, а затем принимает решение, сравнивая данную доходность с доходностями альтернативных вариантов.

Дисконтированный срок окупаемости ($T_{ок}$) численно равен периоду времени, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные инвестиции за счет прибыли, полученной от эксплуатации объекта.

Дисконтированный срок окупаемости определяется путем решения данного уравнения

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{ок}}} \Delta_t (1 + E)^{-t} = 0, \quad (8.3.10)$$

где искомой величиной будет $T_{\text{ок}}$.

Если срок окупаемости меньше расчетного периода ($T_{\text{ок}} < T_p$), проект окупается.

Определение срока окупаемости – один из самых простых методов и поэтому он широко распространен на практике. Алгоритм расчета срока окупаемости ($T_{\text{ок}}$) строится следующим образом:

Суммируется чистая прибыль по годам расчетного периода до тех пор, пока эта сумма не сравняется с суммой инвестиционных расходов. Минимальное значение номера года, в течение которого получают положительное значение разности дисконтированной чистой прибыли и дисконтированной величины инвестиций является сроком окупаемости, т.е.:

$T_{\text{ок}} = \min t$, при котором сумма доходов превышает сумму инвестиций.

Срок окупаемости можно считать от начала инвестирования (начала проекта), а можно от момента завершения строительства и начала производственной деятельности.

Для расчета дисконтированного срока окупаемости можно использовать как аналитический метод, так и графический (рис. 8.3.2). В последнем случае строят зависимость изменения накопленного дисконтированного денежного потока по годам расчетного периода, и точка пересечения этого графика с осью абсцисс является количественным значением $T_{\text{ок}}$.

Срок окупаемости является индикатором ликвидности, дает информацию о том, как долго средства будут заморожены в проекте. Длительный период окупаемости означает, что соотношение между годовыми чистыми потоками и начальными инвестициями относительно неблагоприятное. Короткий период окупаемости обычно соответствует высокому годовому чистому потоку денежных средств.

Показатель срока окупаемости инвестиций очень прост в расчетах, но вместе с тем имеет ряд недостатков. Во-первых, он не учитывает влияние доходов последних периодов, во-вторых, не

делает различия между проектами с одинаковой суммой доходов, но различным распределением доходов по годам.



Рис. 8.3.2. Графический метод определения срока окупаемости

Суммарные дисконтированные затраты. Показатель суммарных дисконтированных затрат применяется для сравнительного анализа вариантов равных по результатам, т.е. количеству и качеству реализуемой продукции, проектов. Суммарные дисконтированные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_d = \sum (K_t + I_t^1 + I_{\text{фр}}) \cdot (1 + E)^{-t} \rightarrow \min. \quad (8.3.11)$$

Наилучшим считается вариант, которому соответствует минимум дисконтированных затрат. Выбранный вариант должен быть обязательно проверен по выше приведенным критериям. В тех случаях, когда при реализации сравниваемых вариантов, производится разный объем продукции, и привести их в сопоставимый вид невозможно, при анализе используется показатель удельных дисконтированных затрат:

$$Z_{\text{уд}} = \frac{Z_d}{\sum V_t \cdot (1 + E)^{-t}} \rightarrow \min. \quad (8.3.12)$$

Наилучшим является вариант, которому соответствует минимальное значение данного показателя.

В сводной табл. 8.3.3 содержатся показатели оценки финансово-экономической эффективности инвестиционных проектов с учетом фактора времени, дана характеристика области их применения и условий использования.

Таблица 8.3.3

Сравнительный анализ финансово-экономических показателей оценки эффективности инвестиций

Показатель		Область применения	Ограничения или недостатки	База для сравнений
Рентабельность инвестиций	ИД	Предварительный отбор проектов для дальнейшего анализа	Накопительная амортизация должна быть достаточна для замены выбираемого оборудования	Стандартный уровень рентабельности, приемлемый для инвесторов
Простой срок окупаемости	$T_{окл}$	Для предварительного отбора	Все сопоставляемые проекты должны иметь одинаковый расчетный цикл	Приемлемый для инвестора срок окупаемости
Чистый дисконтированный доход	ЧДД	Выбор варианта по максимальному \mathcal{E}_d	Нельзя использовать для сравнения значительно различающихся по масштабу проектов	$\mathcal{E}_d > 0$
Внутренняя норма доходности	ВНД	Определяется эффективность проекта	Предполагает реинвестирование с нормой доходности, равной E	Приемлемый для инвестора уровень доходности
Дисконтированный срок окупаемости	$T_{ок}$	Выбор варианта по минимальному значению $T_{ок}$	Не учитывает денежные поступления после окончания срока окупаемости	Приемлемый для инвестора срок окупаемости
Суммарные интегральные затраты	Z_d	Выбор варианта по минимуму Z_d	Одинаковый расчетный срок и одинаковый произведенный доход	—
Среднегодовые дисконтированные затраты	$Z_{д.ср.}$	Выбор варианта по минимуму $Z_{д.ср.}$	Одинаковый произведенный доход. Варианты можно сравнить при разном жизненном сроке	
Удельные дисконтированные затраты	$Z_{уд}$	Выбор варианта по минимуму $Z_{уд}$	Можно сравнивать варианты с разным расчетным сроком и с разным произведенным доходом	

Основное условие получения объективной оценки экономической или финансово-экономической эффективности инвестиционных проектов – системность анализа.

Экономическую эффективность проекта определяют, исходя из характеристик денежных потоков, которые он генерирует, т.е. интенсивность и особенности изменения во времени по годам расчетного периода, а также соотношение между действительной и текущей стоимостью составляющих доходов и расходов.

Как видно из табл. 8.3.3, любой из рассмотренных выше показателей, использующийся для оценки проекта, не может отразить в полной мере все особенности инвестиционного проекта как источника экономических результатов. Более того, при сравнении вариантов некоторые показатели могут дать противоречивые результаты. Для повышения качества оценки и получения непротиворечивых рекомендаций по выбору инвестиционных проектов, принято ранжировать показатели и использовать многокритериальные методы принятия решений.

8.4. Учет инфляции при оценке эффективности инвестиционных проектов

Расчет экономической эффективности можно проводить в базисных ценах и в прогнозных ценах.

Базисные цены – это цены сложившиеся на момент проведения расчета. Расчет рекомендуется проводить на стадии технико-экономического решения, т.е. на стадии выбора вариантов осуществления проекта. На стадии технико-экономического обоснования рекомендуется проводить расчет всех денежных потоков в прогнозных ценах. В них учитывается влияние инфляции.

Инфляция – снижение покупательной способности единицы денежных средств, в результате чего прогнозируемые масштабы затрат и доходов по годам расчетного периода растут в соответствии с принятыми темпами инфляции.

Если цены на разные виды товаров меняются с одним и тем же темпом, то инфляция называется однородной. Если цены на разные виды товаров меняются с разными темпами, то инфляция называется неоднородной. Постоянной (равномерной) инфляцией

называется инфляция, темп которой не меняется с течением времени. Переменной инфляцией называется инфляция, темп которой меняется с течением времени. В реальной жизни инфляция – неоднородная и переменная.

Прогнозные цены на товары (работы, услуги) определяются по следующей формуле:

$$C_{\text{п}} = C_{\text{б}} \cdot I, \quad (8.4.1)$$

где I – индекс инфляции (роста цены) для данного продукта (товара или услуги), т.е. индекс изменения цены от первого года к году T .

Приведенные к базисной покупательной стоимости денег (дефлированные) цены применяются для определения показателей эффективности (ВНД, ЧДД).

$$C_{\text{р}} = \frac{C_{\text{п}}}{1 + \alpha_{\text{и}}}, \quad (8.4.2)$$

где $\alpha_{\text{и}}$ – темп общей (средней) инфляции в год T ,

$C_{\text{п}}$ – прогнозная цена.

При использовании базисных (постоянных) цен обеспечивается соизмеримость всех стоимостных показателей на протяжении срока жизни проекта, при этом необходимо, чтобы исходные параметры, выражающие стоимость капитала (например, процентные ставки по кредитам, депозитным вкладам), были очищены от инфляционной составляющей.

$E_{\text{н}}$ – номинальная ставка дисконта, существующая на данный момент времени, она в себе учитывает инфляцию.

$E_{\text{р}}$ – реальная ставка дисконта, т.е. очищенная от инфляции.

$E_{\text{р}} = E_{\text{н}} - \alpha_{\text{и}}$ – формула справедлива, если темп инфляции не высок (от 3–5%).

Если темп инфляции больше 5%, то применяют другую формулу:

$$E_{\text{р}} = \frac{E_{\text{н}} - \alpha_{\text{и}}}{1 + \alpha_{\text{и}}}. \quad (8.4.3)$$

Проводить расчеты с учетом роста цен (инфляции) необходимо с учетом ее неоднородности (разных темпов роста цен на разные товары).

Для учета инфляции в расчетах эффективности проектов необходимо выполнить следующие действия.

1. Определить прогноз общей (средней по стране) инфляции и прогноз роста цен на все составляющие денежных потоков.
2. Определить прогнозные цены для каждого продукта с учетом неоднородности темпа роста цен.
3. Рассчитать доходы и расходы в прогнозных ценах.
4. Определить сальдо денежного потока в прогнозных ценах.
5. Привести прогнозные цены к базисной покупательной способности денег (продефлировать) используя индекс общей инфляции.
6. Определить показатели эффективности проекта (ЧДД, ИДД, ВНД, срок окупаемости).

8.5. Учет неопределенности и риска при оценке инвестиционных проектов

На всех стадиях прединвестиционных исследований в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Естественно, степень неопределенности будет уменьшаться по мере уточнения исходной информации, изучения сложившейся ситуации и определения целей проекта и конкретных способов их достижения. Однако полностью исключить неопределенность при планировании в принципе невозможно. Поэтому общая оценка проекта должна выполняться с учетом возможных изменений внешних и внутренних параметров проекта при его осуществлении. Оценка риска осуществления инвестиций в проекты в меньшей степени, чем другие способы оценки поддается формализации. Именно поэтому эта стадия подготовки проекта часто является заключительной и носит, как правило, вспомогательный характер.

Риск – это возможное уменьшение реальной отдачи капитала по сравнению с ожидаемой. Вложения капитала, связанные с большим риском получения ожидаемого эффекта в полной мере, могут быть оправданы лишь в случаях, если доходность проекта

будет существенно выше, чем при вложении капитала в менее рискованные проекты.

Учет риска вложения капитала в норму дисконтирования. Один из способов учета риска – добавление рисковой надбавки в величину нормы дисконта E .

$$E = E_{cp} + \Delta E, \quad (8.5.1)$$

где ΔE – надбавка за риск.

Ориентировочные рекомендации по установлению ΔE :

1) для инвестиций в объекты с традиционно-техническими решениями надбавка применяется в пределах 0,02–0,03;

2) для инвестиций в объекты новой техники $\Delta E = 0,03–0,1$.

Расчет точки безубыточности. Граница безубыточности параметра проекта для некоторого шага расчетного периода определяется как такое значение этого параметра на данном шаге, при котором чистая прибыль на этом шаге становится нулевой. Чаще всего границу безубыточности определяют для объема производства и реализации продукции.

Безубыточный (критический) объем производства – это такой объем производства продукции, при котором выручка от реализации продукции равна издержкам на ее производство.

Критический объем производства (в %) определяется по формуле

$$V_{кр} = \frac{I_{пост}}{V_{ф} - I_{пер}} 100\%, \quad (8.5.2)$$

где $V_{кр}$ – критический объем производства (продаж) в %,

$I_{пост}$ – постоянные издержки,

$I_{пер}$ – переменные издержки,

$V_{ф}$ – фактический объем производства (продаж) в денежном эквиваленте.

Проект считается устойчивым, если критический объем производства не превышает 70–80% от запланированного значения.

Границу безубыточности (критическое значение) рекомендуется рассчитывать не только для объема производства, но и для других параметров.

Ряд параметров проекта влияет на расходы и доходы проекта не на одном шаге, а в течение всего расчетного периода. Если такой параметр не изменяется в течение расчетного периода, то для него определяется критическое значение, при достижении которого ЧДД проекта обращается в нуль. Критические значения определяются для наиболее важных параметров проекта.

Примером такого параметра является ВНД, отражающая предельное значение нормы дисконта.

Для параметров, которые меняются в ходе осуществления проекта, определяется такой множитель (коэффициент) к значению параметра, при применении которого ЧДД становится нулевым. Это коэффициент показывает, на сколько процентов может измениться параметр чтобы проект обставался эффективным, т.е. показывает запас устойчивости проекта к изменению данного параметра.

Анализ чувствительности (устойчивости) проекта к параметрам внешней и внутренней среды заключается в оценке удельного относительного изменения показателя эффективности при относительном изменении параметра внешней или внутренней среды.

Для анализа чувствительности проекта необходимо выполнить следующие действия.

1. Выбирают параметры (факторы) Φ_i , оказывающие существенное влияние на объем поступлений и объем затрат (например, физический объем продаж, цена продукции, требуемый объем инвестиций, длительность строительства, наиболее существенные статьи постоянных затрат, наиболее весомые статьи переменных затрат, темп инфляции и т.д.).

2. Выбирается оценочный показатель, в качестве которого могут выступать ЧДД, ВНД, ИДД, срок окупаемости и др.

3. Рассчитывается базовое значение оценочного показателя (например, базовое значение ЧДД_0).

4. Рассчитываются значения оценочного показателя при изменении каждого отдельно взятого i -го фактора Φ_i на $\pm(10-20)\%$, т.е. $\Delta\Phi_i^* = 10 - 20\%$ (остальные факторы имеют базовое значение).

Например, рассчитывается значение ЧДД_i проекта при изменении каждого из выбранных параметров.

5. Определяется процентное изменение оценочного показателя при изменении каждого параметра.

$$\text{Например, } \Delta \text{ЧДД}_i^* = \frac{\text{ЧДД}_i - \text{ЧДД}_6}{\text{ЧДД}_6} 100\% .$$

6. Определяется показатель чувствительности как отношение процентного изменения оценочного показателя к процентному изменению параметра $\frac{\Delta \text{ЧДД}_i^*}{\Delta \Phi_i^*}$.

7. Проводится ранжирование факторов в порядке убывания показателя чувствительности.

В результате анализа чувствительности уточняются те факторы (параметры внешней и внутренней среды), которые в наибольшей степени влияют на эффективность проекта. При разработке мероприятий, позволяющих снизить риск проекта, в первую очередь обращают внимание именно на такие факторы.

Расчеты ожидаемой эффективности проекта.

Наиболее точным (но и наиболее сложным с технической точки зрения) способом учета фактора неопределенности является вероятностный анализ.

Общая схема оценки проектов выглядит следующим образом:

- 1) описываются все возможные сценарии проекта;
- 2) определяются денежные потоки и показатели эффективности;
- 3) определяется вероятность каждого сценария;
- 4) по каждому сценарию определяется ЧДД;
- 5) оценивается риск неэффективности проекта, отражающий вероятность сценариев, при которых ЧДД становится отрицательным, а также *ущерб* от реализации проекта в случае его неэффективности;
- 6) на основе ЧДД и вероятностей всех сценариев определяется показатель ожидаемого ЧДД ($\mathcal{E}_{\text{ож}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = \sum_i \mathcal{E}_i p_i , \quad (8.5.3)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ож}}$ – ожидаемый интегральный эффект проекта;

\mathcal{E}_i – интегральный эффект (ЧДД) при i -м сценарии;
 p_i – вероятность реализации i -го сценария.

В случае отсутствия информации о вероятности сценариев используется формула Гурвица:

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = \lambda \mathcal{E}_{\text{max}} + (1 - \lambda) \mathcal{E}_{\text{min}}. \quad (8.5.4),$$

где \mathcal{E}_{max} и \mathcal{E}_{min} – соответственно наибольший и наименьший ЧДД по рассматриваемым сценариям;

λ – норматив для учета неопределенности эффекта, отражающий систему предпочтений соответствующего участника проекта в условиях неопределенности (рекомендуется применять в размере 0,3).

8.6. Особенности сравнения вариантов инвестиционных проектов

Особенности экономического обоснования технических решений в области промышленной теплоэнергетики по сравнению с общим подходом обусловлены следующими факторами:

1) большим количеством возможных вариантов решения технической задачи;

2) необходимостью оценки эффективности проведения мероприятий, направленных на повышение энергетического и экологического совершенства отдельных агрегатов сложной производственной системы;

3) индивидуальным характером энергообеспечения для автономных объектов.

Рассмотрим подробнее каждый из факторов.

1. Большое количество вариантов решения данной технической задачи определяется широкими возможностями комбинирования, взаимозаменяемостью установок и видов энергетической продукции.

По степени комбинирования можно различать:

- отдельные энергетические установки, производящие по одному виду продукции;

- комбинированные энергетические установки, производящие несколько видов энергетической продукции;

- комбинированные энерготехнологические установки, производящие энергетическую и технологическую продукцию.

Взаимозаменяемость энергетических установок определяется возможностями получения одинаковой продукции от различных установок.

Взаимозаменяемость видов энергетической продукции определяется возможностью использования различных взаимозаменяемых энергоносителей в конкретной промышленной установке.

Кроме того, возможны дополнительные варианты, отличающиеся конструктивными решениями, количеством и параметрами оборудования и др.

Множество возможных вариантов по производству или потреблению энергии требует предварительного приведения их в сопоставимый вид. Основными условиями сопоставимости являются:

а) обеспечение одинакового энергетического (производственного) эффекта;

б) для каждого из сравниваемых вариантов должны быть приняты оптимальные решения;

в) экономические показатели вариантов должны учитывать взаимосвязи, имеющиеся в народном хозяйстве;

г) экономические показатели вариантов должны подсчитываться с учетом фактора времени;

д) методы расчета отдельных элементов затрат по сравниваемым вариантам должны быть одинаковыми.

2. Для промышленной теплоэнергетики характерной является необходимость оценки финансово-экономической эффективности мероприятий, предлагаемых для отдельных агрегатов сложной производственной системы. Это связано с особенностями в исходной информации, которая отражает только изменения ряда технико-экономических показателей и часто не содержит промежуточных результирующих показателей производственной системы.

В этих условиях расчетам эффективности должен предшествовать тщательный количественный анализ влияния рассматриваемого мероприятия на отдельные показатели производственной системы: производительность, расход (выработку) энергоносителей, потребление сырья и материалов, капиталовложения, численность обслуживающего персонала и др. На этой основе формируются

изменения показателей, подлежащих учету при оценке экономической эффективности мероприятия.

Отсутствие промежуточных результирующих показателей производственной системы, например, цены полуфабриката, приводит к необходимости введения в расчет одинаковых условных цен на полуфабрикаты для рассматриваемых вариантов. Такие условные цены могут быть получены, исходя их уровня рентабельности продукции, принимаемого равным этому показателю для конечной продукции производственного процесса.

3. На промышленных предприятиях существуют установки индивидуального энергообеспечения (например, установки вентиляции, кондиционирования цеха, объекта; тепло-, хладоснабжения вспомогательных служб и др.), для которых капиталовложения, эксплуатационные затраты (издержки) определяются расчетами. Однако обосновано оценить в стоимостном выражении результаты использования этих установок (объем реализованной продукции, прибыль, рентабельность и др.) не представляется возможным.

Установки индивидуального энергообеспечения практически не связаны с основным производством. Поэтому принимать уровень их рентабельности по значениям рентабельности основного производства (или его части), как рассматривалось выше, не достаточно корректно.

Для оценки финансово-экономической эффективности энергообеспечения индивидуального объекта целесообразно использовать показатель суммарных дисконтированных затрат за расчетный период Z_d или удельных затрат на единицу продукции $Z_{уд}$ при различных производительностях (мощностях) энергетических установок.

Основанием для выбора альтернативного варианта служат минимальные значения Z_d и $Z_{уд}$.

8.7. Бизнес-план инвестиционного проекта

Бизнес-план представляет собой документ, в котором формулируются цели предлагаемого к реализации инвестиционного проекта, определяется необходимый комплекс мер в области производства, маркетинга, создания новых или реорганизации суще-

ствующих организационных структур, содержатся финансовые результаты проекта и определяется потребность в ресурсах для его реализации.

Бизнес-планирование – это метод перспективного планирования, который используется в условиях проектного подхода к организации деятельности предприятия. Одна из особенностей этого метода выражается в отсутствии жестко установленных временных рамок и разработке планов по организации деятельности только в рамках данного проекта, при этом не рассматривается влияние проекта на производственно-хозяйственную деятельность предприятия.

Основной принцип бизнес-планирования – системность, т.е. рассмотрен проект как единого целого и полнота охвата всего комплекса проблем, связанных с разработкой и реализацией проекта.

Несмотря на то, что существует большое количество рекомендаций и форм составления бизнес-планов, все они содержат ряд общих разделов.

План первого года реализации выполняется более детально, с разбивкой по кварталам и даже месяцам.

В ходе разработки бизнес-плана решаются следующие задачи:

- проводятся маркетинговые исследования с целью перспективного позиционирования товара, намеченного к производству;
- выявляются возможности развития предприятия (или создания нового);
- определяются конкретные цели предприятия и устанавливаются количественные показатели развития, сроки реализации проекта;
- разрабатывается комплекс мероприятий и программ их реализации в различных сферах деятельности предприятия: маркетинг, НИОКР, управление качеством, производство, снабжение и сбыт, управление персоналом;
- формируется система управления проектом;
- определяется общая стоимость проекта, его доходность и рентабельность;
- разрабатывается схема финансирования;
- осуществляется поиск инвесторов.

На основе практического применения бизнес-планирования сформировались определенные требования к качеству планирования и информации, которая содержится в бизнес-плане.

Бизнес-план должен быть:

1) полным, т.е. содержать всю информацию, которая необходима инвестору для принятия решений, а также другим участникам проекта;

2) разработанным в рамках расчетного периода, достаточного для вывода производства на запланированный уровень;

3) доказательным, т.е. опираться на реальные и обоснованные предложения;

4) модифицируемым, т.е. предоставлять возможность его дальнейшего развития;

5) достаточно гибким, чтобы в него можно было вносить коррективы с учетом хода реализации;

6) инструментом контроля, позволяющим отслеживать по системе конкретных показателей и сроков график работ и соответствие фактических результатов плановым заданиям;

7) понятным, т.е. должна исключаться возможность двойственного толкования выводов, он должен быть написан простым и ясным языком с четкими формулировками.

Все перечисленные выше задачи бизнес-плана и требования к нему с достаточной степенью определенности формируют общую структуру этого документа.

Рекомендуемая структура бизнес-плана является типовой, однако содержание конкретных бизнес-планов в значительной степени зависит от характера реализуемого проекта. Объем документа, степень соответствия его типовой структуре, детализация информации и характер ее представления не могут в полной мере совпадать для различных проектов.

Предлагаемый макет следует рассматривать в качестве своеобразного перечня вопросов, на которые должны быть даны ответы при подготовке документов, по своему характеру соответствующих бизнес-плану. Конкретные показатели, наполняющие те или иные его разделы, будут безусловно носить специфический характер в каждом отдельном случае.

Основные разделы бизнес-плана

1. Общая характеристика проекта (резюме).
2. Анализ рынков сбыта и предлагаемая стратегия маркетинга.
3. Производственная программа.
4. Организационный план.
5. Юридический план.
6. Экологическая информация.
7. Социальная реакция.
8. Финансово-экономический анализ результатов проекта.
9. Финансовый план.
10. Анализ рисков.

Особое внимание должно уделяться общему описанию проекта. Оно должно быть кратким и емким. Резюме проекта реконструкции электростанции должно содержать следующую информацию:

Название проекта.

Характеристика целей проекта.

Основные потребители и требования к качеству энерго-снабжения.

Общая характеристика технологии и оборудования: установленная мощность, тип, количество и технико-экономические характеристики энергоблоков, включая удельный расход топлива; режим работы электростанции.

График реализации проекта (по блокам для электростанций): дата начала и окончания проекта, период сооружения, период освоения, период производства.

Информацию о размещении предприятия: характеристика местности, расстояние от ближайшего крупного города, площадь занимаемого земельного участка, условия и документы отвода земельного участка, незадействованная земельная площадь, транспортные коммуникации, связывающие город с другими регионами – железные и автомобильные дороги, водные пути, межсистемные и внутрисистемные линии электропередач, системы связи и телекоммуникации.

Производственные здания: количество и общая площадь зданий.

Характеристика инфраструктуры и гражданского строительства.

Обеспеченность топливом, включая его доставку.

Характеристика персонала (численность, квалификация и т.д.).

Управление реализацией проекта в период его сооружения и эксплуатации.

Форма собственности и правовой статус предприятия: государственное владение, независимая акционерная компания, совместно предприятие и т.д.

Обеспеченность сбыта энергии.

Экологическая характеристика.

Описание социальной реакции.

Требуемая сумма капитальных вложений и предполагаемые источники финансирования.

Обобщенная характеристика результатов финансового анализа.

Приведем краткое содержание каждого из разделов проекта:

Общая характеристика проекта (резюме) содержит краткое обоснование идеи и целей проекта.

Перечисляются виды продукции – основные, побочные, сопутствующие.

Определяется расположение предприятия. Производится выбор района и конкретной площадки для размещения объекта. Приводятся условия и документы отвода земли. Этот раздел особенно важен, если проект предусматривает создание нового объекта.

Если проводится технико-экономическое обоснование проекта, осуществляемого действующим предприятием, то оценивается необходимость выделения и расширения площадей, возможность их перераспределения и т.д.

Рассчитываются стоимости земельного участка, арендной платы и т.п. по выбранному варианту размещения. Оцениваются затраты на инфраструктуру.

Обсуждаются международные и межотраслевые аспекты проекта.

Анализ рынков сбыта включает проработку вопросов по следующим направлениям.

Устанавливается насыщенность рынка предлагаемой продукцией (основной, побочной и сопутствующей).

Определяются современная и перспективная структура потребителей.

Анализируются факторы, оказывающие влияние на изменение спроса.

Оценивается конкуренция со стороны крупнейших производителей аналогичной продукции. Выделяется свой собственный сегмент рынка. Выбирается стратегия обеспечения конкурентоспособности.

Прогноз тарифов на электроэнергию и тепло и цен на остальные виды продукции.

Стратегия маркетинга. Схема реализации товара: на оптовом и розничном рынках, конкретным потребителям и т.д.

Принципы ценообразования на собственную продукцию.

План расширения объемов продаж.

Эластичность спроса.

План производства. План производства готовится организацией, осуществляющей проект с тем, чтобы продемонстрировать потенциальному инвестору свою готовность управлять производством, наращивать его мощность, устойчиво получать прибыль, в том числе за счет снижения издержек, надежной системы материального снабжения предприятия и т.д. В этом разделе определяются следующие составляющие.

Производственная мощность предприятия, динамика изменения по годам на рассматриваемый период.

Материальные затраты производства. Оценивается потребность в топливе, материалах, полуфабрикатах и т.д. Указываются поставщики, анализируется их репутация, надежность договорных отношений с ними. Если есть заключенные контракты, они приводятся в Приложении к бизнес-плану.

Описание технологии и оборудования. Приводятся данные, полученные на основе проектно-конструкторской документации о технологии производства и требуемом оборудовании, в том числе информацию о необходимых НИОКР, лицензиях и импортном оборудовании. Осуществляется отбор наилучших технологических решений. Проводится сравнительная оценка потенциальных поставщиков необходимого оборудования.

Оценка возможных издержек на материальные факторы производства и их динамика на перспективу.

Организационный план. Организационная структура предприятия, функции подразделений предприятия, схема взаимодействия их друг с другом, координация их деятельности и контроль.

Характеристика персонала. Указывается профиль специалистов и их количество, образование, опыт работы, заработная плата.

Вопросы оплаты и стимулирования труда руководящего персонала.

Юридический план. Форма собственности и правовой статус организации: частное владение, государственное владение, независимая акционерная компания, совместное предприятие и т.д.

В случае организации государственного предприятия указывается система подчиненности и границы вмешательства «сверху» в хозяйственную деятельность предприятия.

В случае создания акционерного общества определяется будущее распределение акционерного капитала между возможными акционерами.

Экологическая информация. В разделе должна быть приведена информация о состоянии природной среды в районе, где будет осуществляться проект, и планируемые мероприятия по обеспечению требуемых экологических норм.

Результаты проверок и оценок экологической ситуации.

Предлагаемые меры контроля состояния среды.

Ожидаемое влияние проекта на экологию.

Потенциальные обязательства по охране среды, которые должны быть сделаны в случае реализации проекта.

Социальная реакция. В данном разделе отражается информация об ожидаемом влиянии проекта на население и социальной реакции на строительство (расширение, реконструкцию) энергообъекта, характеризующая.

Формы участия в обсуждении проекта населения, интересы которого затрагивает строительство или реконструкция энергообъекта.

Формы и объем компенсационных мероприятий населению в связи с реализацией проекта.

Наличие, количество, состав общественных объединений, выступающих против (за) строительство объекта, их политическая и техническая ориентация.

Финансовый план. Данный раздел содержит информацию, на основе которой производится финансово-экономическая оценка проекта, рассчитываются основные финансово-экономические показатели эффективности проекта.

С точки зрения инвестора этот раздел является центральным, так как позволяет определить привлекательность проекта по сравнению с другими направлениями вложения средств. Вся остальная информация бизнес-плана служит для обоснования надежности данных этого раздела.

Финансовый план должен включать подразделы.

1. Общие исходные данные.
2. Объем реализации.
3. Капиталовложения.
4. Ежегодные издержки производства.
5. Схема финансирования проекта.
6. Финансово-экономическое обоснование проекта.
7. Отчет о прибылях.
8. Вступительный баланс.
9. Отчет о движении денежных средств (поток наличности).

Анализ рисков содержит информацию о наиболее опасных рисках с точки зрения вероятности их реализации и масштабах воздействия на проект и предприятие. В разделе приводятся результаты качественного и количественного анализа, интегральная оценка рисков проекта.

Приложения. Последняя часть бизнес-плана состоит из всех документов и источников, на которые опирались разработчики при его подготовке и обосновании. Это могут быть различные справки, письма от клиентов и партнеров, копии контрактов, прейскуранты, статистические обзоры, результаты специальных исследований и т.д. Все эти данные должны быть свидетельством надежности информации, на основе которой отбиралась идея бизнес-плана, строилось ее обоснование и разрабатывалась стратегия реализации.

Содержание и глубина проработки бизнес-плана должна быть достаточной для доказательства инвестиционной привлекательности проекта для всех участников проектной деятельности.

Контрольные вопросы и задания

1. Перечислите виды инвестиционных проектов в энергетической отрасли.
2. Перечислите основные этапы инвестиционного цикла.
3. Перечислите основные показатели, которые используются для оценки проекта без учета фактора времени.
4. Перечислите основные показатели, которые используются для оценки проекта с учетом фактора времени.
5. В чем заключается понятие дисконтирования?
6. Как рассчитать норму дисконтирования при использовании различных источников финансирования?
7. В чем заключаются принципы организации финансово-экономического анализа инвестиционных проектов?
8. Перечислите методы учета рисков.
9. Как учитывать инфляцию при оценках финансово-экономической эффективности проектов?
10. В чем заключаются особенности сравнения вариантов инвестиционных проектов в промышленной энергетике?
11. Перечислите основные разделы, цели и задачи бизнес-планирования.

ПЛАНИРОВАНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГОКОМПАНИИ

9.1. Методы и принципы планирования. Виды планов

Планирование – это разработка и установление руководством предприятия системы количественных и качественных показателей его развития, определяющих темпы, пропорции и тенденции развития данного предприятия, как в текущем периоде, так и на перспективу. Планирование, административное управление и координация за деятельностью предприятия – одна из важнейших функций менеджмента.

В современном понимании планирование – это умение определить цели, разработать мероприятия для их достижения, оценить потребность в ресурсах для их реализации. На основе плана в дальнейшем осуществляется организация запланированных работ, мотивация задействованного для их выполнения персонала, контроль результатов.

Для того, чтобы планирование было эффективным, т.е. способствовало успеху фирмы в конкурентной борьбе, повышению конкурентных преимуществ, необходимо опираться на научные принципы планирования, которые должны соблюдаться при любом виде планирования, в том числе производственном.

Принципы планирования определяют характер и содержание плановой деятельности на предприятии.

1. *Принцип единства* предполагает единое направление плановой деятельности на предприятии. Этот принцип реализуется при системном подходе к планированию.

2. *Принцип участия* означает, что каждый работник предприятия становится участником плановой деятельности, независимо от должности и выполняемых функций.

3. *Принцип непрерывности* означает, что процесс планирования на предприятиях должен осуществляться постоянно.

4. *Принцип гибкости* взаимосвязан с принципом непрерывности и заключается в придании планам и процессу планиро-

вания способности менять свою направленность в связи с возникновением непредвиденных обстоятельств.

Для осуществления принципа гибкости планы составляются так, чтобы в них можно вносить изменения. Поэтому планы должны содержать *резервы*, так называемые «надбавки безопасности».

5. *Принцип точности* выражается в том, что всякий план должен быть составлен с такой точностью, чтобы он обеспечивал нормальную работу предприятия с учетом неизбежных изменений внешних и внутренних условий.

Очевидно, что точность плана должна соответствовать точности исходной информации.

В практике управления производственно-хозяйственной деятельностью предприятий используются различные методы планирования:

- 1) балансовые;
- 2) расчетно-аналитические;
- 3) экономико-математическое моделирование;
- 4) графоаналитические;
- 5) программно-целевые.

Балансовый метод планирования обеспечивает установление связей между потребностями в ресурсах и источниках их покрытия, а также между разделами плана. Например, балансовый метод увязывает производственную программу с производственной мощностью предприятия, трудоемкость производственной программы с численностью работающих. На предприятии составляются балансы производственной мощности, рабочего времени, материальный, энергетический, финансовый и др.

Расчетно-аналитический метод используется для расчета показателей плана, анализа их динамики и факторов, обеспечивающих необходимый количественный уровень показателей. В рамках этого метода определяется базисный уровень основных показателей плана и их изменения в плановом периоде за счет влияния основных факторов, рассчитываются индексы изменения плановых показателей по сравнению с базисным уровнем.

Метод экономико-математического моделирования применяется для разработки экономико-математических моделей, которые позволяют исследовать количественные и логические зави-

симости показателей от влияющих факторов; формировать альтернативные варианты плана и осуществлять выбор оптимального.

Графоаналитический метод дает возможность визуализации результатов экономического анализа графическими средствами. С помощью графиков выявляется количественная зависимость между сопряженными показателями, например, между темпами изменения фондоотдачи, фондовооруженности и производительности труда. Сетевые графики являются разновидностью графоаналитических методов. С их помощью моделируется параллельное выполнение работ в пространстве и времени по сложным объектам, например, реконструкция цеха, разработка и освоение новой техники и др.

Программно-целевые методы позволяют составлять план в виде программы, т.е. комплекса задач и мероприятий, объединенных одной целью и приуроченных к определенным срокам. На основе ранжирования целей (генеральная цель – стратегические и тактические цели – программы работ) составляется граф типа «дерево целей» – исходная база для формирования системы показателей программы и оргструктуры управления ею.

Результаты планирования представляют в виде системы планов. Системообразующим фактором является организационная структура. Планы разрабатываются для отдельных подразделений или видов деятельности, например, производство, маркетинг, НИОКР и т.п. Система планов формируется на базе производственной программы работы предприятия. При разработке этой программы решается ряд задач.

Задачи планирования производства.

1. Планирование объемов выпуска продукции в течение планового периода, качество которой должно соответствовать требованиям рынка – производственной программы.

2. Планирование путей развития производства в соответствии с тенденциями изменения рынка и с учетом внутренних факторов развития.

3. Обоснование производственной программы, которое включает:

- а) разработку балансов производственных мощностей;
- б) выбор оптимального варианта производственной программы по критерию минимума издержек (при этом должны

рассматриваться различные варианты загрузки оборудования; использование ресурсосберегающих технологий; оптимизация запасов; рационализация обслуживания основного производства; мероприятия по повышению производительности труда);

в) определение потребности в ресурсах: основных фондах, производственных площадях, материальных, трудовых и финансовых ресурсах для реализации производственной программы;

г) разработка мероприятий по повышению качества продукции;

д) расчет технико-экономических показателей производства: издержек производства, себестоимости продукции, показателей эффективности использования основных фондов и оборотных средств, производительности труда.

Помимо структурного фактора, системообразующим является также время. На основе этого фактора формируется следующая система планов для предприятия в целом и для его подразделений: стратегический, среднесрочный, краткосрочный и оперативный. Эти планы различаются *периодом планирования*, т.е. продолжительностью планового периода. Периоды планирования в рыночных условиях предприятие устанавливает самостоятельно.

Обычно при разработке стратегических планов рассматривается перспектива от 3 до 5–7 лет. Для энергетической отрасли стратегия формируется на период до 20 лет. Среднесрочный план разрабатывается на 2–3, в зависимости от характера производства. Краткосрочный или текущий – на период до 1 года. Оперативный план разрабатывается на период до одной недели, а для электроэнергетики оперативный план разрабатывается по часам суток.

9.2. Балансовый метод планирования в энергетике

Состояние энергетического хозяйства и возможные перспективы его развития характеризуются многоуровневой системой энергетических балансов, обеспечивающих для рассматриваемого объекта (мира, страны, региона, отрасли, предприятия, цеха, установки и т.д.) согласование прихода и расхода всех видов энергии по всем фазам ее преобразования в границах данного объекта.

Баланс – это равенство между приходом и расходом.

Термин «энергетический баланс» означает полное количественное равенство в данный момент времени между расходом и приходом топлива и энергии в энергетическом хозяйстве. Принципиальная структура энергетического баланса приведена в табл. 9.2.1.

Таблица 9.2.1

Принципиальная схема энергетического баланса

Энергетические установки			
	Электро-станции	Котельные	Установки непосредственного потребления топлива
Энергопотребляющие процессы			
Осветительные	+		
Силовые	+	+	+
Высоко-температурные	+	+	
Средне-температурные	+	+	
Низко-температурные	+	+	
Химические	+	+	
Электро-технологические	+		
Виды расходуемых энергоресурсов			
Гидроэнергетика	+		
Твердое топливо	+	+	+
Нефть, газ	+	+	+
Побочные ресурсы	+	+	+
Ядерное горючее	+		

Задача энергетического баланса – обеспечение количественного согласования потребностей в энергетических ресурсах и возможностей их производства на протяжении планируемого периода.

Сущность баланса состоит в определении потребности в каком-либо виде продукции и установлении источников покрытия этой потребности.

Типы балансов.

1. Материальные (в натуральном выражении), например, по металлу, топливу, с/х продукции и т.д.

2. Общеэкономические: баланс рабочей силы, денежных расходов и доходов и т.п.

Для энергетики материальными балансами являются: баланс топливных ресурсов; балансы по видам энергии, в том числе баланс тепловой энергии, баланс электрической энергии.

Энергетический баланс охватывает все элементы энергетического хозяйства, от источника получения первичных ресурсов до полезного использования всех видов энергии. При составлении энергетических балансов учитываются также экспорт и импорт энергоресурсов и электроэнергии.

Энергетический баланс, как любой баланс содержит две части: расходную и приходную. *Расходная* часть отражает потребность в топливе, электроэнергии, тепловой энергии различных параметров. *Приходная* часть отражает уровень добычи и производства топливно-энергетических ресурсов, необходимых для удовлетворения этих потребностей.

Энергетический баланс классифицируется по следующим признакам: по стадиям энергетического потока (добыча, переработка или преобразование и конечное использование); по энергетическим установкам и объектам (обоганительные фабрики, электростанции, котельные, промышленные предприятия и другие); по целевому назначению (силовые, тепловые, электрохимические и электрофизические процессы, освещение); по использованию (полезная энергия, потери); по экономике в целом, и отдельным отраслям промышленности, транспорта и сельского хозяйства.

Топливо-энергетический баланс – это баланс производства и потребления всех видов топлива и энергии. Он предусматривает обеспечение потребителей по отраслям промышленности, по экономическим районам, крупным территориям с учетом наиболее эффективного использования ресурсов.

В топливно-энергетических балансах все виды энергии и топлива обычно выражаются в сопоставимых единицах – тоннах условного топлива (тут), при этом энергия ГЭС и АЭС учитывается по среднему удельному расходу топлива на отпущенный 1 кВт·ч с шин ГЭС в соответствующий год.

Баланс электроэнергии – это баланс потребности народного хозяйства в электроэнергии и производства ее различными типами электростанций.

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{с}} + \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{бл.с}} + \mathcal{E}_{\text{пок}} = \mathcal{E}_{\text{потр}} + \mathcal{E}_{\text{прод}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{пот}}, \quad (9.2.1)$$

$$\mathcal{E}_{\text{потр}} = \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{\text{пп}i} + \mathcal{E}_{\text{тр}} + \mathcal{E}_{\text{пр}}^{\text{с.х}} + \mathcal{E}_{\text{к.б}}^{\text{с.х}} + \mathcal{E}_{\text{к.б}}^{\text{г}}, \quad (9.2.2)$$

где $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{с}}$ – количество электроэнергии, выработанное энергосистемой;

$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{бл.с}}$ – количество электроэнергии, выработанное блоками станций;

$\mathcal{E}_{\text{пок}}$ – количество электроэнергии, покупаемое из других энергосистем;

$\mathcal{E}_{\text{потр}}$ – количество потребленной электроэнергии;

$\mathcal{E}_{\text{прод}}$ – количество электроэнергии, проданной в другие энергосистемы;

$\Delta\mathcal{E}_{\text{пот}}$ – величина потерь в энергосистеме;

$\sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{\text{пп}i}$ – количество электроэнергии, потребленной промышленными предприятиями, которое определяется электроемкостью и графиком потребления технологической системы предприятия;

$\mathcal{E}_{\text{тр}}$ – количество электроэнергии, потребленной на нужды транспорта;

$\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\text{с.х}}$ – количество электроэнергии, потребленной сельским хозяйством на производственные нужды. Это сезонный потребитель, режим потребления которого зависит от вида сельскохозяйственной продукции (полеводство, животноводство);

$\mathcal{E}_{\text{к.б}}^{\text{с.х}}$ – количество электроэнергии, потребленной коммунально-бытовым сектором сельском хозяйстве;

$\mathcal{E}_{\text{к.б}}^{\text{г}}$ – количество электроэнергии, потребленное городским коммунально-бытовым хозяйством. Зависит от размера города,

степени использования электроплит и электроотопительных приборов, от развития города, от этажности домов и т.д.

В приходной части – производство электроэнергии различными станциями, а в расходной части – суммарная потребность в электроэнергетике всех потребителей. Расходная часть баланса должна быть равной приходной:

$$\mathcal{E}_{\text{выраб}} = \mathcal{E}_{\text{расх}} \quad (9.2.3)$$

Расходная часть электробаланса разделяется по отраслям народного хозяйства (табл. 9.2.2).

Таблица 9.2.2

Энергобаланс по отраслям народного хозяйства

Приходная часть	Расходная часть
ТЭС АЭС ГЭС Другие электростанции	Промышленность Строительство Транспорт Сельское хозяйство, в том числе Коммунально-бытовые нужды городов ИТОГО полезный отпуск:
	Потери в электрических сетях и расход на собственные нужды ИТОГО
	Экспорт
ИТОГО: $\mathcal{E}_{\text{выраб}}$	ВСЕГО: $\mathcal{E}_{\text{расх}}$

Баланс электроэнергии неразрывно связан с балансом электрической мощности – балансом максимальной нагрузки потребителей и генерирующих мощностей с учетом рациональной величины резерва, МВт:

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ст}}} N_{\text{расп}i} = \sum P_{\text{max}}^c + N_{\text{пер}} + N_{\text{рез}}^c + \sum_{i=1}^{n_{\text{ст}}} N_{\text{с.п}i} + \Delta N_{\text{пот}}^{\text{ЭС}} \quad (9.2.4)$$

где $\sum_{i=1}^{n_{\text{ст}}} N_{\text{расп}i}$ – сумма располагаемых мощностей всех станций системы;

$\sum P_{\max}^c$ – совмещенная сумма максимумов нагрузки энергосистемы;

$N_{\text{пер}}$ – передаваемая мощность в другие энергосистемы;

$N_{\text{рез}}^c$ – эксплуатационный резерв системы, который используется в качестве аварийного резерва, ремонтного и нагрузочного резервов;

$\sum_{i=1}^{n_{\text{ст}}} N_{\text{сп}i}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды станции;

$\Delta N_{\text{пот}}^{\text{ЭС}}$ – компенсация потерь мощности при передаче по электрическим сетям.

Баланс тепловой энергии – представляет собой баланс потребности в тепловой энергии и ее производства. Потребность в теплоте складывается из технологического теплоснабжения, а также расхода на отопление, вентиляцию, кондиционирование воздуха и горячее водоснабжение (табл. 9.2.3).

Таблица 9.2.3

Баланс тепловой энергии

Приходная часть	Расходная часть
Электростанции	Промышленное потребление
Котельные	Потребление жилищно-коммунальным хозяйством
Теплоутилизационные установки	Потери в тепловых сетях
Тепловые насосы	
Установки по сжиганию мусора	
Итого:	Итого:

Наибольшую долю в покрытии потребности в тепловой энергии занимает централизованное теплоснабжение от ТЭЦ, районных и промышленных котельных. Большая доля расходной части приходится на промышленность, причем на технологические нужды.

К наиболее теплоемким отраслям промышленности относятся химическая, нефтеперерабатывающая, целлюлозно-бумажная и пищевая.

Тепловая энергия, расходуемая на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, в общем расходе тепловой энергии по отдельным отраслям промышленности составляет:

в машиностроении $30 \div 90\%$,

в металлургии $40 \div 60\%$,

в химической и нефтехимической отраслях $\sim 20\%$,

в пищевой промышленности $10 \div 30\%$,

в целлюлозно-бумажной $\sim 10\%$.

Баланс топлива представляет собой баланс добычи, переработки, транспорта и потребления топливных ресурсов.

Расходная часть баланса топлива характеризует потребность в топливе (с учетом его взаимозаменяемости), непосредственно используемом в установках, группировку потребителей по их требованиям, предъявляемым к качеству топлива. Так как ряд энергетических и технологических установок могут использовать только определенные виды топлива, то кроме общих топливных балансов составляются также балансы по отдельным видам топлива.

Теплоэнергетический баланс и нормирование энергопотребления на промышленном предприятии. Под теплоэнергетическим балансом предприятия понимается общий энергетический баланс, из которого исключен электробаланс.

Теплоэнергетический баланс имеет также две части: расходную и приходную. Расходная часть определяет потребность промышленного предприятия в топливе, тепловой энергии, сжатом воздухе, кислороде, холодильных агентах, воде и т.п. Приходная часть определяет собственные источники удовлетворения этой потребности (от промышленной ТЭЦ, промышленной котельной, компрессорной станции и т.п.) и получение их со стороны (с топливных баз, с районной ТЭЦ или котельной).

Планирование расходной части теплоэнергетического баланса промышленного предприятия производится на основе его производственной программы и норм расхода энергоносителей (электроэнергия, пар, горячая вода, топливо).

Норма расхода энергоносителя – это максимально допустимое количество энергоносителя, необходимое для производства единицы продукции установленного качества.

Расчет потребности в энергоносителях на данный период времени (месяц, квартал, год) производится по формулам:

$$\mathcal{E} = \varepsilon \cdot V; \quad Q = q \cdot V; \quad B = b \cdot V; \quad W = w \cdot V, \quad (9.2.5)$$

где \mathcal{E} , Q , B , W – потребность в электроэнергии, тепловой энергии, топливе, сжатом воздухе за данный период времени, кВт·ч/период; ГДж/период; т/период; тыс. м³/период;

ε , q , b , w – норма расхода электроэнергии, тепловой энергии, топлива, сжатого воздуха на единицу продукции: кВт·ч/ед.пр.; ГДж/ед.пр.; т/ед.пр.; тыс. м³/ед.пр.;

V – объем продукции за данный период времени, ед.пр.

Нормы расхода энергоносителей изменяются во времени и зависят от типа производства, структуры и характеристики продукции, совершенства технологического оборудования и степени его использования, степени автоматизации и др.

Выделяют следующие факторы, влияющие на снижение норм: улучшение использования оборудования; увеличение единичной мощности агрегатов и повышение их КПД; переход на непрерывные технологические процессы, не требующие многократного охлаждения и нагрева материала; внедрение комбинированных и безотходных производств; использование автоматизированной системы управления технологическими процессами и предприятиями.

На повышение норм влияют: увеличение доли энергоемких видов продукции (производство пластмасс, химических волокон и др.); ужесточение требований к качеству продукции; усложнение процессов термической обработки материалов; рост механизации производственных процессов; увеличение условий труда; защита окружающей среды; усложнение условий добычи сырья и др.

Анализ норм показывает, что в зависимости от особенностей используемых на производстве технологий, они изменяются в различных направлениях: по мере совершенствования технологий и внедрения энергосберегающих мероприятий происходит постепенное снижение норм расхода энергоносителей.

Так для *электроемких производств* (производство алюминия, электростали, никеля, магния, титана и т.п.) характерным

является снижение удельных расходов электроэнергии под влиянием мероприятий по экономии электроэнергии (модернизация, совершенствование и автоматизация процессов и оборудования и т.п.).

Для *топливоекких производств* (предприятия черной металлургии и др.) основной тенденцией является снижение удельных расходов топлива при росте удельных расходов электроэнергии.

Снижение удельных расходов топлива обеспечивается совершенствованием технологических процессов, более полным использованием вторичных энергоресурсов, дальнейшей автоматизацией и механизацией. Повышение удельных расходов электроэнергии определяется увеличением доли выпуска более электросмкой продукции (холодный листовой прокат, прокат с предварительной термообработкой и т.п.), а также расходом энергии на механизацию и т.д.

Для *теплекких производств* (текстильное производство и др.) наблюдается снижение удельных расходов тепловой энергии и повышения удельных расходов электроэнергии за счет механизации, автоматизации производственных процессов, использования кондиционированного воздуха, улучшения освещенности.

Нормы расхода энергоносителей разделяются на индивидуальные и отраслевые.

Индивидуальные нормы разрабатываются на предприятии применительно к конкретным условиям производства. Выделяют технологические, цеховые и общезаводские индивидуальные нормы.

Технологические нормы включают затраты на технологический процесс – полезный расход, экономически обоснованные потери, расходы на разогревы и пуски после простоев.

Цеховые нормы включают все расходы цеха, относимые на единицу продукции: затраты на технологический процесс, расходы на цеховой транспорт, покрытие потерь энергоносителей во внутрицеховых сетях, на отопление, кондиционирование воздуха и др.

Общезаводские нормы аналогичны заводским нормам, но расчет ведется в масштабах завода.

Отраслевые нормы устанавливаются на соответствующие виды планируемой продукции и используются при составлении энергобалансов экономического района, страны.

Отраслевые нормы на однородную продукцию, производимую на разных предприятиях определяются по формуле:

$$q_0 = \frac{q_1 \cdot V_1 + q_2 \cdot V_2 + \dots + q_n \cdot V_n}{V_1 + V_2 + \dots + V_n}, \quad (9.2.6)$$

где q_1, q_2, \dots, q_n – общезаводские нормы на данную продукцию, по первому, по второму, ..., n -му промышленному предприятию;

V_1, V_2, \dots, V_n – годовые объемы выпуска продукции соответственно по первому, по второму, ..., n -му промышленному предприятию.

Важное значение в нормировании имеет выбор единицы продукции, на которую должна устанавливаться норма.

На предприятиях (цехах), выпускающих один вид продукции, нормы расхода топлива (тепловой энергии) целесообразно устанавливать на единицу продукции, выраженную в натуральных единицах (тонна, изделие, квадратный метр и т.п.).

Предприятиям же с разнообразной продукцией общезаводские нормы удельных расходов топлива, тепловой энергии и др. устанавливаются на единицу основной продукции, при этом остальные виды продукции с учетом их энергоемкости приводятся к основной.

Энергетические балансы разделяются на плановые и отчетные.

Плановые балансы служат для определения потребности в топливе, тепловой энергии, электроэнергии (расходная часть балансов); разработки наиболее рациональных способов покрытия этой потребности (приходная часть балансов) и оценки экономичности принятого технического решения.

Отчетные (фактические) балансы служат для анализа энергопотребления, выявления источников потерь, разработки мероприятий по экономии топлива, тепловой энергии, электроэнергии.

По периодам времени различаются балансы:

- а) текущие (на один год);
- б) перспективные (на ряд лет).

9.3. Оптимизация режимов работы электростанций

Для планирования производственной программы генерирующих источников необходимо определить рациональные режимы их работы. Генерирующими источниками могут быть электростанции, энергоблоки, котло- и турбоагрегаты. Основным, нормальным режимом работы оборудования является установившийся режим, при котором обеспечивается мощность и выработка энергии (тепловой или электрической) в соответствии с графиком нагрузки (соответствующим данному режиму) в заданный период времени.

Одной из особенностей энергетического производства является необходимость обеспечения баланса между производством и потреблением электрической и тепловой энергии. Режимы работы электростанций определяются в результате распределения нагрузки между параллельно работающими в одной зоне графика нагрузки энергосистемы электростанциями, исходя из экономичности их работы. При планировании в качестве исходной информации используются графики для характерных суток рассматриваемого периода.

При планировании производственной программы необходимо основываться на оптимальных режимах работы оборудования. Под оптимальным понимается такое распределение нагрузки между параллельно работающими генерирующими источниками, при котором обеспечивается минимальный расход энергоресурсов на выработку требуемого количества энергии. В зависимости от целей (задач) оптимизации существует возможность минимизировать расходы по различным видам энергоресурсов: топливо, вода, тепловая энергия.

Для определения оптимальных нагрузок используются методы математического моделирования.

Одной из важнейших задач эксплуатации является оптимальное распределение электрической нагрузки между электростанциями энергосистемы и отдельными их энергоблоками, и агрегатами. Одновременно должен решаться вопрос о числе рабочих агрегатов, пуске или остановке отдельных агрегатов.

Экономико-математическая модель задачи оптимизации параллельно работающих генерирующих источников включает в себя следующие элементы.

1. Целевую функцию.

$$E = E_1 + E_2 + \dots + E_i + \dots + E_n = \sum_{i=1}^n E_i \Rightarrow \min, \quad (9.3.1)$$

где n – количество генерирующих источников,

E_1, \dots, E_n – расход энергоресурсов генерирующим источником,
 $E_1 = f(W_1), E_2 = f(W_2), \dots, E_n = f(W_n)$;

W_i – отпуск энергии (нагрузка) i -го источника.

2. Уравнение ограничения (связи).

а) балансовое:

$$W = W_1 + W_2 + \dots + W_n = \sum_{i=1}^n W_i, \quad (9.3.2)$$

где W – это заданное количество отпуска энергии (суммарная нагрузка всех i агрегатов);

б) в виде неравенств:

$$W_{i \min} \leq W_i \leq W_{i \max}. \quad (9.3.3)$$

В общем случае уравнений ограничений может быть m при условии, что $m < n$.

Если расходные характеристики генерирующих источников E_i являются непрерывными с непрерывно возрастающими производными при увеличении нагрузки W_i , то для решения задачи оптимального распределения нагрузок можно использовать метод множителя Лагранжа. Суть этого метода состоит в следующем. В описанную выше экономико-математическую модель включают вспомогательную функцию:

$$\Phi = E(W_1, W_2, \dots, W_n) + \lambda(W_1 + W_2 + \dots + W_n), \quad (9.3.4)$$

где λ – неопределенный множитель Лагранжа.

Если уравнений ограничений больше одного, то

$$\Phi = E(W_1, W_2, \dots, W_n) + \sum \lambda_j (W_1 + W_2 + \dots + W_n). \quad (9.3.5)$$

Необходимое условие минимума функции Φ при условии, что W_i являются независимыми переменными, определяется по формуле:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial W_1} = \frac{\partial \Phi}{\partial W_2} = \dots = \frac{\partial \Phi}{\partial W_i} = \dots = \frac{\partial \Phi}{\partial W_n} = \lambda. \quad (9.3.6)$$

Отсюда

$$\frac{\partial E_1}{\partial W_1} + \lambda = 0, \frac{\partial E_2}{\partial W_2} + \lambda = 0, \dots, \frac{\partial E_n}{\partial W_n} + \lambda = 0. \quad (9.3.7)$$

Таким образом, *минимальный расход энергоресурсов* (тепловой энергии, топлива, водных ресурсов) на электростанции и в энергосистеме находится как экстремум функции (9.3.4) или (9.3.5), который определяется системой уравнений (9.3.7), получаемых дифференцированием подинтегрального выражения по переменным W_1, W_2, \dots, W_n .

Используя условия (9.3.7) можно определить значение оптимальной нагрузки для каждого из генерирующих источников.

Для обеспечения минимального расхода энергоресурсов, нагрузка генерирующих источников должна быть такой, чтобы величина удельного прироста расхода энергоресурсов этих агрегатов была одинаковой:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial E_1}{\partial W_1} = r_1; \quad \frac{\partial E_2}{\partial W_2} = r_2; \quad \dots, \quad \frac{\partial E_n}{\partial W_n} = r_n \\ \text{и} \\ r_1 = r_2 = \dots = r_n = r \end{aligned} \right\}, \quad (9.3.8)$$

где n – количество генерирующих источников;

r_1, r_2, \dots, r_n – величины удельных приростов расхода энергоресурсов на генерирующих источниках 1, 2, ..., n .

Этот метод оптимального распределения нагрузок получил название *метода относительных приростов*. Он дает достаточную для практических целей точность при планировании производственной программы предприятий.

На практике условие равенства относительных приростов обеспечивается только при распределении нагрузки между одно-

типными генерирующими источниками. Поэтому оптимальное распределение достигается при загрузке генерирующих источников в порядке возрастания относительных приростов.

Для уточнения распределения нагрузок необходимо использовать нелинейные зависимости E_i от W_i . В этом случае требуется применение методов математического программирования.

Чтобы применять этот метод, необходимо располагать энергетическими характеристиками агрегатов, устанавливающими зависимость расхода тепловой энергии от нагрузки агрегата.

Энергетическая характеристика отражает зависимость между входными, выходными параметрами и расходом энергоресурсов от нагрузки генерирующего источника (электростанция, энергоблок, турбина). Существует три вида энергетических характеристик:

- абсолютные (расходные);
- относительные;
- дифференциальные.

Абсолютные (расходные) характеристики показывают взаимосвязь между первичной и вторичной энергией. К ним относятся зависимости:

– расхода топлива электростанцией от ее мощности

$$B_{\text{ст}} = f(P_{\text{ст}}); \quad (9.3.9)$$

– расхода топлива котлом от его теплопроизводительности

$$B_{\text{к}} = f(Q_{\text{ч}}); \quad (9.3.10)$$

– расход тепловой энергии на турбину в зависимости от ее электрической мощности

$$Q_{\text{ч}} = f(P_{\text{т}}). \quad (9.3.11)$$

Показатель $Q_{\text{ч}}$ может быть измерен в весовых и тепловых единицах.

Относительные характеристики используются для расчета первичной энергии от нагрузки. К ним относятся зависимости удельных расходов топлива, тепловой энергии и КПД от нагрузки:

$$b_{уд} = f(P_{ст}); \eta_{ст} = f(P_{ст}). \quad (9.3.12)$$

Удельные расходы характеризуют экономичность работы:

– для котла, т.у.т./ГДж:

$$b_{к} = B_{ч}/Q_{к}; \quad (9.3.13)$$

– для турбин, (ГДж/ч)/МВт:

$$q_{т} = Q_{т}/P_{т}; \quad (9.3.15)$$

– для энергоблока или электростанции, т.у.т./МВт:

$$b_{уд} = B_{ч}/P, \quad (9.3.16)$$

где $B_{ч}$ – часовой расход топлива котлом, т.у.т./ч;

$Q_{к}$ – часовая производительность котла по тепловой энергии, ГДж/ч;

$Q_{т}$ – расход пара турбиной, ГДж/ч;

$P_{т}$, P – электрическая нагрузка турбоагрегата и электростанции, МВт.

Дифференциальные характеристики используются для определения оптимальных режимов работы агрегатов; т.е. нахождения условий, при которых расход топлива, тепловой энергии или себестоимость энергии будут минимальными при условии соблюдения графика нагрузки:

$$\frac{\partial B_{ст}}{\partial P_{ст}} = f(P_{ст}); \quad \frac{\Delta B_{ст}}{\Delta P_{ст}} = f(P_{ст}). \quad (9.3.17)$$

Расходные характеристики котлов – это зависимости между количеством подводимого топлива и получасовой тепловой энергии. Строятся эти характеристики для установившегося режима и определенных условий эксплуатации, т.е. когда давление пара, температура питательной воды и вид топлива соответствуют нормам эксплуатации. Если при эксплуатации условия отличаются, то применяются соответствующие нормы-поправки. Характе-

ристики получают в результате испытаний котлов при разных тепловых нагрузках.

Расходные характеристики паровых котлов строятся на основе их тепловых балансов. Тепловой баланс, ГДж/ч, может быть представлен в виде:

$$Q_{\text{ч.к}} = Q_1 + \Delta Q; \quad (9.3.18)$$
$$\Delta Q = \Delta Q_2 + \Delta Q_3 + \Delta Q_4 + \Delta Q_5 + \Delta Q_6,$$

где Q_1 – полезно используемое тепло;

ΔQ_2 – потери тепла с уходящими газами;

ΔQ_3 – потери тепла от химической неполноты сгорания;

ΔQ_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания;

ΔQ_5 – потери тепла в окружающую среду от наружной поверхности агрегата;

ΔQ_6 – потери тепла с физической теплотой шлаков.

Зависимость отдельных видов потерь от полезной нагрузки устанавливаются на основе испытаний парового котла (рис. 9.3.1).

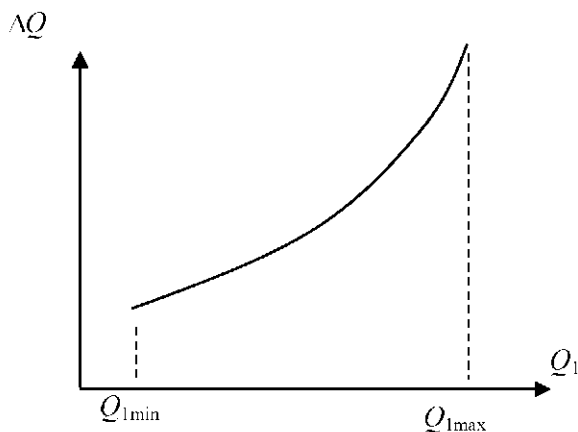


Рис. 9.3.1. Зависимость суммарных видов потерь от полезной нагрузки

Характеристики строятся в пределах от минимальной нагрузки до максимальной. Минимальная нагрузка – наименьшая нагрузка, с которой котел может работать длительно без наруше-

ния циркуляции или процесса горения. Обычно Q_{Imin} зависит от вида топлива и типа котла:

для газа-мазута $Q_{\text{Imin}} = 30\% Q_{\text{ном}}$;

для твердого топлива $Q_{\text{Imin}} = 50\% Q_{\text{ном}}$.

Максимальная нагрузка Q_{Imax} – наибольшая нагрузка, при которой котел может длительно работать без вредных последствий.

Расходная энергетическая характеристика котла (рис. 9.3.2) может быть представлена выражением, т.у.т/ч:

$$B = 1/29,3 \cdot (Q_1 + \Delta Q) = 0,0342 \cdot (Q_1 + \Delta Q), \quad (9.3.19)$$

где 29,3 – теплота сгорания 1 т.у/т, ГДж.

Удельный расход топлива, т.у.т/ГДж:

$$b_{\text{уд}} = 0,0342 \cdot (Q_1 + \Delta Q). \quad (9.3.20)$$

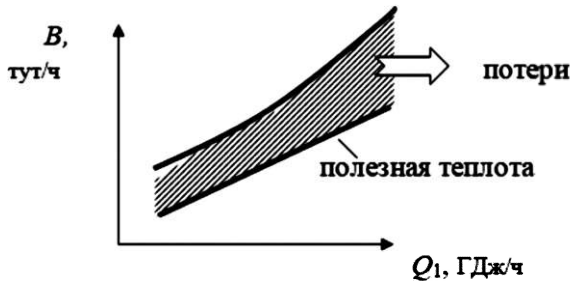


Рис. 9.3.2. Расходная энергетическая характеристика котла

Характеристика относительных приростов расхода топлива котлом (дифференциальная характеристика) отражает изменение часового расхода топлива при повышении отдачи тепловой энергии на 1 ГДж/ч:

$$r_k = \frac{\partial B}{\partial Q} = 0,0342 \left(1 + \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_1} \right). \quad (9.3.21)$$

Следовательно, для определения r_k надо найти производную потерь по полезной нагрузке. Это делается в результате аналитического или графического дифференцирования.

Взаимосвязь между удельным расходом топлива b , относительным приростом расхода топлива r_k и кпд котла η . Тангенс угла наклона прямой (1, 2 и 3 на рис. 9.3.3), проведенной из начала координат через какую-либо точку расходной характеристики к оси Q , соответствует удельному расходу топлива $b = B/Q$ в этой точке. Как видно из рис. 9.3.3, угол наклона этой прямой, а, следовательно, и его тангенс сначала уменьшаются, а затем в какой-то момент времени начинают увеличиваться. Соответственно и удельный расход топлива при росте нагрузки сначала снижается ($b_a > b_б > b_г$), а затем вновь начинает возрастать ($b_б < b_д$).

Зоны I и III характеризуются снижением КПД и невыгодны для нормальной работы энергооборудования. Наиболее предпочтительна работа в зоне нагрузок II, что соответствует наиболее экономичной работе агрегатов и КПД близкому к максимально возможному в заданной технологии.

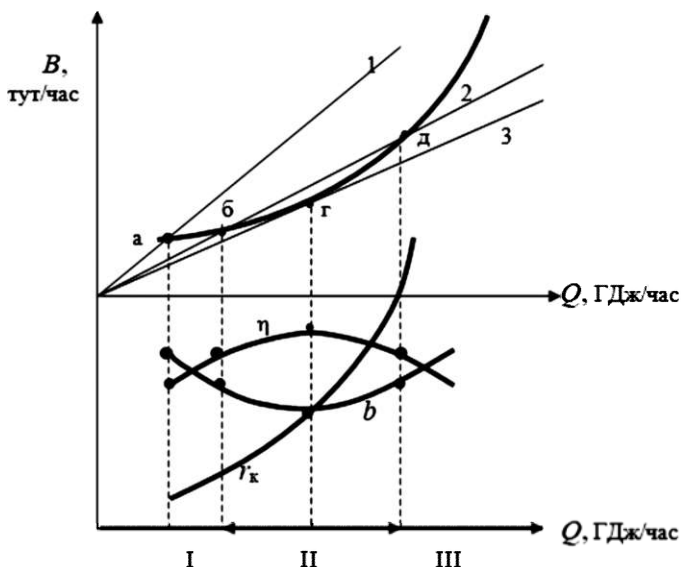


Рис. 9.3.3. Взаимосвязь между удельным расходом топлива, относительным приростом расхода топлива и КПД котла

Расходные характеристики турбоагрегатов зависят от системы их регулирования и представляют собой выпуклые кривые или сочетания таких кривых (рис. 9.3.4).

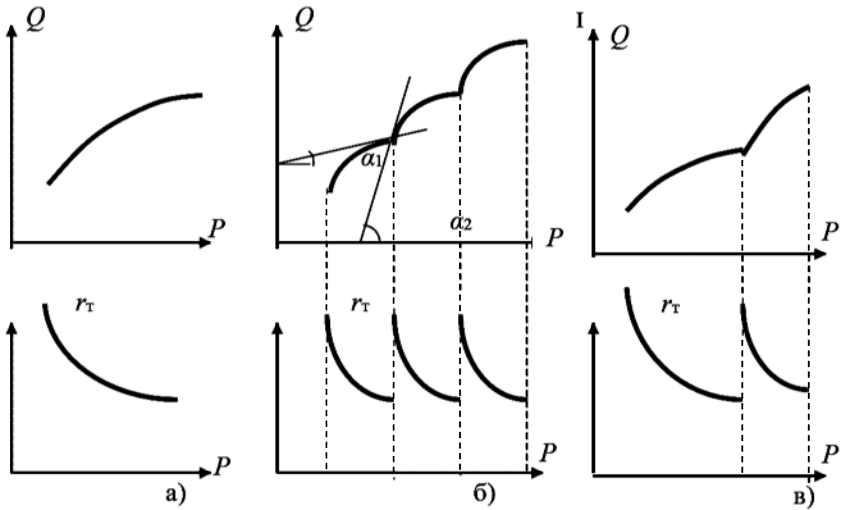


Рис. 9.3.4. Расходные характеристики паровых турбоагрегатов: дроссельное (а), сопловое или клапанное (б) и обводное (в) регулирование

При возрастании нагрузки угол наклона касательной уменьшается. Это объясняется постепенным открытием дроссельного клапана, пропускающего пар в проточную часть турбины, и снижением потерь дросселирования.

Использование в практических расчетах нелинейных характеристик весьма сложно, поэтому их заменяют прямолинейными (рис. 9.3.5). Обычно проводят прямую через точки характеристики, соответствующие нагрузкам 50 и 100%.

Так как конденсационные турбоагрегаты вырабатывают только электроэнергию, то их расходные характеристики могут быть описаны выражением вида:

$$Q_{\text{ч}} = Q_{\text{х.х}} + Q_{\text{нагр}} = Q_{\text{х.х}} + r_{\text{T}} \cdot P, \quad (9.3.22)$$

где $Q_{\text{х.х}}$ – расход теплоты на холостой ход агрегата, ГДж/ч;

r_{T} – относительный прирост расхода тепловой энергии турбоагрегатом, ГДж/(МВт·ч);

P – текущая электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт.

Например, для турбины К-300-240 расходная характеристика, ГДж/час, имеет вид: $Q_{\text{ч}} = 158,8 + 7,68 \cdot P$.

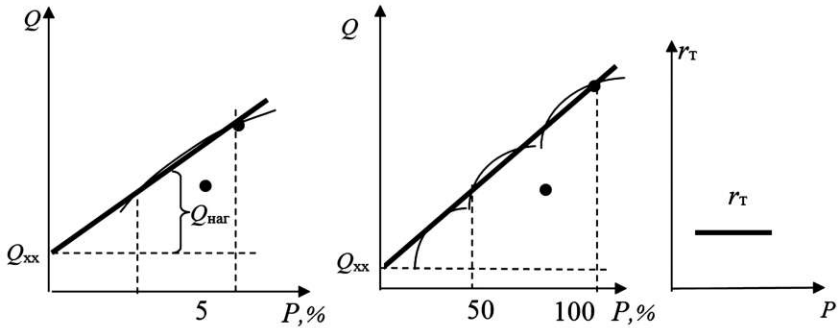


Рис. 9.3.5. Расходные энергетические характеристики паровых турбоагрегатов при замене нелинейных зависимостей прямолинейными

Для увеличения пропуска пара через проточную часть турбин большой мощности применяется обводное регулирование, т.е. при больших нагрузках генератора пар пропускается непосредственно в одну из промежуточных ступеней (в обвод первых ступеней).

При обводном регулировании расходная энергетическая характеристика представляет собой сочетание двух выпуклых кривых, из которых последняя имеет больший угол наклона (рис. 9.3.6). Точка излома называется критической $P_{кр}$.

В зоне действия I клапана:

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{Q_{кр} - Q_{\min}}{P_{кр} - P_{\min}} = r_{T1}. \quad (9.3.23)$$

В зоне действия I и II клапанов:

$$\operatorname{tg} \alpha_2 = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{Q_{\max} - Q_{кр}}{P_{\max} - P_{кр}} = r_{T2}. \quad (9.3.24)$$

Таким образом, при обводном регулировании меняется вид расходной характеристики, который можно описать уравнением:

$$Q_{ч} = Q_{x.x} + r_{T1} \cdot P_{кр} + r_{T2} \cdot (P - P_{кр}). \quad (9.3.25)$$

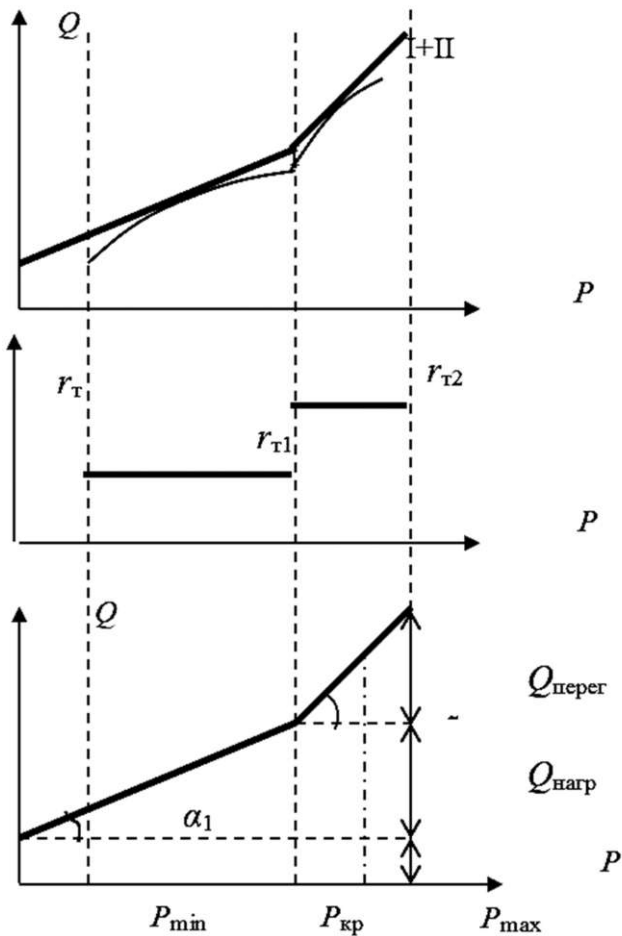


Рис. 9.3.6. Расходная энергетическая характеристика паровых турбоагрегатов при обводном регулировании

Обозначая $(P - P_{кр}) = \Delta P$, и проводя преобразования, получим:

$$\begin{aligned}
 Q_{ч} &= Q_{х.х} + r_{Т1} \cdot (P - \Delta P) + r_{Т2} \cdot \Delta P = \\
 &= Q_{х.х} + r_{Т1} \cdot P + (r_{Т2} - r_{Т1}) \cdot \Delta P.
 \end{aligned}
 \tag{9.3.26}$$

Получаем *расходные энергетические характеристики конденсационных турбин* в следующем виде:

$$Q_{\text{ч}} = Q_{\text{х.х}} + r_{\text{т1}} \cdot P + (r_{\text{т2}} - r_{\text{т1}}) \cdot (P - P_{\text{кр}}), \quad (9.3.27)$$

где $P_{\text{кр}}$ – критическая нагрузка, МВт;

$r_{\text{т1}}, r_{\text{т2}}$ – относительные приросты расхода тепловой энергии турбоагрегатом в зонах I и II, ГДж/(МВт·ч).

Примером может служить расходная энергетическая характеристика турбины К-500-240:

$$Q_{\text{ч}} = 334,4 + 7,404 \cdot P + 0,415 \cdot (P - 410). \quad (9.3.28)$$

Для некоторых турбин может быть несколько критических точек (точек излома), поэтому в более общем виде расходную энергетическую характеристику для конденсационных агрегатов можно представить в виде:

$$Q_{\text{ч}} = Q_{\text{х.х}} + r_{\text{т1}} \cdot P + \sum_{i=1}^n (r_{\text{т}(i+1)} - r_{\text{ти}}) \cdot (P - P_{\text{кри}i}), \quad (9.3.29)$$

где $Q_{\text{ч}}$ – часовой расход тепловой энергии турбоагрегатом, ГДж/ч;

$Q_{\text{х.х}}$ – условный расход тепловой энергии на холостой ход при конденсационном режиме, полученный экстраполяцией энергетической характеристики до пересечения с осью ординат, проходящей через нулевую энергетическую нагрузку, ГДж/ч;

$P_{\text{кр}i}$ – электрическая нагрузка турбоагрегата, при которой имеет место i -й ($i > 0$) излом энергетической характеристики, МВт;

$r_{\text{т1}}$ – относительный прирост расхода тепловой энергии на единицу электрической нагрузки в пределах от минимальной нагрузки $P_{\text{кр}1}$ (ГДж/ч)/МВт;

$r_{\text{т}i}$ – то же при $i > 1$ в пределах от нагрузки $P_{\text{кри}i}$ до $P_{\text{кри}(i+1)}$, (ГДж/ч)/МВт.

Расходные характеристики ТЭЦ. Теплофикационные турбины, в отличие от конденсационных, имеют отборы пара на нужды потребителей, что находит отражение в расходных характеристиках.

Расходная энергетическая характеристика двухотборного теплофикационного турбоагрегата может быть представлена в виде:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{ч}} = & Q_{\text{х.х}} + \delta_{\text{т}} \cdot \Delta_{\text{т}} + \delta_{\text{п}} \cdot \Delta_{\text{п}} + (\beta_{\text{т}} + \delta'_{\text{т}} \cdot \Delta_{\text{т}}) \cdot D_{\text{т}} + \\
 & + (\beta_{\text{п}} + \delta'_{\text{п}} \cdot \Delta_{\text{п}}) \cdot D_{\text{п}} + r_{\text{т1}} \cdot P + \\
 & + \sum_{i=1}^n (r_{\text{т}(i+1)} - r_{\text{ти}}) \cdot (P - P_{\text{кри}}),
 \end{aligned}
 \tag{9.3.30}$$

где $\Delta_{\text{т}}$, $\Delta_{\text{п}}$ – разности фактических и номинальных давлений в отборах отопительных и производственных параметров пара, МПа;

$D_{\text{т}}$, $D_{\text{п}}$ – величины расходов пара из регулируемых отборов отопительных и производственных параметров, т/ч;

$\beta_{\text{т}}$, $\beta_{\text{п}}$ – коэффициенты отборов, характеризующие приросты расхода тепловой энергии турбоагрегатом при неизменной электрической нагрузке, номинальных давлений в отборах и увеличении отбора пара соответственно отопительных и производственных параметров на 1 т/ч, ГДж/т;

$\delta_{\text{т}}$, $\delta_{\text{п}}$ – коэффициенты, характеризующие изменение расхода тепловой энергии на холостой ход турбоагрегата при отклонении давлений пара в отборах отопительных и производственных параметров от номинальных, (ГДж/ч)/МПа;

$\delta'_{\text{т}}$, $\delta'_{\text{п}}$ – поправки к коэффициентам отборов при отклонении давлений пара в них от номинальных, (ГДж/ч)/МПа;

P – любая электрическая нагрузка турбоагрегата в пределах от минимальной до максимальной, МВт.

Выражение (9.3.30) в частных случаях упрощается. Если, например, расчет ведется для номинальных давлений пара в отборах, то, приравнявая нулю значения $\Delta_{\text{т}}$ и $\Delta_{\text{п}}$, получаем энергетическую характеристику двухотборного теплофикационного агрегата в виде:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{ч}} = & Q_{\text{х.х}} + \beta_{\text{т}} \cdot D_{\text{т}} + \beta_{\text{п}} \cdot D_{\text{п}} + r_{\text{т1}} \cdot P + \\
 & + \sum_{i=1}^n (r_{\text{т}(i+1)} - r_{\text{ти}}) \cdot (P - P_{\text{кри}}).
 \end{aligned}
 \tag{9.3.31}$$

Например, для турбины типа ПТ-80-130/565 расходная энергетическая характеристика имеет вид:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{ч}} = & 62,7 + 1,72D_{\text{т}} + 0,557D_{\text{п}} + 8,82P + \\
 & + 1,08(P - P_{\text{кр1}}).
 \end{aligned}
 \tag{9.3.32}$$

Если теплофикационный агрегат имеет отбор только отопительных параметров, то величина $D_{\text{п}}$ приравняется нулю, и формула (9.3.31) принимает вид:

$$Q_{\text{ч}} = Q_{\text{х.х}} + \beta_{\text{т}} \cdot D_{\text{т}} + r_{\text{т}1} \cdot P + \sum_{i=1}^n (r_{\text{т}(i+1)} - r_{\text{т}i}) \cdot (P - P_{\text{кр}i}). \quad (9.3.33)$$

Например, для турбины типа Т-100-130/565 расходная энергетическая характеристика имеет вид:

$$Q_{\text{ч}} = 79,6 + 0,482D_{\text{п}} + 8,46P + 1,17(P - P_{\text{кр}1}). \quad (9.3.34)$$

Показатели $\beta_{\text{т}}$, $\beta_{\text{п}}$, $r_{\text{т}}$, $P_{\text{кр}}$, $P_{\text{мин}}$, $P_{\text{кр}2}$, $P_{\text{макс}}$ для теплофикационных турбоагрегатов существенно зависят от величин отборов пара.

Расходная энергетическая характеристика турбоагрегата, отражаемая уравнениями (9.3.31)–(9.3.34), графически представляется ломаной линией (рис. 9.3.7).

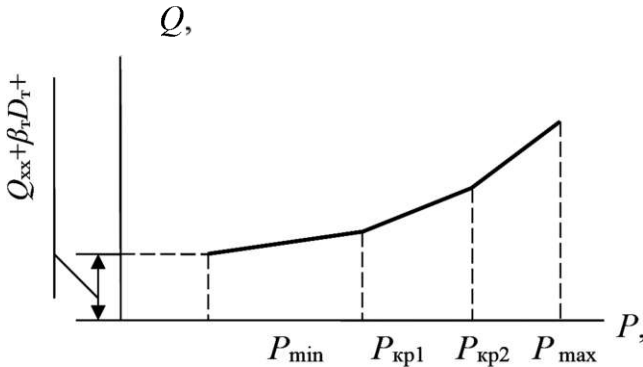


Рис. 9.3.7. Расходная энергетическая характеристика турбоагрегата

Для того, чтобы воспользоваться расходной энергетической характеристикой, необходимо рассчитать ее по характерным точкам, задавая текущей нагрузке «P» значения:

$$P = P_{\text{мин}} \rightarrow Q_{\text{мин}}; P = P_{\text{кр}i} \rightarrow Q_{\text{кр}i}; P = P_{\text{макс}} \rightarrow Q_{\text{макс}}. \quad (9.3.35)$$

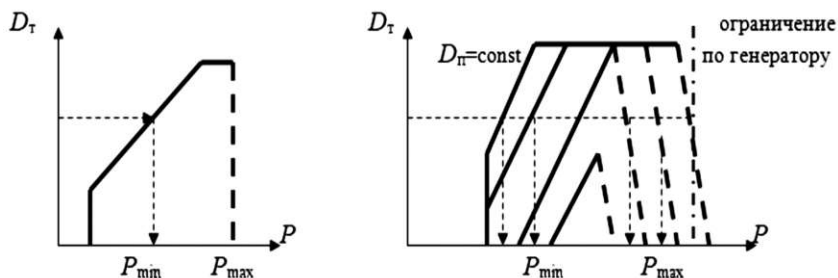


Рис. 9.3.8. Зависимость минимальных, максимальных и критических нагрузок от размера и сочетания отборов пара

При расчете теплофикационных турбин следует учитывать зависимость минимальных, максимальных и критических нагрузок от размера и сочетания отборов пара, т.е. P_{\min} , P_{\max} и $P_{\text{кр } i} = f(D_{\text{п}}, D_{\text{T}})$, что показано на рис. 9.3.8. P_{\min} определяет ту величину нагрузки, которую дает турбоагрегат по теплофикационному режиму. Разница $P_{\max} - P_{\min}$ составляет нагрузку, которая может быть выдана агрегатом в конденсационном режиме.

Характеристика относительных приростов расхода тепловой энергии турбоагрегатом (дифференциальная характеристика) для данной тепловой нагрузки определенных параметров представляет ступенчатый график. Число ступеней и их размеры определяются значениями минимальной, максимальной и критическими нагрузками и относительными приростами расхода тепловой энергии для отдельных диапазонов нагрузки (рис. 9.3.9).

Энергетические характеристики гидроагрегатов ГЭС – расходные характеристики, характеристики удельного расхода и характеристики относительного прироста – зависят соответственно от расхода воды гидроагрегатом, выраженного в $\text{м}^3/\text{с}$, удельного расхода воды на единицу вырабатываемой мощности и относительного прироста расхода воды от ее электрической нагрузки (рис. 9.3.10). Энергетические характеристики существенно зависят от напора воды, который может быть и непостоянным.

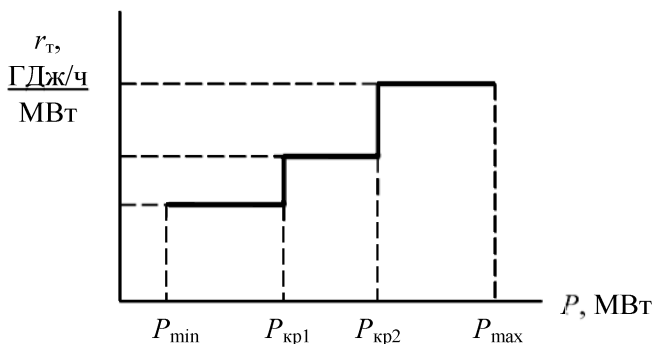


Рис. 9.3.9. Характеристика относительных приростов расхода топлива турбоагрегатом

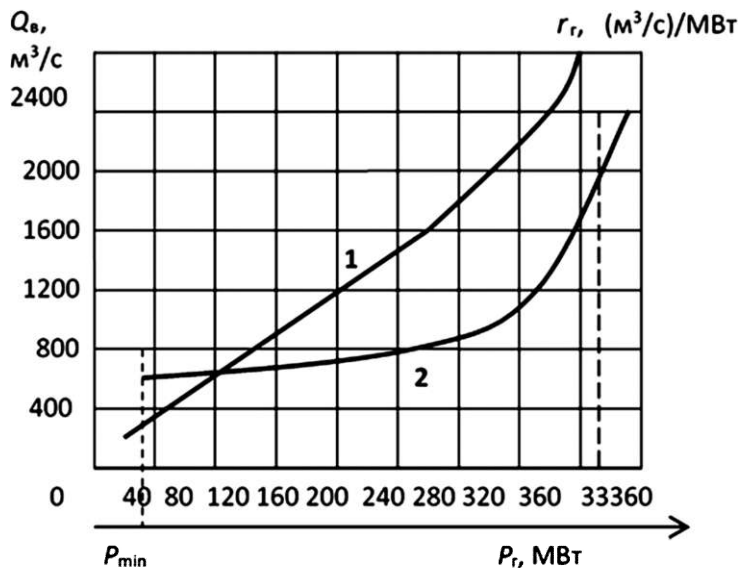


Рис. 9.3.10. Характеристика относительных приростов (1) и расходная характеристика (2) гидроагрегата:

Q_b – суммарные расход воды;

r_r – относительный прирост расхода воды;

P_r – электрическая нагрузка гидроагрегата

Расходная характеристика и характеристика относительного прироста для многоагрегатной ГЭС и при условии постоянного напора воды приведены на рис. 9.3.11.

В связи с широким (почти 100%) нагрузочным диапазоном ГЭС может нести любую нагрузку во всем диапазоне от 0 до номинальной мощности станции. Однако переход от одного состава агрегатов к другому приводит, как в случае с турбоагрегатами, к разрывам кривой относительных приростов и потому она в целом для станции не является монотонно возрастающей.

Максимальная мощность ГЭС может ограничиваться мощностями турбин или генераторов. Минимальная нагрузка ГЭС может ограничиваться неэнергетическими потребителями: расходом воды на обеспечение судоходства, ирригации, водоснабжения и др.

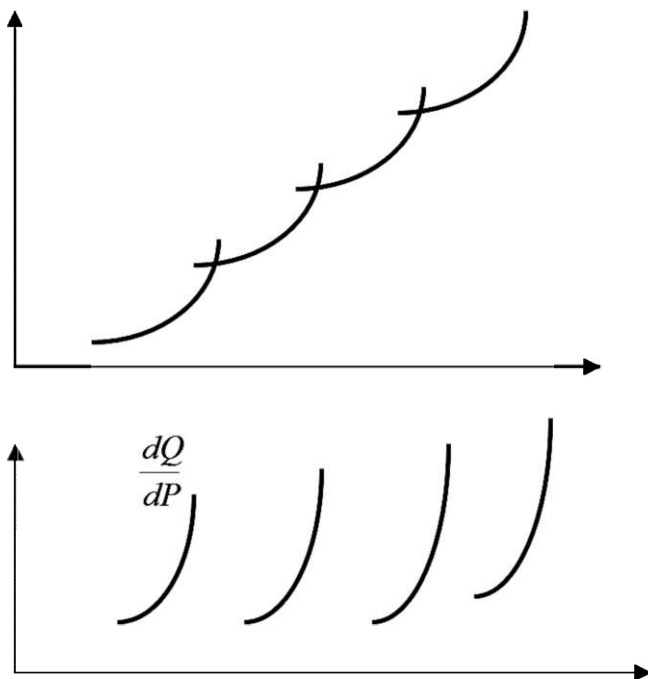


Рис. 9.3.11. Расходная характеристика (а) и характеристика относительных приростов (б) многоагрегатной ГЭС для постоянного напора воды

Характеристика относительных приростов ГЭС выражается уравнением вида, $(\text{м}^3/\text{с}) / \text{МВт}$:

– при $P > P_{\text{кр}}$:

$$r_{\text{Г}} = r_{0\text{Г}} + m_1 \cdot P_{\text{кр}} + m_2 \cdot (P - P_{\text{кр}})^{m_3}, \quad (9.3.36)$$

– при $P \leq P_{\text{кр}}$:

$$r_{\text{Г}} = r_{0\text{Г}} + m_1 \cdot P, \quad (9.3.37)$$

где $r_{0\text{Г}}$ – начальное значение относительного прироста расхода воды;

m_1 – коэффициент, отражающий наклон характеристики в зоне от минимальной нагрузки до критической при учете неустановившегося режима, связанного с быстрыми изменениями уровня нижнего бьефа ГЭС;

m_2, m_3 – коэффициенты, отражающие конфигурацию криволинейной части характеристики.

Величина $r_{0\text{Г}}$ вычисляется по формуле, $(\text{м}^3/\text{с})/\text{МВт}$:

$$r_{0\text{Г}} = 102 / (H \cdot \eta_{\text{м}}), \quad (9.3.38)$$

где H – напор в м;

$\eta_{\text{м}}$ – максимальный КПД (в долях).

Оптимальное распределение нагрузки производится для электростанций, работающих в одной зоне графика нагрузки. Так как ГЭС работают в другой зоне нагрузки, по сравнению с остальными станциями энергосистемы, то переход от z к $(z+1)$ агрегатам не вызывает изменения относительного прироста расхода топлива на тепловых электростанциях энергосистемы. Поэтому при таком сглаживании можно руководствоваться только характеристикой, рассматриваемой ГЭС и не учитывать характеристики остальных станций энергосистемы.

Расходные энергетические характеристики и характеристики относительных приростов атомных электростанций. Энергетические характеристики АЭС отличаются от рассмотренных выше энергетических характеристик КЭС, ТЭЦ и ГЭС.

Для блоков АЭС, основными элементами которых являются реактор – парогенератор – турбина – генератор, характерными

являются практически постоянная и весьма малая величина потеря тепла в системе реактор – парогенератор, которые почти не зависят от энергетической нагрузки. Результатом этого является линейный характер расходной характеристики и постоянная величина относительных приростов в системе реактор – парогенератор. Следовательно, характеристика относительных приростов блока АЭС определяется соответствующими характеристиками турбины и генератора (которые в этом смысле аналогичны турбинам и генераторам КЭС).

Характеристика расхода ядерного горючего на производство электрической продукции, выраженного в тоннах условного топлива, описывается следующей зависимостью:

$$B = B_0 + r_p \cdot Q_p, \quad (9.3.39)$$

где B_0 – расход топлива на покрытие потерь теплоты на холостой ход, выраженный в условном топливе, т.у.т/ч;

Q_p – тепловая мощность реактора, ГДж/ч; r_p – относительный прирост расхода ядерного горючего, т.у.т/ГДж.

Величина r_p принимается равной 0,0341 т.у.т/ГДж, т.е. без составляющей потерь. Это определяется тем, что суммарные потери в системе реактор – парогенератор на тепловое рассеивание не превосходят 0,25÷0,5% полной тепловой мощности реактора и не зависят от тепловой нагрузки, типа реактора.

Расходную характеристику машинного зала АЭС с конденсационными турбинами можно представить в виде, ГДж/ч:

$$Q_{м.з} = \sum_{i=1}^n (Q_{0i} + r_{Ti}^1 \cdot P_i + (r_{Ti}^2 - r_{Ti}^1) \cdot (P_i - P_{кри})), \quad (9.3.40)$$

где Q_{0i} – расход тепловой энергии на холостой ход i -м турбоагрегатом, ГДж/ч;

P_i – любая электрическая нагрузка i -го турбогенератора (в пределах от минимальной до максимальной), МВт;

$P_{кри}$ – критическая электрическая нагрузка i -го турбоагрегата, МВт;

r_{Ti}^1 – относительный прирост расхода тепловой энергии i -м турбоагрегатом в диапазоне от минимальной нагрузки до критической, ГДж/МВт·ч;

r_{Ti}^2 – то же в диапазоне от критической нагрузки до максимальной, ГДж/МВт·ч.

Пренебрегая потерями в паропроводах и приравнивая величины Q_p и $Q_{\text{вс}}$ на основе уравнений (9.3.39) и (9.3.40) получаем расходную характеристику атомной электростанции, т/ч:

$$B = B_0 + r_p \cdot \sum_{i=1}^n (Q_{0i} + r_{Ti}^1 \cdot P_i + (r_{Ti}^2 - r_{Ti}^1) \cdot (P_i - P_{\text{кр}i})). \quad (9.3.41)$$

В случае использования n однотипных конденсационных турбин на АЭС уравнение (9.3.41) упрощается:

$$B = B_0 + r_p \cdot (Q_{0i} + r_{Ti}^1 \cdot P_i + (r_{Ti}^2 - r_{Ti}^1) \cdot (P_i - P_{\text{кр}i})) \cdot n. \quad (9.3.42)$$

Относительные расходы условного топлива блоком реактор-парогенератор-турбоагрегат или АЭС при однотипных турбоагрегатах равны и составят, т у.т/МВт·ч:

$$r_a^1 = 0,0341r_T^1; \quad r_a^2 = 0,0341r_T^2. \quad (9.3.43)$$

Расходная характеристика блока реактор-парогенератор-турбоагрегат может быть представлена выражением, т.у.т/ч:

$$B = B_0 + r_a^1 \cdot P_i + (r_a^2 - r_a^1) \cdot (P_i - P_{\text{кр}1}). \quad (9.3.44)$$

Если АЭС имеет в своем составе турбоагрегаты с разными значениями относительных приростов расхода тепловой энергии, то характеристика относительных приростов расходов топлива АЭС имеет вид ступенчатой зависимости.

Отметим также, что по условиям ядерно-физических процессов в реакторах не допускается работа АЭС с остановами по условиям

нагрузки. Поэтому, учитывая малый диапазон регулирования нагрузок, АЭС используют только в базовом режиме энергосистемы.

Расходные энергетические характеристики ГТУ. ГТУ отличаются от других тепловых электростанций в технологическом отношении тем, что выработка электроэнергии на них производится без промежуточного теплоносителя – пара. Характеристика относительных приростов этих агрегатов имеет вид нелинейной зависимости, которая описывается кривыми, имеющими выпуклость «вверх».

В целом можно отметить, что энергетические характеристики разных типов электростанций существенно отличаются по характеру нелинейности и наличию (отсутствию) точек перегиба. Кроме того, они отличаются количеством переменных. Некоторые из них, с достаточной для решения практических задач планирования оптимальных режимов точностью, могут быть представлены в виде функции одной переменной – электроэнергии (КЭС, ГЭС, АЭС), а другие в виде функции нескольких переменных – электроэнергии, отборов тепловой энергии и давления в отборах (ТЭЦ).

9.4. Методы оптимального распределения нагрузки в котельной

На основе расходных энергетических характеристик и характеристик относительных приростов расходов топлива отдельных котлов строятся одноименные характеристики по котельной в целом, применительно к одновременно находящимся в работе агрегатам (имеются в виду котлы, работающие на общую тепловую нагрузку данных параметров).

Для обеспечения минимального расхода топлива промышленной котельной необходимо такое распределение общей тепловой нагрузки между отдельными агрегатами, чтобы в каждый момент времени существовало равенство относительных приростов расхода топлива (условного) по каждому из котлов:

$$r_{k1} = r_{k2} = r_{k3} = \dots = r_{ki} = \dots = r_{kn}, \quad (9.4.1)$$

где r_{ki} – относительные приросты расхода топлива (условного) для i -го котла, т.у.т/ГДж

Если в рассматриваемый период времени в котельной используются различные виды топлива, то распределение тепловых нагрузок на минимум расхода топлива не будет приводить одновременно и к минимуму себестоимости производства тепловой энергии. Чтобы достигнуть минимальной себестоимости производства тепловой энергии, необходимо в каждый момент времени обеспечить равенство стоимостей относительных приростов расхода топлива:

$$r_{k1} \cdot \Pi_1 = r_{k2} \cdot \Pi_2 = r_{k3} \cdot \Pi_3 = \dots = r_{ki} \cdot \Pi_m = \dots = r_{kn} \cdot \Pi_n. \quad (9.4.2)$$

Здесь $\Pi_1, \Pi_2, \Pi_3, \dots, \Pi_m, \dots, \Pi_n$ – цена 1, 2, 3, ..., m , ..., n -го вида топлива, используемого отдельными котлами, руб/т.у.т.

Разделив каждый член этого равенства на цену базового вида топлива, для которого она близка к средней, получим:

$$r_{k1} \cdot \frac{\Pi_1}{\Pi_б} = r_{k2} \cdot \frac{\Pi_2}{\Pi_б} = r_{k3} \cdot \frac{\Pi_3}{\Pi_б} = \dots = r_{ki} \cdot \frac{\Pi_m}{\Pi_б} = \dots = r_{kn} \cdot \frac{\Pi_n}{\Pi_б}. \quad (9.4.3)$$

Если отношение $\Pi_i/\Pi_б > 1$, то, следовательно, для обеспечения минимальной себестоимости производства тепловой энергии этот i -й котел необходимо разгрузить по сравнению с режимом на минимум расхода топлива. Если $\Pi_i/\Pi_б < 1$, то этот i -й котел нужно догрузить по сравнению с режимом на минимум расхода топлива. Обеспечив режимы на минимум себестоимости производства тепловой энергии, получим расход топлива, превышающий минимальный. Совпадение оптимальных режимов работы котлов на минимум расхода топлива и минимум себестоимости производства тепловой энергии имеет место, если все котлы рассматриваемой котельной используют одинаковое топливо ($\Pi_i/\Pi_б = 1$).

Рассмотрим построение характеристики относительных приростов и расходной энергетической характеристике котельной применительно к критерию минимума расхода топлива. Переход к критерию минимума себестоимости теплоты потребует внесения множителей $\Pi_i/\Pi_б$ в исходную информацию по отдельным котлам.

Поскольку в каждый момент времени относительные приросты расхода топлива для находящихся в работе котлов должны быть равны между собой, то суммирование нагрузок отдельных котлов следует производить при одинаковых значениях относительных приростов расходов топлива.

Если в котельной работают агрегаты с различными характеристиками относительных приростов, то за наименьшее значение относительного прироста расхода топлива в котельной принимается его наименьшее значение для рассматриваемых агрегатов. При значении относительного прироста расхода топлива в котельной, меньшем, чем его наименьшее значение для данного котла, нагрузка его принимается равной минимальной.

За наибольшее значение относительного прироста расхода топлива в котельной принимается его максимальное значение для находящихся в работе котлов. При значении относительного прироста расхода топлива в котельной большем, чем наибольшее значение относительного прироста для данного котла, в качестве его нагрузки принимается максимальное значение. С учетом вышесказанного на рис. 9.4.1 показано построение характеристики относительных приростов расхода топлива котельной, состоящей из трех разнотипных котлов. Суммирование необходимо проводить для тех значений относительных приростов расхода топлива, при которых происходит излом характеристики котельной (характерные точки), а также (в целях повышения точности) и для нескольких промежуточных значений. Излом характеристики котельной происходит в точках, соответствующих минимальным и максимальным нагрузкам отдельных котлов.

Минимальная нагрузка котельной Q_{\min}^k равна сумме минимальных нагрузок отдельных котлов:

$$Q_{\min}^k = Q_{\min}^I + Q_{\min}^{II} + Q_{\min}^{III}. \quad (9.4.4)$$

Первый излом характеристики котельной (точка а) вызывается в данном случае началом загрузки котла II. Нагрузка котельной, соответствующая излому характеристики в точке а:

$$Q_1^k = Q_{\min}^I + Q_1^{II} + Q_{\min}^{III}. \quad (9.4.5)$$

Второй излом характеристики (точка б) определяется началом загрузки котла I:

$$Q_2^K = Q_1^I + Q_1^{II} + Q_{\min}^{III}. \quad (9.4.6)$$

Аналогично определяются нагрузки, соответствующие другим точкам характеристики относительных приростов расхода условного топлива котельной.

Расходная энергетическая характеристика котельной (рис. 9.4.2) строится по тем же характерным точкам, что и характеристика относительных приростов расходов топлива. При этом дополнительно используются энергетические характеристики отдельных котлов.

По тепловым нагрузкам отдельных котлов, соответствующих данному (одинаковому) значению относительного прироста расхода условного топлива, из энергетических характеристик находятся соответствующие им расходы топлива. Суммируя эти значения расходов топлива, получаем расход топлива котельной при тепловой нагрузке равной сумме тепловых нагрузок отдельных котлов.

Минимальный расход топлива котельной B_{\min}^K при тепловой нагрузке Q_{\min}^K равен сумме минимальных расходов топлива отдельными котлами:

$$B_{\min}^K = B_{\min}^I + B_{\min}^{II} + B_{\min}^{III}. \quad (9.4.7)$$

Расход топлива котельной, соответствующий тепловой нагрузке Q_1^K , в рассматриваемом примере составит:

$$B_1^K = B_{\min}^I + B_1^{II} + B_{\min}^{III}, \quad (9.4.8)$$

где B_1^{II} – расход топлива котлом II при тепловой нагрузке котельной Q_1^K и, соответственно, тепловой нагрузки котла II Q_1^{II} .

Расход топлива котельной, соответствующий тепловой нагрузке Q_2^K :

$$B_2^K = B_1^I + B_1^{II} + B_{\min}^{III}, \quad (9.4.8)$$

где B_1^I – расход топлива котлом I при тепловой нагрузке котельной Q_2^K и, соответственно, тепловой нагрузки котла I Q_1^I .

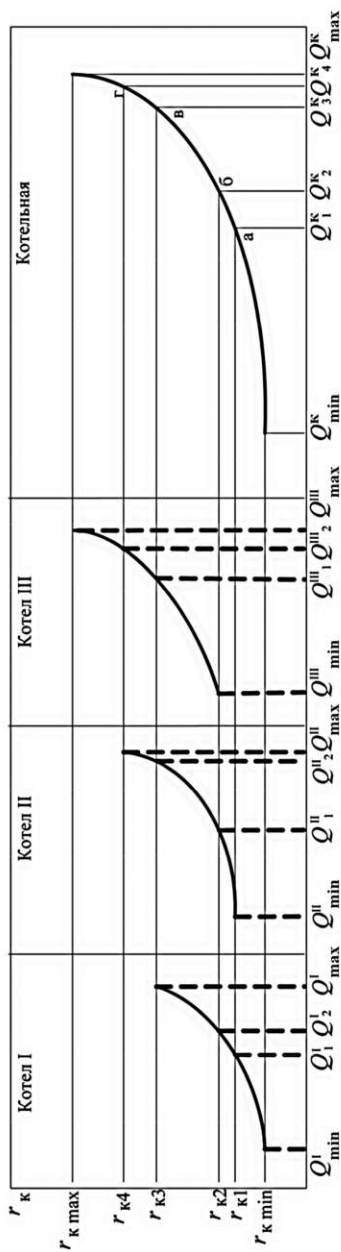


Рис. 9.4.1. Построение характеристики относительных приростов расхода условного топлива котельной

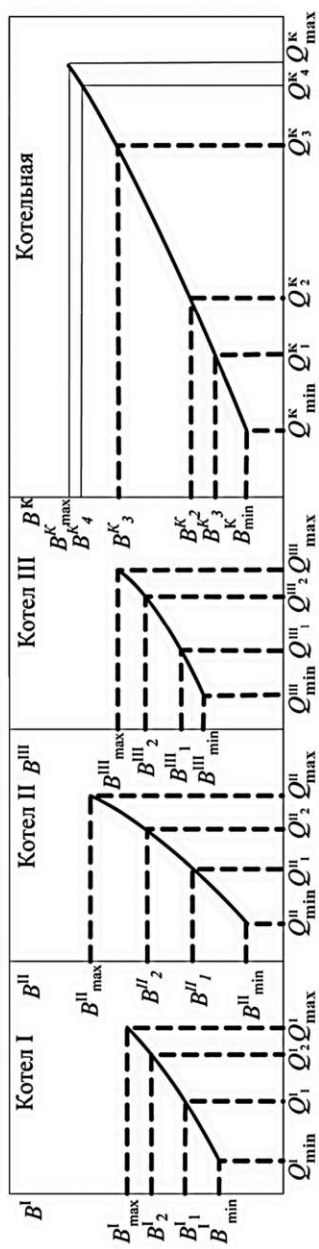


Рис. 9.4.2. Построение расходной энергетической характеристики котельной

Аналогично устанавливаются расходы топлива для других значений тепловых нагрузок котельной.

Указанные характеристики необходимы для определения суммарных расходов топлива промышленной котельной за планируемый период, а также оптимального расхода топлива и режима работы отдельных котлов.

Выполняя подобные расчеты для ряда характерных суточных графиков тепловых нагрузок, можно с учетом длительности установить месячные, квартальные и годовые расходы топлива.

9.5. Методы оптимального распределения нагрузки между турбоагрегатами ТЭС

Если на электростанции установлены однотипные турбоагрегаты, то нагрузка между ними распределяется равномерно. Это позволяет задать каждому агрегату достаточно высокую нагрузку.

Если агрегаты разнотипны и различаются по мощности и по экономичности, то следует выполнить оптимальное распределение электрической нагрузки между ними, с целью минимизации расхода тепловой энергии в машинном зале в целом.

Рассмотрим простейший случай. В турбинном цехе установлены два агрегата различного типа. При этом возможны два основных варианта.

Вариант 1. Нагрузка ТЭС может быть покрыта полностью каждым из двух агрегатов. Расходные характеристики первого (I) и второго (II) турбоагрегатов составят:

$$\begin{cases} Q_{\text{ч}}^{\text{I}} = Q_{\text{xx}}^{\text{I}} + r_{\text{T1}}^{\text{I}} \cdot P_{\text{кр}}^{\text{I}} + r_{\text{T2}}^{\text{I}} \cdot (P^{\text{I}} - P_{\text{кр}}^{\text{I}}) \\ Q_{\text{ч}}^{\text{II}} = Q_{\text{xx}}^{\text{II}} + r_{\text{T1}}^{\text{II}} \cdot P_{\text{кр}}^{\text{II}} + r_{\text{T2}}^{\text{II}} \cdot (P^{\text{II}} - P_{\text{кр}}^{\text{II}}) \end{cases}; \quad (9.5.1)$$

1) если $Q_{\text{xx}}^{\text{I}} < Q_{\text{xx}}^{\text{II}}$ и $r_{\text{Tj}}^{\text{I}} < r_{\text{Tj}}^{\text{II}}$, то любая нагрузка ТЭС должна покрываться турбиной I, так как это требует меньшего расхода топлива (рис. 9.5.1, а);

2) если $Q_{\text{xx}}^{\text{II}} < Q_{\text{xx}}^{\text{I}}$, $r_{\text{Tj}}^{\text{I}} < r_{\text{Tj}}^{\text{II}}$, $P_{\text{min}}^{\text{II}} < P < P_{\text{max}}^{\text{I}}$ (рис. 9.5.1, б):

при $P = P_{\text{эк}}$ турбины равноэкономичны ($Q^{\text{I}} = Q^{\text{II}}$), где $P_{\text{эк}}$ – точка пересечения характеристик турбин;

в диапазоне $P < P_{\text{эк}}$ расход тепловой энергии $Q^{\text{II}} < Q^{\text{I}}$, следовательно, надо загружать турбину II;

в диапазоне $P > P_{\text{эк}}$ расход тепловой энергии $Q^{\text{I}} < Q^{\text{II}}$, следовательно, надо разгружать турбину II и загружать турбину I;

3) если при $Q_{\text{xx}}^{\text{II}} < Q_{\text{xx}}^{\text{I}}$, $r_{\text{Tj}}^{\text{I}} < r_{\text{Tj}}^{\text{II}}$, $P_{\text{min}}^{\text{II}} < P < P_{\text{max}}^{\text{II}}$ сходящиеся характеристики не пересекаются в зоне номинальной мощности, то всю нагрузку должна взять на себя турбина II.

II. Нагрузка ТЭС может быть покрыта только при совместной параллельной работе обоих агрегатов. В этом случае при любом распределении нагрузки в суммарную величину расхода тепловой энергии всегда будут входить (в качестве постоянной величины) расходы тепловой энергии на холостой ход обеих турбин.

Для обеспечения минимального расхода тепловой энергии ТЭС необходимо так распределить общую электрическую нагрузку между отдельными турбоагрегатами, чтобы в каждый момент времени существовало равенство относительных приростов расхода тепловой энергии по каждой из турбин:

$$r_{\text{T}}^{\text{I}} = r_{\text{T}}^{\text{II}} = r_{\text{T}}^{\text{III}} = \dots = r_{\text{T}}^{\text{i}} = \dots = r_{\text{T}}^{\text{n}}, \quad (9.5.2)$$

где r_{T}^{i} – относительные приросты расхода теплоты по каждой из i -й турбины, т.у.т/ГДж.

Применительно к нашему примеру, когда работают два агрегата условием оптимального распределения нагрузок является равенство:

$$r_{\text{T}}^{\text{I}} = r_{\text{T}}^{\text{II}}. \quad (9.5.3)$$

Но так как $r_{\text{T}}^{\text{I}} \neq r_{\text{T}}^{\text{II}}$, то выгоднее нагружать в первую очередь до предела турбину с наименьшим относительным приростом:

если $r_{\text{T}}^{\text{I}} < r_{\text{T}}^{\text{II}}$ – то турбину I;

если $r_{\text{T}}^{\text{I}} > r_{\text{T}}^{\text{II}}$ – то турбину II.

то есть *оптимальное распределение должно осуществляться в порядке возрастания относительных приростов расходов тепловой энергии:*

$$r_{\text{T1}}^{\text{I}} < r_{\text{T1}}^{\text{II}} < r_{\text{T2}}^{\text{I}} < r_{\text{T2}}^{\text{II}}. \quad (9.5.4)$$

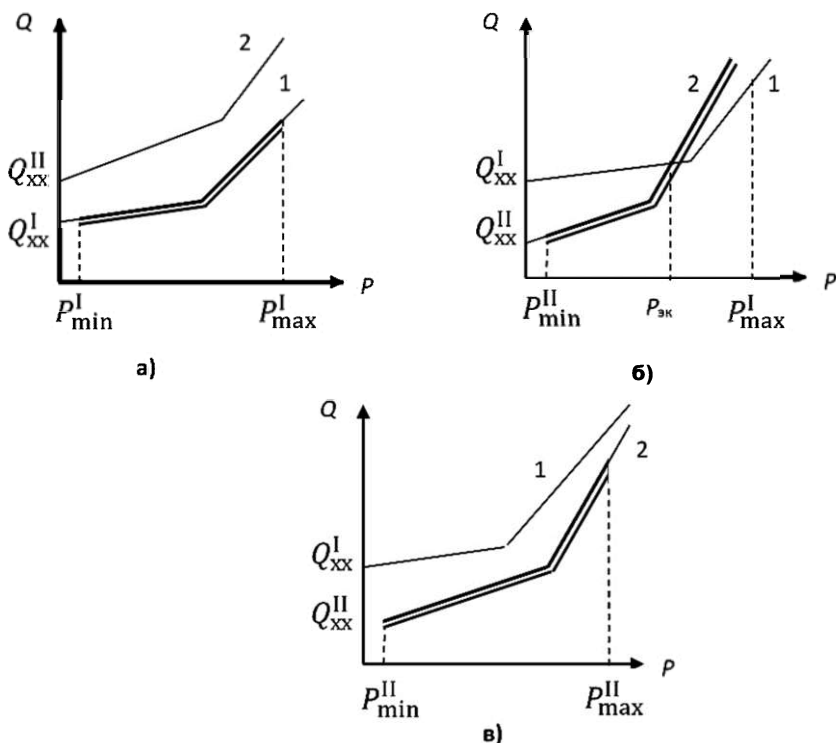


Рис. 9.5.1. Расходные характеристики двух различных турбоагрегатов

Построение режимной карты машзала. Режимная карта машинного зала ТЭС – это зависимость электрической нагрузки агрегатов P_i от электрической нагрузки станции $P_{СТ}$:

$$P_i = f(P_{СТ}). \quad (9.5.5)$$

Режимная карта разрабатывается для определенного состава работающих турбоагрегатов, применительно к данным тепловым нагрузкам и условиям эксплуатации. Режимная карта машзала (рис. 9.5.2) строится на основе характеристик относительного прироста (ХОП) турбоагрегатов и используется для оптимального распределения суммарной нагрузки ТЭС между агрегатами (табл. 9.5.1). При ее построении по оси абсцисс графика откладывается общая нагрузка агрегатов (т.е. нагрузка турбинного цеха), а по оси ординат – нагрузка каждого из совместно работающих турбоагрегатов:

турбина I – $r_{T1}^I; r_{T2}^I; P_{\min}^I; P_{кр}^I; P_{\max}^I$;

турбина II – $r_{T1}^{II}; r_{T2}^{II}; P_{\min}^{II}; P_{кр}^{II}; P_{\max}^{II}$;

и характерно следующее соотношение относительных приростов расхода тепловой энергии – $r_{T1}^I < r_{T1}^{II} < r_{T2}^{II} < r_{T2}^I$.

Таблица 9.5.1

Зоны нагрузок турбоагрегатов (по рис. 9.5.2)

Значение ОП	№ ТА	Зона нагрузки
r_{T1}^I	I	$P_{\min}^I \div P_{кр}^I$
r_{T1}^{II}	II	$P_{\min}^{II} \div P_{кр}^{II}$
r_{T2}^{II}	II	$P_{кр}^{II} \div P_{\max}^{II}$
r_{T2}^I	I	$P_{кр}^I \div P_{\max}^I$

На рисунке 9.5.2 представлен пример режимной карты машинного зала в случае работы двух типов турбоагрегатов, каждый из которых имеет только одну критическую нагрузку (см. рис. 9.3.6).

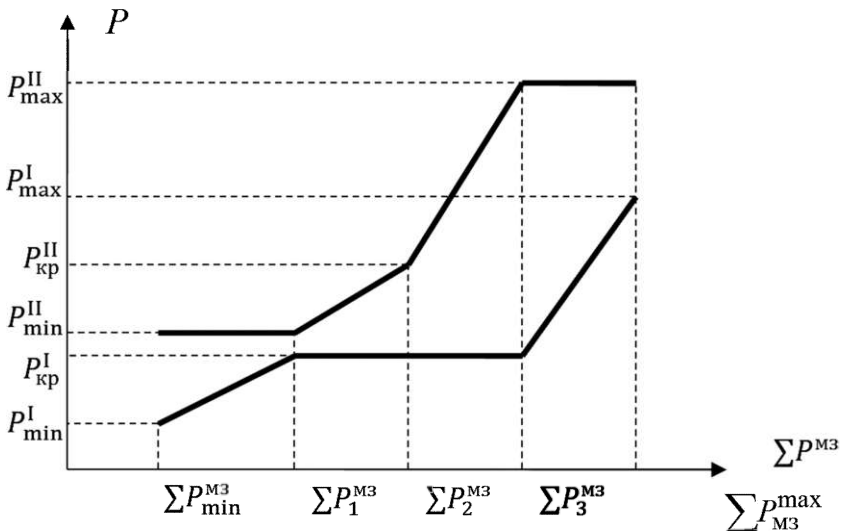


Рис. 9.5.2. Режимная карта машинного зала:

P_{\min}^I, P_{\max}^I – минимальная и максимальная нагрузка турбоагрегата I;

$P_{\min}^{II}, P_{\max}^{II}$ – минимальная и максимальная нагрузка турбоагрегата II;

$P_{кр}^I, P_{кр}^{II}$ – критическая нагрузка турбоагрегата I и II

Вначале на график наносится технический минимум нагрузки машинного зала:

$$\Sigma P_{\min}^{\text{МЗ}} = P_{\min}^{\text{I}} \cdot n_{\text{I}} + P_{\min}^{\text{II}} \cdot n_{\text{II}}, \quad (9.5.6)$$

где $n_{\text{I}}, n_{\text{II}}$ – количество агрегатов I и II, установленных на станции.

По оси ординат наносится минимальная нагрузка каждого i -го турбоагрегата (P_{\min}^i). С увеличением нагрузки машинного зала догрузка агрегатов осуществляется в последовательности возрастания относительных приростов (табл. 9.5.1). Сначала догружается до нагрузки $P_{\text{кр}}^{\text{I}}$ турбоагрегат I, имеющий наименьшее значение относительного прироста расхода тепла турбоагрегатом r_{T1}^{I} . Нагрузка второго турбоагрегата остается постоянной и равна его минимальной нагрузке (P_{\min}^{II}). Тогда следующая точка по оси абсцисс составит:

$$\Sigma P_1^{\text{МЗ}} = P_{\text{кр}}^{\text{I}} \cdot n_{\text{I}} + P_{\min}^{\text{II}} \cdot n_{\text{II}} = \Sigma P_{\min}^{\text{МЗ}} + (P_{\text{кр}}^{\text{I}} - P_{\min}^{\text{I}}) \cdot n_{\text{I}}. \quad (9.5.7)$$

По оси ординат ей будет соответствовать нагрузка для агрегата I – $P_{\text{кр}}^{\text{I}}$, а для агрегата II – P_{\min}^{II} . Аналогично производится дальнейшая загрузка агрегатов станции:

$$\left[\begin{array}{l} \Sigma P_2^{\text{МЗ}} = P_{\text{кр}}^{\text{I}} \cdot n_{\text{I}} + P_{\text{кр}}^{\text{II}} \cdot n_{\text{II}} = \Sigma P_1^{\text{МЗ}} + (P_{\text{кр}}^{\text{II}} - P_{\min}^{\text{II}}) \cdot n_{\text{II}} \\ \Sigma P_3^{\text{МЗ}} = P_{\text{кр}}^{\text{I}} \cdot n_{\text{I}} + P_{\max}^{\text{II}} \cdot n_{\text{II}} = \Sigma P_2^{\text{МЗ}} + (P_{\max}^{\text{II}} - P_{\text{кр}}^{\text{II}}) \cdot n_{\text{II}} \\ \Sigma P_{\max}^{\text{МЗ}} = P_{\max}^{\text{I}} \cdot n_{\text{I}} + P_{\max}^{\text{II}} \cdot n_{\text{II}} = \Sigma P_3^{\text{МЗ}} + (P_{\max}^{\text{I}} - P_{\text{кр}}^{\text{I}}) \cdot n_{\text{I}} \end{array} \right. \quad (9.5.8)$$

Последняя точка по оси абсцисс равна максимальной нагрузке машинного зала, а по оси ординат для каждого агрегата – максимальной генерируемой мощности. В результате получаем режимную карту машинного зала, которая затем используется для наивыгоднейшего распределения общей электрической нагрузки ТЭЦ между совместно работающими турбоагрегатами.

Диспетчер энергосистемы в результате оптимального распределения нагрузки между станциями в системе устанавливает суточный график для данной станции.

Зная общую нагрузку на станцию $\sum P^{M3}$ и используя режимную карту, определяем оптимальный режим работы агрегатов в течение суток (суточный график работы агрегатов).

Распределение электрической нагрузки ТЭЦ зависит от того, как распределены между турбинами тепловые нагрузки (электрическая нагрузка, вырабатываемая по теплофикационному режиму, зависит от тепловой нагрузки). Распределение тепловых нагрузок ТЭЦ производится в последовательности убывания удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении (соблюдается принцип максимальной выработки электроэнергии на тепловом потреблении):

$$P_{\min} = \bar{\varepsilon}_T \cdot Q_T, \quad (9.5.9)$$

где $\bar{\varepsilon}_T$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, МВт·ч/ГДж.

Поэтому для ТЭЦ распределение электрических нагрузок между турбинами заключается в определении целесообразной дополнительной нагрузки конденсационной мощности, которая может меняться:

$$\Delta N = P_{\max} - P_{\min}. \quad (9.5.10)$$

Эта конденсационная мощность распределяется аналогично КЭС, т.е. в порядке возрастания относительных приростов.

Если условие параллельной работы не соблюдается, и турбины ТЭС включаются последовательно по мере нагрузки станции, то при распределении нагрузки между ними надо учитывать не только величину относительного прироста, но и расход тепловой энергии на холостой ход.

Расходные энергетические характеристики тепловых электростанций. Энергетическая характеристика тепловой электростанции отражает зависимость между расходом топлива и количеством получаемой электрической и тепловой энергии.

Исходными материалами для разработки этой характеристики теплоэлектростанций (ТЭЦ) являются характеристики

котельного и машинного зала, а для отдельных блоков – характеристики котлов и турбоагрегатов.

Для ТЭС с поперечными связями по характеристикам турбоагрегатов составляются режимные карты, характеристики относительных приростов расходов топлива и энергетические характеристики машинного зала электростанции.

Загрузка турбоагрегатов производится в последовательности, определяемой возрастанием относительных приростов расхода тепловой энергии по зонам их нагрузок. Это позволяет установить рациональную очередность загрузки (разгрузки) совместно работающих турбоагрегатов, обеспечивающую минимальный расход тепловой энергии машинным залом при определенной электрической нагрузке и неизменной тепловой.

Характеристика относительных приростов расхода топлива тепловой электростанцией представляет зависимость прироста расхода топлива при увеличении электрической нагрузки на единицу (1 МВт·ч) и данной тепловой нагрузке. Основным энергетическим оборудованием электростанций являются котлы и турбоагрегаты. Поэтому характеристика блочной тепловой электростанции зависит от ХОП котлов и турбин и может быть определена по выражению:

$$\gamma_{ст} = \gamma_k \cdot \gamma_T. \quad (9.5.11)$$

Расходы электрической и тепловой энергии на собственные нужды электростанции учитываются внесением поправочных коэффициентов.

Относительный прирост расхода топлива является показателем экономичности работы станции или блока.

График (вид) зависимости $\gamma_{ст} = f(P_{ст})$ представлен на рис. 9.5.3 и 9.5.4. Скачок на ХОП электростанции связан с ХОП турбоагрегата γ_T , пологовогнутая часть определяется ХОП котла γ_k .

Полученные характеристики тепловых электростанций необходимы для определения расходов топлива тепловыми электростанциями в рассматриваемый период и оптимального режима использования их основных агрегатов.

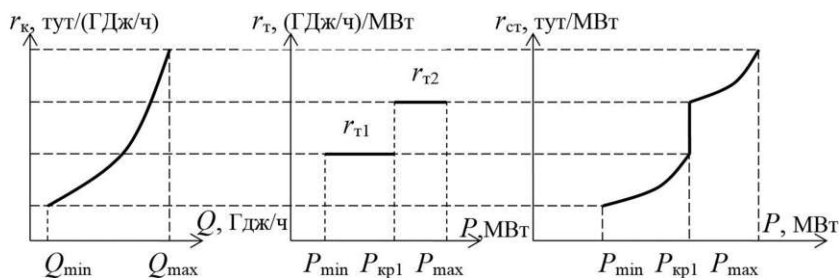


Рис. 9.5.3. График зависимости $r_{CT} = f(P_{CT})$

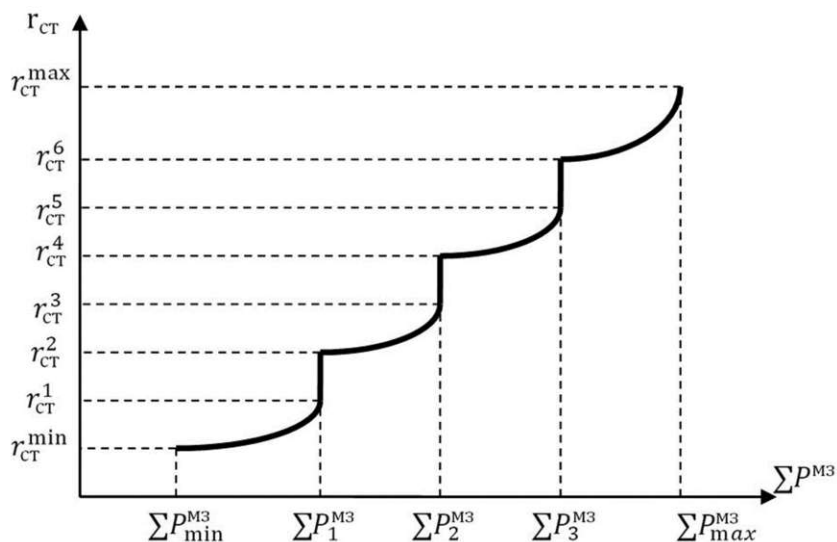


Рис. 9.5.4. Характеристика относительных приростов расхода топлива промышленной ТЭЦ:

r_{CT}^i – относительный прирост расхода топлива промышленной ТЭЦ

9.6. Оптимальное распределение нагрузки между гидроагрегатами гидравлических электростанций

Зависимость расхода воды гидростанцией, выраженного в $\text{м}^3/\text{с}$, от ее электрической мощности $Q_{\Gamma} = f(P_{\text{ст}})$ представляет расходную характеристику ГЭС (рис. 9.3.10). Для ее построения при однотипных агрегатах и неизменном напоре необходимо нагрузки и расход воды одного агрегата умножить на число агрегатов гидростанции.

Оптимальное число гидроагрегатов, которое должно находиться в работе при определенной электрической нагрузке ГЭС, принимается таким, чтобы стоимость воды, расходуемой при этом на ГЭС, была минимальной. Следовательно, переход от использования n агрегатов к $(n+1)$ -му агрегату должен происходить при электрических нагрузках ГЭС, соответствующих равенству затрат на воду, расходуемую по агрегатам. При одинаковой стоимости воды должно выполняться условие равенства расходов воды по агрегатам. Нахождение этих нагрузок по точкам пересечения расходных характеристик при использовании n и $(n+1)$ гидроагрегатов практически затруднено в виду достаточной близости характеристик в зоне нахождения этих точек. Более точные результаты могут быть получены по точкам пересечения кривых зависимости суммарных потерь мощности ΔP в гидроагрегатах от нагрузки ГЭС (рис. 9.6.1).

Эти потери складываются из *потерь в турбинах, гидрогенераторах и водопроводящих сооружениях*. С повышением нагрузки ГЭС критерием перехода от работы n гидроагрегатов к $(n+1)$ гидроагрегатам является равенство суммарных потерь мощности (имеются и другие способы определения искомых нагрузок).

Характеристика относительных приростов гидроагрегата представляет зависимость относительного прироста расхода воды, выраженного в $(\text{м}^3/\text{с})/\text{МВт}$, от его электрической нагрузки $r_{\Gamma a} = f(P_a)$.

Характеристика относительных приростов расхода воды гидростанцией строится суммированием характеристик отдельных гидроагрегатов при одинаковых значениях относительных приростов воды.

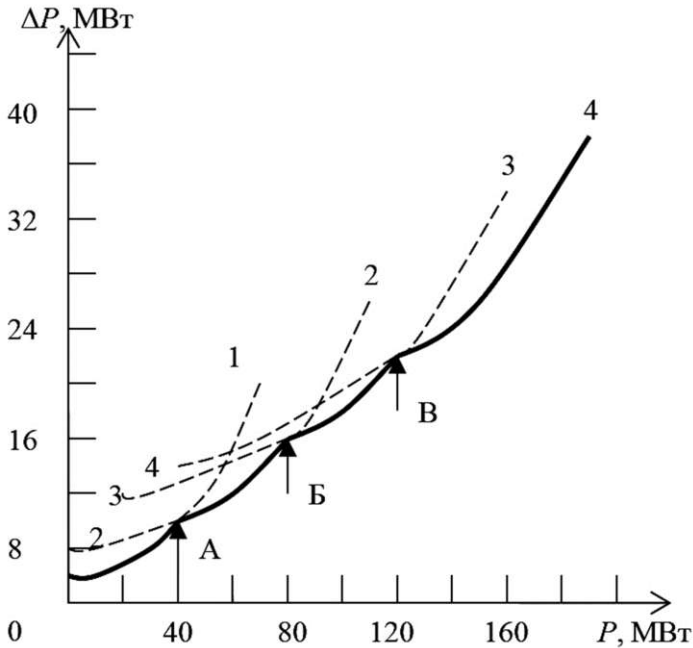


Рис. 9.6.1. Определение оптимального числа работающих агрегатов:
 А, Б, В – пуск или остановка, соответственно, 2-го, 3-го, 4-го агрегата;
 ΔP – потери мощности;
 P – нагрузка гидростанции

Поскольку на гидростанции в большинстве случаев устанавливаются однотипные агрегаты, то суммирование заменяется умножением расхода воды одним агрегатом на число агрегатов при неизменной мощности.

При данном числе включенных в работу агрегатов ГЭС (меньшем максимального количества) с ростом электрической нагрузки относительный прирост расхода воды постепенно увеличивается. Если при данной электрической нагрузке гидростанции ввести в работу дополнительный гидроагрегат, то нагрузка на каждом гидроагрегате снизится и уменьшится относительный прирост расхода воды ГЭС.

Этому на рис. 9.6.2 соответствует переход от относительно-го прироста r_{11} к r_{12} при нагрузке P_1 . Следовательно, суммарная характеристика относительных приростов расходов воды на ГЭС

при переменном количестве работающих агрегатов имеет пилообразный характер с разрывами непрерывности при нагрузках, соответствующих включению (отключению) каждого агрегата (см. на рис. 9.6.2 – ломаная линия А–Б–В–Г). Использование такой характеристики практически затруднено в виду неоднозначности величины электрической нагрузки ГЭС при данном значении относительного прироста расхода воды. Так, при относительном приросте $r_{Г3}$ имеется два значения электрической нагрузки: P_2 и P_3 . Поэтому характеристику относительных приростов ГЭС сглаживают.

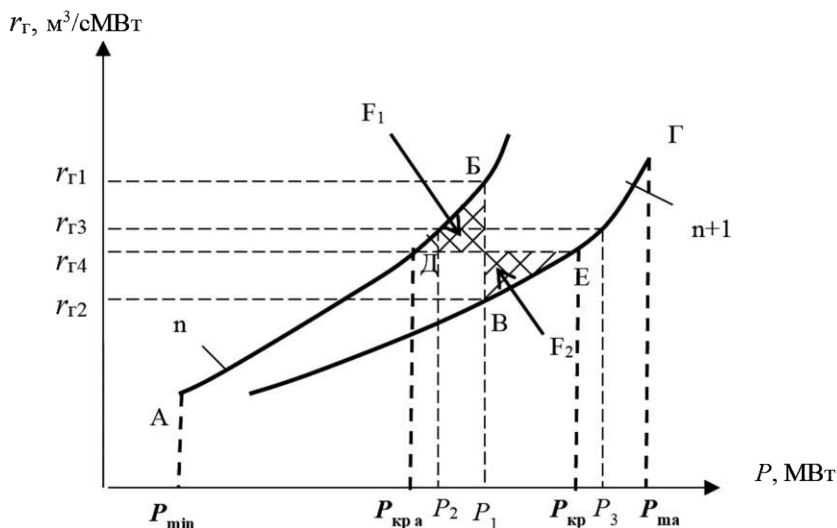


Рис. 9.6.2. Характеристика относительных приростов гидростанции:

$r_{Г}$ – относительный прирост расхода воды;

P – нагрузка гидростанции

Характеристика сглаживания. Распределение нагрузки производится для электростанций, работающих в одной зоне графика нагрузки. Так как ГЭС работают в другой зоне нагрузки, по сравнению с остальными станциями энергосистемы, то переход от n к $(n+1)$ агрегатам не вызывает изменения относительного прироста расхода топлива на тепловых электростанциях энергосистемы. Поэтому при таком сглаживании можно руководствоваться

только характеристикой рассматриваемой ГЭС и не учитывать характеристики остальных станций энергосистемы. Тогда искомым значение относительного прироста должно быть выбрано таким, чтобы расход воды, подсчитанный по действительной и сглаженной характеристикам, не изменился. Этому условию соответствует значение относительного прироста $r_{г4}$ (см. рис. 9.6.2), при котором площадь F_1 (снижение расхода воды по сравнению с действительной характеристикой) равна площади F_2 (повышение расхода воды по сравнению с действительной характеристикой). Сглаженная характеристика относительных приростов расхода воды при переходе от n к $(n+1)$ -му гидроагрегату представлена на рис. 9.6.2 ломаной линией А–Д–Е–Г. Производя аналогичные построения для каждого дополнительного вводимого в работу гидроагрегата, получаем характеристику относительных приростов ГЭС при данном напоре H .

Представленная на рис. 9.6.2 сглаженная характеристика относительных приростов содержит три различающихся участка:

1) начальный нелинейный участок, относящийся к работе одного агрегата на ГЭС (от P_{\min} до $P_{кр а}$);

2) промежуточный прямолинейный участок, соответствующий сглаженной пилообразной части характеристики ГЭС (от $P_{кр а}$ до $P_{кр б}$);

3) конечный криволинейный участок, относящийся к работе всех агрегатов ГЭС (от $P_{кр б}$ до P_{\max}).

Точке излома характеристики при переходе от участка «Б» к участку «В», называемой «критической», соответствует электрическая мощность, определенная с некоторым приближением по формуле, МВт:

$$P_{кр} = P_{кр а} \cdot n_{\max} \text{ при } H = \text{const}, \quad (9.6.1)$$

где $P_{кр а}$ – критическая нагрузка одного агрегата при данном напоре, МВт;

n_{\max} – максимальное количество работающих гидроагрегатов на ГЭС.

Характеристика относительных приростов гидростанций при различных напорах представлены на рис. 9.6.3.

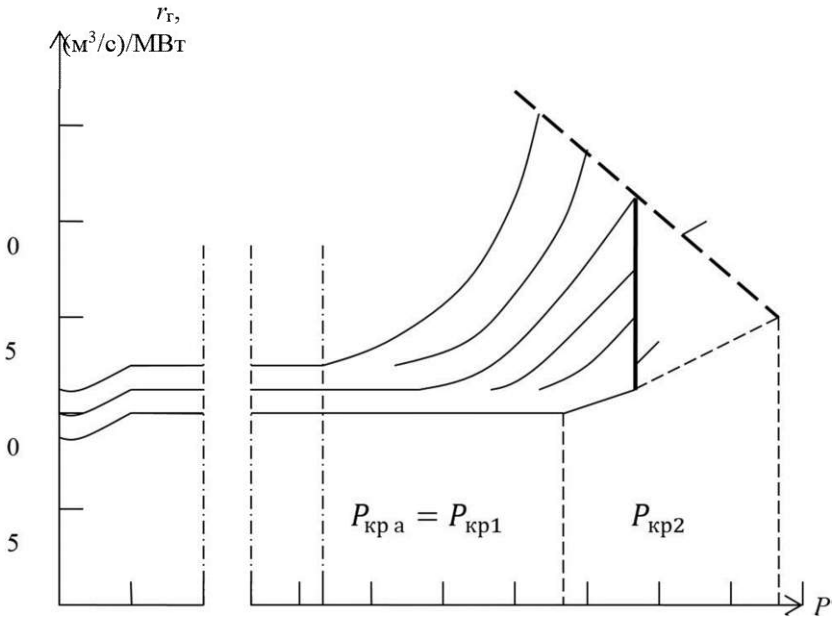


Рис. 9.6.3. Характеристики относительных приростов гидростанции при различных напорах:

I – ограничение по турбинам; II – ограничение по генератору;

r_g – относительный прирост расхода воды;

P – нагрузка гидростанции;

I – б – напор $H = 95\text{ м}; 97,5; 100; 102,5; 105; 107,5$

Зависимость между критической нагрузкой ГЭС и напором может быть представлена в виде, МВт:

$$P_{кр} = (P_{кр\text{ max}} - \alpha_{г.кр} \cdot (H_{\text{max}} - H)) \cdot n_{\text{max}}, \quad (9.6.2)$$

где $P_{кр\text{ max}}$ – критическая нагрузка гидроагрегата, соответствующая наибольшему напору (H_{max}) ГЭС, МВт;

H – рассматриваемый напор на ГЭС;

$\alpha_{г.кр}$ – величина снижения критической нагрузки при уменьшении напора на 1 м, МВт/м.

Максимальная мощность ГЭС может ограничиваться мощностями турбин или генераторов (см. рис. 9.6.3).

Максимальная мощность, ограничиваемая турбинами, зависит от напора, МВт:

$$P_{\max} = (P_{y \max} - \alpha_{r, \max} \cdot (H_{\max} - H)) \cdot n_{\max}, \quad (9.6.3)$$

где $P_{y \max}$ – условная максимальная мощность ГЭС, соответствующая точке пересечения экстраполированной линии ограничения мощности ГЭС по турбинам с экстраполированной характеристикой относительных приростов ГЭС при этом напоре, МВт;

$\alpha_{r, \max}$ – величина снижения максимальной мощности каждого агрегата ГЭС при уменьшении напора на 1 м, МВт/м.

Ограничение по генератору показано на рис. 9.6.3 вертикальной прямой II.

Минимальная нагрузка ГЭС может ограничиваться неэнергетическими потребителями: расходом воды на обеспечение судоходства, ирригации, водоснабжения и др.

Характеристика относительных приростов ГЭС выражается уравнением вида, (м³/с) / МВт:

при $P > P_{кр2}$:

$$r_r = r_{0r} + m_1 \cdot P_{кр} + m_2 \cdot (n \cdot (P_a - P_{кр a}))^{m_3}, \quad (9.6.4)$$

при $P_{кр1} < P \leq P_{кр2}$:

$$r_r = r_{0r} + m_1 \cdot P_{кр2}, \quad (9.6.5)$$

где r_{0r} – начальное значение относительного прироста расхода вода;

m_1 – коэффициент, отражающий наклон характеристики в зоне от минимальной нагрузки до критической при учете неустановившегося режима, связанного с быстрыми изменениями уровня нижнего бьефа ГЭС;

m_2, m_3 – коэффициенты, отражающие конфигурацию криволинейной части характеристики.

Величина $r_{ог}$ вычисляется по формуле, ($\text{м}^3/\text{с}$)/МВт:

$$r_{ог} = 102/(H \cdot \eta_{\max}), \quad (9.6.6)$$

где H – напор в м;

η_{\max} – максимальный КПД, отн.ед.

Сопоставительные расчеты на конкретных примерах показали, что погрешность в относительном приросте расхода воды при использовании аналитического выражения (9.6.4) не превышает $5 \div 6\%$.

9.7. Оптимальное использование производственных мощностей электростанции в энергетической системе

Энергосистема как объект управления относится к классу больших систем. Это определяется сверхбольшим количеством и разнообразием технологических элементов энергосистемы, и сложностью связей между ними. А так же многообразием состояний энергосистемы, которые определяются изменением состава работающего оборудования, изменчивостью графиков нагрузки, переходными процессами, связанными с переключениями оборудования и т.д. Для решения оптимизационных задач в больших системах широко применяется метод декомпозиции, т.е. задача разбивается на отдельные части с учетом иерархии в пространстве и во времени.

Иерархия в пространстве в Единой национальной энергетической системе (ЕНЭС РФ) может иметь четыре уровня:

1) уровень ЕНЭС – оптимальное распределение нагрузки между объединенными энергосистемами (ОЭС) и режимов передачи электроэнергии между ними;

2) уровень ОЭС – оптимальное распределение нагрузки между энергосистемами (ЭС), входящими в объединение, и крупными электростанциями, а также оптимальное распределение режимов передачи электроэнергии между ними;

3) уровень ЭС – оптимальное распределение нагрузки между электростанциями и расчет режима электрических сетей;

4) уровень электростанции – оптимальное распределение нагрузок между агрегатами (блоками) электростанций.

Иерархия во времени может включать в себя решение следующих задач:

– долгосрочное (от месяца до года) планирование с определением прогнозируемых характерных графиков нагрузок ЕНЭС, ОЭС, ЭС и отдельных электростанций;

– составление краткосрочных планов от суток до месяца вперед, с определением плановых графиков нагрузок ЕНЭС, ОЭС, ЭС и отдельных электростанций;

– регулирование мощности отдельных электростанций в режиме реального времени с целью корректировки плановых режимов.

При решении задач планирования используется наиболее простая форма представления математической модели энергосистемы на основе линеаризованных характеристик оборудования.

Существуют разные методы решения задачи оптимального (наивыгоднейшего) распределения нагрузки между электростанциями, но наиболее известным является метод равенства относительных приростов, разработанный на основе теории неопределенных множителей Лагранжа.

Этот метод исходит из положения, что оптимизации в краткосрочном периоде подлежат только переменные издержки, основную часть которых составляют издержки на топливо. Согласно этому методу, распределение нагрузки будет произведено наивыгоднейшим, с точки зрения расхода топлива, образом, если выполняется условие:

$$\frac{b_1}{1 - \delta_1} = \frac{b_2}{1 - \delta_2} = \dots = \frac{b_i}{1 - \delta_i} = b_c, \quad (9.7.1)$$

где b_1, b_2, \dots, b_i – относительный прирост расхода топлива электростанции энергосистемы при их общем числе i , показывающий изменение расхода топлива на станции dV при изменении ее нагрузки (или генерации) на величину dP_c ;

$\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_i$ – относительный прирост суммарных потерь активной мощности в сетях $\frac{d\Pi}{dP_c}$ при изменении нагрузки соответствующей станции (т.е. только 1-й, 2-й или i -й) на величину dP_c :

b_c – относительный прирост расхода топлива энергосистемы на единицу приращения мощности условного потребителя в некоторой расчетной точке, называемой балансирующей точкой.

Другими словами, минимум расхода топлива в энергосистеме при заданном b_c будет иметь место, если величины $\frac{b}{1-\delta}$ для всех работающих электростанций будут одинаковыми и равными заданному (расчетному) значению b_c .

Для выяснения физического смысла выражения $\frac{b}{1-\delta}$ рассмотрим его.

Поскольку $b = \frac{dB}{dP_c}$ и $\delta = \frac{d\Pi}{dP_c}$, то заменяя приращения dB, dP_c и $d\Pi$ на конечные разности $\Delta B, \Delta P_c, \Delta \Pi$ и умножая числитель и знаменатель на ΔP_c , получим:

$$\frac{\frac{\Delta B}{\Delta P_c} \cdot \Delta P_c}{\left(1 - \frac{\Delta \Pi}{\Delta P_c}\right) \cdot \Delta P_c} = \frac{\Delta B}{\Delta P_c - \Delta \Pi} = \frac{\Delta B}{\Delta P_{\Pi}}, \quad (9.7.2)$$

где ΔP_{Π} – изменение нагрузки потребителя.

Тогда уравнение (9.7.1) можно представить в виде:

$$\frac{\Delta B_1}{\Delta P_1} = \frac{\Delta B_2}{\Delta P_{21}} = \dots = \frac{\Delta B_i}{\Delta P_i} = b_c. \quad (9.7.3)$$

Из (9.7.3) следует, что самым выгодным (с точки зрения расхода топлива) распределением нагрузки между электростанциями, выполняются следующие условия: отношение приращения расхода топлива ΔB на приращение нагрузки потребителя ΔP_{Π} , должно быть равным для всех электростанций.

Поскольку на разных электростанциях топливо имеет различную стоимость, то с экономической точки зрения оптимизация

распределения нагрузки будет иметь место при равенстве относительных приростов издержек на топливо.

Тогда выражение (9.7.1) будет иметь вид:

$$\frac{\alpha_1 \cdot b_1}{1 - \delta_1} = \frac{\alpha_2 \cdot b_2}{1 - \delta_2} = \dots = \frac{\alpha_i \cdot b_i}{1 - \delta_i} = \alpha_c \cdot b_c, \quad (9.7.4)$$

где $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_i$ и α_c – издержки на единицу условного топлива для соответствующей электростанции и в балансирующей точке.

Для энергосистем, содержащих ТЭС и ГЭС, условие равенства относительных приростов (9.7.4) имеет следующий смысл. Наиболее выгодным является такой режим, который обеспечивает, с учетом ограничений по водному режиму, наибольшую экономию издержек на топливо на тепловых электростанциях при увеличении расхода воды на одну единицу.

И если для i -й ГЭС принять следующие обозначения:

$\lambda_i = \frac{dB}{dQ_i}$ (экономию топлива при соответствующем увеличении расхода воды); $q_i = \frac{dQ_i}{dP_i}$ (относительный прирост расхода воды), то после некоторых преобразований выражение $\frac{b}{1-\delta}$ из (9.7.1) можно преобразовать в следующий вид:

$$\frac{b_i}{1 - \delta_i} = \frac{\frac{dB}{dP_i}}{1 - \delta_i} = \frac{\frac{dB}{dQ_i} \cdot \frac{dQ_i}{dP_i}}{1 - \delta_i} = \frac{\lambda_i \cdot q_i}{1 - \delta_i}. \quad (9.7.5)$$

Тогда при наличии в энергосистеме n ГЭС и m ТЭС, условие (9.7.4) примет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\lambda_i \cdot q_i}{1 - \delta_i} = \dots = \frac{\lambda_n \cdot q_n}{1 - \delta_n} = \frac{\alpha_1 \cdot b_{n+1}}{1 - \delta_{n+1}} = \dots = \\ = \frac{\alpha_{n+m} \cdot b_{n+m}}{1 - \delta_{n+m}} = b_c. \end{aligned} \quad (9.7.6)$$

При этом для наивыгоднейшего распределения нагрузки необходимо, чтобы в течение всего периода оптимизации выполнялось условие:

$$\lambda_i = \text{const}, \quad (9.7.7)$$

т.е. наивыгоднейшим будет такой режим, при котором ресурсы каждой ГЭС будут использованы с одинаковой эффективностью в течение всего периода оптимизации.

Поэтому величина λ_i подбирается так, чтобы общий расход воды за период оптимизации соответствовал водному режиму водоема с учетом проточности.

Аналогично для возможной энергосистемы с ТЭС, АЭС и ГЭС условие наивыгоднейшего распределения нагрузки в общем виде будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{\alpha_{\text{ТЭС}} \cdot b_{\text{ТЭС}}}{1 - \delta_{\text{ТЭС}}} = \frac{\alpha_{\text{АЭС}} \cdot b_{\text{АЭС}}}{1 - \delta_{\text{АЭС}}} = \frac{\lambda_{\text{ГЭС}} \cdot q_{\text{ГЭС}}}{1 - \delta_{\text{ГЭС}}} = b_c. \quad (9.7.8)$$

Оптимальное распределение нагрузки между агрегатами (блоками) электростанции также производится на основании равенства относительных приростов, без учета потерь активной мощности в сетях, так как агрегаты (блоки) работают на общей шине станции. При этом стоимость топлива не имеет значения (так как она одинакова для всех агрегатов (блоков) станции) и условием наивыгоднейшего распределения нагрузки будет:

$$b_1 = b_2 = \dots = b_i = \text{const}. \quad (9.7.9)$$

Пример такого распределения нагрузки показан на рис. 9.7.1 с использованием характеристик относительных приростов двух одинаковых агрегатов одной станции.

Допустим, что в начальный период оптимизации нагрузка и относительный прирост у двух работающих агрегатов были соответственно P_1, b_1 и P_2, b_2 . При этом:

$$\begin{cases} P_{\Sigma} = P_1 + P_2, \\ b_2 > b_1. \end{cases} \quad (9.7.10)$$

Если нагрузку агрегата 1 увеличить, а агрегата 2 уменьшить на величину ΔP с тем, чтобы относительные приросты обоих агрегатов стали одинаковыми (равными $b_{\text{опт}}$), то при сохранении суммарной нагрузки станции P_{Σ} будет получена экономия топли-

ва, так как снижение расхода топлива на агрегате 2 будет больше, чем его увеличение на агрегате 1 ($\Delta b_2 > \Delta b_1$).

Дальнейшее перераспределение нагрузки не даст дополнительной экономии топлива и, следовательно, *достигнутое перераспределение будет оптимальным*.

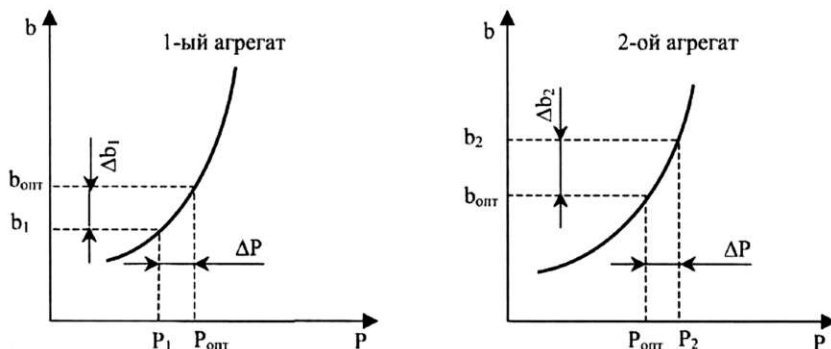


Рис. 9.7.1. Оптимизация распределения нагрузки между агрегатами электростанции

Условие (9.7.9) можно использовать также и для оптимизации распределения нагрузки между электростанциями в целом, если они близко расположены и потерями активной мощности в сетях можно пренебречь, а стоимость топлива для станций одинакова. Конечно, в общем случае энергетические характеристики разных станций различны, но и в этом случае физическое объяснение аналогично приведенному выше примеру, т.е. если снизить нагрузку электростанции с большим относительным приростом и одновременно повышать нагрузку другой электростанции с меньшим относительным приростом, то также будет получено снижение расхода топлива. Этот процесс следует продолжать до тех пор, пока относительные приросты не станут равными.

В случае разной стоимости топлива, условие оптимизации распределения нагрузки без учета потерь активной мощности будет иметь вид:

$$\alpha_1 \cdot b_1 = \alpha_2 \cdot b_2 = \dots = \alpha_i \cdot b_i = \text{const.} \quad (9.7.11)$$

Понятно, что такой процесс оптимизации возможен только при условии, что характеристики относительных приростов электростанций должны быть монотонно возрастающими. Однако энергетические характеристики электростанций и их блоков часто не удовлетворяют этому требованию, и при оптимизации используют специальные методики.

На практике в большинстве случаев электростанции энергосистемы расположены на значительном удалении друг от друга. Поэтому при оптимизации распределения нагрузки приходится учитывать потери активной мощности в сетях, т.е. выполнять условие (9.7.8), а не (9.7.11). К тому же, на решение задачи оптимизации влияет необходимость учета эксплуатационных ограничений режимов электростанций (P_{\min} для электростанций и предельная пропускная способность ЛЭП, ограничения по водному режиму для ГЭС, разные виды и сорта топлива, формирование резервов мощности энергосистемы, издержки пуска блоков и целый ряд других). Такая задача является нелинейной и многоэкстремальной, усложняемой к тому же обычно большим числом электростанций в энергосистеме и возможным их составом.

В связи с этим не только сложен алгоритм решения задачи оптимизации, но и требуется организация качественной и оперативной передачи огромного числа данных, их хранения и обработки.

Но особую и трудно решаемую проблему при оптимизации распределения нагрузки на основе равенства относительных приростов представляет немонотонный, а для отдельных агрегатов и невыпуклый «вниз», характер кривых относительных приростов.

Указанные выше ограничения и сложности вынуждают прибегать к известным упрощениям и допущениям при решении оптимизационной задачи.

Помимо решения задач управления режимами, т.е. эксплуатационных задач, изложенный метод оптимизации используется при рыночном ценообразовании на конкурентных рынках. Для этих целей созданы программные комплексы, обеспечивающие распределение нагрузок по методу относительных приростов при любом составе участников торгов.

Контрольные вопросы и задания

1. Какие методы оптимального распределения электрических и тепловых нагрузок между генерирующими источниками вы знаете?

2. Что такое энергетическая характеристика?

3. Какие существуют виды энергетических характеристик?

4. Раскройте содержание расходной энергетической характеристики и характеристики относительных приростов расхода топлива тепловой электростанцией.

5. Какие исходные материалы необходимы для разработки характеристик тепловых электростанций?

6. При каком условии использования котельных агрегатов достигается минимум расхода топлива и минимум затрат на топливо?

7. Изложите способ построения характеристик машинного зала ТЭС. Для чего используются эти характеристики?

8. Каким образом строятся энергетические характеристики и характеристики относительных приростов ГЭС и АЭС?

9. Как определяются потери мощности в электрической сети?

10. Изложите основные положения по рациональному использованию производственных мощностей электростанции в энергообъединении.

МЕТОДИКА ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

10.1. Организация ремонтного обслуживания энергокомпании

Для обеспечения эффективного и надежного энергоснабжения необходимо регулярно проведение мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту оборудования энергопредприятий.

Энергетическое оборудование подвергается физическому и моральному износу, из-за чего оно перестает соответствовать предъявляемым к нему требованиям и выполнять требуемые функции.

Для снижения последствий физического износа оборудования проводятся мероприятия по его регулярному техническому обслуживанию.

Техническое обслуживание включает такие мероприятия как:

- диагностика технического состояния оборудования;
- проведение профилактических мероприятий (смазка, регулирование, проведение испытаний и т.п.)

Средством устранения физического износа является ремонт или замена детали или узла, а средством устранения морального износа – реконструкция, модернизация, замена оборудования на более совершенное. Модернизация позволяет увеличить сроки службы действующего оборудования, при этом затраты на устранение морального износа в этом случае несравненно ниже затрат на его замену, нередко при достижении тех же результатов.

Модернизации могут быть подвергнуты, например, как отдельные устройства, так и агрегаты и станции в целом. Комплексная модернизация оборудования позволяет получить практически новую станцию при затратах в несколько раз меньших, чем это потребовалось при полной замене оборудования, поскольку при модернизации большая часть узлов и деталей, как правило, более дорогих (базовых), остаются прежними.

Ремонт оборудования электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей представляет собой комплекс работ:

осмотр, проверка и испытания оборудования, ремонт и замену отдельных узлов и деталей, в результате которого значения технических и экономических показателей оборудования становятся близкими к проектным, что обеспечивает длительную, надежную и экономичную работу оборудования.

На практике для организации ТЮиР используются следующие подходы:

- по фактическому состоянию оборудования;
- по времени;
- комплексный подход – сочетание обоих подходов.

Каждый из этих подходов имеет свои достоинства и недостатки. При организации ремонтов «по фактическому состоянию» минимизируются затраты на ремонт благодаря тому, что полностью вырабатывается ресурс элементов энергооборудования. Недостатками такого подхода является, во-первых, то, что существует потенциальная возможность «опоздать», в результате чего может возникнуть аварийная ситуация. Во-вторых, ремонтные работы проводятся спонтанно, без предварительной подготовки и планирования потребностей в необходимых ресурсах. В-третьих, требуется проведение мониторинга состояния оборудования, что требует значительных затрат.

Наибольшее распространение получил подход «по времени», в основе которого создана система планово-предупредительных ремонтов (ППР).

Основной принцип ППР – ремонт оборудования до начала его интенсивного износа и, соответственно, предупреждение аварий, а не ликвидация ее последствий. Это не исключает необходимости в аварийном ремонте, если авария все же имела место.

Недостатки ППР состоят в том, что:

- при планировании ремонтов не учитывается фактическое состояние оборудования;
- при составлении планов-графиков не оптимизируется использование всех ресурсов с учетом существующих технологических, материальных, трудовых ограничений.

Основное направление совершенствования системы ППР связано с разработкой нормативной базы с максимальной детализацией всех процессов и процедур, осуществляемых в ходе ремонта.

Ремонт по системе ППР включает текущий ремонт и капитальный. Потребность в текущем ремонте выявляется при контрольно-осмотровых операциях и в процессе эксплуатации машины. Цель текущего ремонта – обеспечить надежную работу оборудования до очередного ремонта (текущего или капитального).

При *текущем ремонте* производят несложные ремонтные операции с разборкой или без разборки узлов, различного рода регулировки, замену отдельных частей.

Расширенный текущий ремонт (средний ремонт) отличается от текущего ремонта несколько большим объемом работ. При этом виде ремонта производится:

- ремонт и замена деталей и узлов, которые не смогут нормально работать до очередного капитального ремонта;
- проверка устройств и при необходимости наладка систем управления, регулирования и автоматики.

Цель *капитального ремонта* – восстановление первоначальных качеств непригодной к дальнейшей эксплуатации с заданными параметрами машины. Капитальный ремонт должен гарантировать срок службы машины в течение установленного межремонтного периода при условии ее надлежащего технического обслуживания, проведения текущих ремонтов и эксплуатации в соответствии с утвержденными инструкциями и эксплуатационными характеристиками. Оборудование может быть выведено в капитальный ремонт, если большая часть основных узлов нуждается в восстановлении, а техническое состояние машины ухудшается в связи со снижением надежности большинства ее узлов.

Капитальный ремонт включает полную разборку оборудования, чистку и промыв деталей, контроль и замену неисправных деталей или их восстановление, сборку машин с необходимой наладкой узлов и всей машины в целом.

Капитальный ремонт оборудования при необходимости сочетается с его модернизацией, в результате которой технические и эксплуатационные качества оборудования доводятся до уровня лучших образцов.

Периодичность проведения капитальных и текущих ремонтов оборудования электростанций и сетей устанавливается для

каждого вида оборудования, исходя из требований надежности и экономичности его работы.

Периодичность между двумя капитальными ремонтами агрегата называют *межремонтным периодом* (МРП), а период между началом одного капитального ремонта агрегата и началом следующего за ним капитального ремонта – *ремонтным циклом* (РЦ) агрегата.

Ремонтные циклы оборудования различных типов, как правило, нормируются. Для примера в таблице 10.1.1. приведем структуру ремонтного цикла котла энергоблока 300 МВт :

Таблица 10.1.1

Структуру ремонтного цикла

Годы ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вид ремонта	Тр	Ср	Кр ₁	Тр	Ср	Кр ₂	Тр	Ср	Кр ₃

В течение этого времени проводятся:

капитальные ремонты трех категорий (Кр₁, Кр₂, Кр₃), отличающиеся по объему и сложности работ, связанных с заменой поверхностей нагрева (трубных элементов), соответственно до 70 т, от 77 до 150 т и до 230 т труб, и продолжительности простоя – 55, 60 и 70 календарных дней;

средние ремонты (Ср) – один раз в три года продолжительностью 28 календарных дней;

текущие ремонты (Тр) продолжительностью 20 календарных дней – в годы, когда не проводятся средние и капитальные ремонты.

Кроме того, нормативами предусматривается техническое обслуживание остановленной установки (ТОО) общей продолжительностью 12 календарных дней в год в период планируемых кратковременных остановок (как правило, в выходные дни) с целью устранения отдельных неисправностей, а также техническое обслуживание на действующем оборудовании (ТОД) в целях поддержания его работоспособности.

Средняя продолжительность межремонтного периода (МРП) различного энергетического оборудования зависит от типа оборудования:

1. Агрегаты тепловых станций, год.....2–3
2. Гидроагрегаты, год.....4–5
3. Котлоагрегаты, год.....1–2
4. Трансформаторы силовые, год..... до 15
5. Вспомогательное оборудование, год.....1

Величина длительности МРП для энергосистемы не безразлична. При увеличении длительности МРП и сохранении продолжительности простоя в ремонте в заданных пределах возрастает степень готовности агрегата к работе, уменьшается потребная численность персонала, необходимая для ремонта, повышается эксплуатационный резерв энергосистемы.

Степень готовности электростанции к работе характеризуется так называемым коэффициентом готовности агрегата:

$$K_{\Gamma} = \frac{T_{\text{раб}}}{T_{\text{к}}} = \frac{T_{\text{к}} - T_{\text{рем}}}{T_{\text{к}}}, \quad (10.1.1)$$

где

$$T_{\text{рем}} = \frac{t_{\text{кр}} + n_{\text{РТР}} t_{\text{РТР}} + n_{\text{ТР}} t_{\text{ТР}}}{t_{\text{рц}}}, \quad (10.1.2)$$

где $T_{\text{раб}}$ – время оборудования в работе, ч;

$T_{\text{к}}$ – календарное время, ч – 8760;

$T_{\text{рем}}$ – продолжительность ремонта, ч/год;

$t_{\text{кр}}$ – продолжительность капитального ремонта, ч;

$t_{\text{РТР}}$ – продолжительность расширенного текущего ремонта, ч;

$n_{\text{РТР}}$ – число расширенных текущих ремонтов за время ремонтного цикла;

$t_{\text{ТР}}$ – продолжительность текущего ремонта;

$n_{\text{ТР}}$ – число текущих ремонтов за время ремонтного цикла;

$t_{\text{рц}}$ – продолжительность ремонтного цикла, лет.

Коэффициенты готовности тепловых станций не превышают, как правило, 80%; коэффициент готовности ГЭС находится на уровне 92–96%. Ряд ГЭС работают с коэффициентом готовности 97–99%, т.е. среднее время простоя в ремонте в году составляет для них 1–3%.

10.2. Принципы организации планово-предупредительного ремонта

Основные принципы организации планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования следующие.

1. *Предварительная планово-организационная и материально-техническая подготовка к ремонту.* За два, три месяца до начала ремонта разрабатывается проект организации ремонтных работ. Он включает:

- объем и сроки выполнения работ;
- необходимые трудовые затраты;
- состав ремонтных бригад и схемы расстановки персонала на рабочих местах;
- мероприятия по механизации ремонтных работ;
- указания о необходимом ремонтном оборудовании, запасных частях и ремонтных материалах;
- инструкции по технологическим операциям в их последовательности;
- операционные нормы времени и нормы расхода ремонтных материалов.

На основе проекта организации ремонтных работ разрабатываются сетевые и линейные графики ремонта и технологические карты ремонтных работ по объектам ремонта.

2. *Внедрение прогрессивной организации и технологии ремонтных работ.* Ремонт каждого агрегата на станции должен производиться как единый технологический процесс с максимальной точностью операций. В технологии ремонтных работ должны применяться передовые методы. Максимально механизуются трудоемкие ремонтные работы, подъем грузов к рабочим местам, горизонтальный транспорт грузов. Монтируются кислородные, ацетиленовые и электросварочные посты у рабочих мест сварщиков и т.д.

3. Замена в процессе ремонта целых узлов оборудования заранее собранными комплектами. Поузловой ремонт ускоряет процесс, так как в этом случае нет необходимости разбирать узел и ремонтировать отдельные дефектные детали.

4. Раздельный ремонт основного и вспомогательного оборудования (при наличии резервных агрегатов собственных нужд). При раздельном ремонте основного и вспомогательного оборудования один из комплектов последнего ремонтируется до останова основного агрегата. Это позволяет значительно сократить простой основных агрегатов в ремонте и снизить потребность в ремонтном персонале.

Прим основного оборудования из капитального ремонта электростанций производится комиссией под руководством главного инженера станции. После предварительного приема оборудования из ремонта оно проверяется в работе под нагрузкой в течение 24 ч. При отсутствии дефектов в работе в течение этого срока дается предварительная оценка качества ремонта, и оборудование принимается в эксплуатацию. Если при опробовании под нагрузкой обнаруживаются дефекты, то капитальный ремонт считается неоконченным до их устранения и вторичной проверки агрегатов под нагрузкой в течение 24 ч. Окончательная оценка качества ремонта дается после месяца его работы под нагрузкой, в течение которого производятся необходимые эксплуатационные испытания измерения.

Основные эксплуатационные показатели, характеризующие качество ремонта:

- для котлов – паропроизводительность, давление и температура перегретого пара, температура уходящих газов, потери тепла с уходящими газами, КПД агрегата брутто, расход электроэнергии на тягу и дутье и на помол топлива;

- для турбоагрегатов – расход свежего пара, давление и температура свежего пара, вакуум в конденсаторе, температура питательной воды за подогревателями высокого давления, изменение вибрации опорных узлов.

Если по истечении одного месяца работы агрегата после капитального ремонта предварительная оценка качества ремонта не изменится, она утверждается в качестве окончательной.

Используют три способа ремонтного обслуживания: *хозяйственный, подрядный и смешанный.*

Хозяйственный способ. При этой форме ремонта все ремонтное обслуживание осуществляется силами и средствами самих станций.

В случае хозяйственного способа может быть использована цеховая форма (децентрализованная форма) ремонтного обслуживания, централизованная внутри станции (применительно к тепловым станциям) или в пределах каскада (применительно к ГЭС) и также смешанная, когда часть ремонтов выполняется соответствующими цехами станции, а часть – общестанционным персоналом тепловой станции или общекаскадным персоналом при объединении ГЭС в каскады.

При *цеховой форме* ремонтного обслуживания капитальные и текущие ремонты оборудования рассредоточены по основным цехам станции и производятся ремонтным персоналом соответствующего цеха на закрепленном за ним оборудовании. В обязанности ремонтного персонала цехов входит также межремонтное обслуживание оборудования. Изготовление необходимых для ремонта запасных частей и приспособлений сосредотачивается в этом случае в мастерских станции.

Цеховая форма имеет как преимущества, так и недостатки.

С одной стороны, имеется ремонтный персонал, который может быть использован как при проведении плановых, так и при проведении внеплановых, аварийных ремонтов. Высокая ответственность и квалификация ремонтного персонала и повторяемость работ не требует особого контроля при ремонте со стороны руководящего инженерно-технического персонала. Высокая производительность труда и относительно низкие затраты на содержание цехового ремонтного персонала приводят к тому, что ремонты обходятся относительно недорого по сравнению с подрядным способом.

С другой стороны, цеховая форма не всегда экономически целесообразна. Эта форма экономически оправдана только для крупных станций, имеющих сравнительно большой объем ремонтных работ, в противном случае ремонтный персонал не может быть полностью в течение года загружен.

При *централизации* ремонта внутри предприятия (например, тепловой станции) ремонтный персонал объединяется в подразделения централизованного ремонта и выполняет в основном все работы по ремонту теплосилового и сантехнического оборудования. Капитальные ремонты электротехнического и турбинного оборудования, устройств автоматики выполняют соответственно цеху – электроцех, турбинный цех и т.д. или службы ремонтов, которые ведут, как правило, только капитальные ремонты оборудования станции.

Централизация ремонтов дает возможность лучше использовать ремонтный персонал, а также ремонтное оборудование и приспособления.

Подрядный способ. При подрядном способе основная часть работ выполняется централизованно, но уже не своими силами, а силами специализированной организации выполняются ремонты оборудования по договорам со станциями. В большинстве случаев эти предприятия выполняют также заказы по изготовлению запасных частей, приспособлений для ремонта и инструмента по некоторым видам нестандартного оборудования; разрабатывают технологическую документацию по ремонту, реконструкции и модернизации оборудования и по механизации ремонтных работ.

Для ремонта транспортабельного оборудования в заводских условиях и изготовления запасных частей организуются специальные цеха: механический, ремонтный, тепломеханического оборудования, ремонта контрольно-измерительной аппаратуры и автоматики, электроремонтный.

Ремонт может осуществляться с различной степенью охвата оборудования станции. Наиболее развитая форма централизации – *комплексный* ремонт, при котором ремонтные предприятия выполняют все работы по капитальному ремонту основного и вспомогательного оборудования электростанции.

Для выполнения ремонтных работ на предприятиях организуются выездные бригады (линейный персонал), последовательно выполняющие все необходимые ремонтные работы на отдельных станциях или организуются участки централизованного ремонта на обслуживаемых станциях с постоянным персоналом и местом проживания.

Преимущества централизованного ремонта:

- возможность применять на некоторых ремонтных работах более квалифицированный труд – содержать специалистов высокой квалификации по отдельным видам работ (наладке, центровке узлов, устранению вибраций и т. д.), для проведения которых в случае децентрализованного ремонта приглашают специалистов из других специализированных организаций;
- лучше использовать ремонтный персонал в течение года и снижать численность в целом по энергосистеме;
- появляется возможность применять на станциях более совершенное оборудование для ремонтных работ и улучшить их организацию и технологию;
- появляется возможность повысить качество запасных частей и снизить их себестоимость.

Недостатки централизованного ремонта:

- осложняется планирование работ ремонтного персонала;
- завышается стоимость ремонтных работ по сравнению с ремонтом, выполняемым хозяйственным способом;
- в некоторых случаях возможно снижение ответственности ремонтного персонала за качество ремонтных работ;
- гарантии – всего один месяц.

Смешанный метод. В этом случае часть работ проводится силами предприятия, а часть – подрядной организацией, при использовании той или иной формы централизации.

Вопрос о выборе рациональной формы ремонтного обслуживания в каждом конкретном случае должен решаться с учетом специфики энергосистемы, энергопредприятия и местных условий района.

Целесообразной является централизация специальных ремонтных работ, а также ремонтов сложного и реконструктивного характера для небольших энергопредприятий.

Наоборот, для очень крупных электростанций более целесообразным в большинстве случаев является ведение ремонтов хозяйственным способом. В прочих случаях находят рациональное сочетание численности персонала хозяйственной и подрядной организаций при ремонтном обслуживании.

Содержание персонала специализированных предприятий обходится значительно дороже, чем содержание ремонтного персонала энергопредприятий (за счет более высокой заработной платы, командировочных и накладных расходов). Поэтому важно определить, какая по величине численность ремонтного персонала будет привлечена со стороны, и чем она будет меньше, тем это выгоднее как предприятию, так и энергосистеме.

С целью снижения затрат на ремонтное обслуживание находят минимальную численность привлеченного персонала, исходя из рациональной нагрузки ремонтными работами персонала энергопредприятия.

10.3. Техничко-экономические показатели ремонта энергооборудования

В настоящее время в планировании и экономическом анализе ремонта энергооборудования применяются следующие показатели:

а) режимные – длительность простоя в ремонте; коэффициент эксплуатационной готовности, определяемый как отношение времени нахождения агрегата в работе и резерве к общей длительности рассматриваемого периода (ремонтного цикла, года);

б) стоимостные – ремонтная составляющая себестоимости энергии; затраты на ремонт единицы установленной мощности (в руб. на 1 МВт); себестоимость товарной продукции ремонтного предприятия (в коп. на 1 руб.); производительность труда в виде выработки (по сметной стоимости) на одного работающего.

Режимные показатели определяются структурой ремонтного цикла (рис. 10.3.1). Его длительность $t_{\text{ц}}$, под которой понимают время между началом данного капитального ремонта и первого последующего капитального ремонта, включает следующие составляющие:

а) время эксплуатационной готовности $t_{\text{э.г}}$, которое складывается из времени нахождения оборудования в работе $t_{\text{р}}$ и в резерве $t_{\text{рез}}$;

б) время простоев в ремонте $t_{\text{рем}}$, в составе которого следует различать простои в плановом капитальном ремонте $t_{\text{рем}}^{\text{к.р.}}$, плановом (и неплановом) текущем ремонте $t_{\text{рем}}^{\text{тек.}}$;

в) время аварийного простоя $t_{\text{ав}}$.

Коэффициент эксплуатационной готовности агрегата определяется выражением:

$$R_{\text{э.г.}} = \frac{t_{\text{р}} + t_{\text{рез}}}{t_{\text{ц}}} = \frac{t_{\text{э.г.}}}{t_{\text{ц}}}. \quad (10.3.1)$$



Рис. 10.3.1. Составляющие времени ремонтного цикла $t_{\text{ц}}$ и режимные коэффициенты R_i

Аналогично могут быть определены коэффициенты нахождения агрегата в различного вида простоях. Сумма коэффициентов нахождения в работе $R_{\text{р}}$, резерве $R_{\text{рез}}$, ремонте $R_{\text{рем}}$ и авариях $R_{\text{а}}$ равна единице.

Показатель ремонтной составляющей себестоимости продукции (энергии) определяется как отношение расходов

на ремонт (капитальный, текущий) $\sum S_{\text{рем}}$ продукции за определенный календарный период (например, год) к количеству отпущенной продукции, например, тепла $Q_{\text{отп}}$:

$$\bar{S}_{\text{рем}}^c = \frac{\sum S_{\text{рем}}}{Q_{\text{отп}}}, \text{ руб/Гкал.} \quad (10.3.2)$$

Основной недостаток этого показателя состоит в том, что его уровень существенно зависит от факторов, не имеющих отношения к ремонту. Так, например, при неизменных затратах на ремонт, но снижении числа часов использования установленной мощности (выработки) ремонтная составляющая себестоимости продукции повысится, и наоборот. В этом показателе не отражаются режимные характеристики ремонта (готовность).

Показатель затрат на ремонт единицы установленной мощности определяется как отношение затрат на ремонт производственного объекта за определенный календарный период (обычно год) к установленной (или номинальной) мощности N :

$$\bar{S}_{\text{рем}}^N = \frac{\sum S_{\text{рем}}}{N}. \quad (10.3.3)$$

Основной недостаток этого показателя состоит в том, что в нем не получают отражения режимные (технические) показатели ремонта – длительность простоя в ремонте, эксплуатационная готовность. Снижение удельных затрат на ремонт может быть достигнуто в ущерб обеспечиваемой ремонтом готовности энергетического оборудования к несению нагрузки. Недостатки рассматриваемого показателя особенно наглядно выявляются при отнесении его к отдельным агрегатам с длительностью ремонтного цикла, превышающей год.

Только для больших совокупностей агрегатов (в масштабе крупных энергообъединений или для энергетики в целом) показатель затрат на ремонт единицы установленной мощности в известной мере отражает технические и экономические закономерности функционирования энергетики.

Показатель себестоимости товарной продукции применяется на ремонтных предприятиях и определяется как отношение затрат предприятия (себестоимости продукции) $\sum S_{р.п.}$ к стоимости товарной продукции $\Pi_{пр}^{тов.}$:

$$\bar{S}_{тов} = \frac{\sum S_{р.п.}}{\Pi_{пр}^{тов.}}. \quad (10.3.4)$$

Этот показатель широко используется в промышленности и призван соизмерять затраты предприятия с полученным производственным результатом – готовой к отпуску продукции в денежном выражении. При этом стоимость товарной продукции определяется по оптовым ценам предприятия. Вместе с тем считается необходимым, чтобы принятые в прейскурантах оптовых цен натуральные измерители для данной продукции применялись также и при определении себестоимости единицы продукции.

В соответствии с этим формула может быть представлена в следующем виде:

$$\bar{S}_{тов} = \frac{\bar{S}_{р.п.} V_{р.п.}}{\Pi_{р.п.}}, \quad (10.3.5)$$

где $S_{р.п.}$ и $\Pi_{р.п.}$ – соответственно – себестоимость и отпускная цена одной и той же единицы продукции в натуральном измерении;

$V_{р.п.}$ – объем продукции.

Таким образом через показатель затрат предприятия на 1 руб. товарной продукции сопоставляется себестоимость производства единицы продукции на данном предприятии с общественно необходимыми затратами – оптовой ценой. При неизменной цене снижение показателя себестоимости единицы товарной продукции означает улучшение работы, экономию затрат, повышение прибыли. Этого можно добиться как снижением затрат при неизменном объеме производства, так и при повышении объема, опережающем соответствующее увеличение затрат.

Следовательно, показатель затрат на 1 руб. товарной продукции предполагает наличие *натурального измерителя продукции*, применяемого как в прейскурантах (технических условиях и т.д.), так и в качестве калькуляционной единицы (при определении себестоимости).

В практике планирования и экономического анализа энергоремонтного производства калькуляционной единицей служит заказ на ремонтные работы и услуги по договору. Натуральные измерители продукции ремонтного производства не применяются. Используемые для расчетов прейскуранты характеризуют не цену продукции ремонтного производства, а расходы на заработную плату, которые включаются в сметную стоимость заказа (работ по договору). В этих условиях снижение затрат на 1 руб. товарной продукции может быть достигнуто не только путем уменьшения затрат ремонтного предприятия в результате улучшения его работы, но и за счет повышения ценностного объема работ (сметы). К тому же прейскурант цен на ремонтные работы по отдельным дробным операциям представляет широкие возможности для различной оценки сметной стоимости одних и тех же физических объемов работ, фактическая величина которых может существенно отличаться от планировавшейся и которую очень сложно контролировать (после окончания ремонта и закрытия агрегата или его узла). Таким образом, в сложившейся практике планирования и экономического анализа на ремонтных предприятиях соизмерение затрат с ремонтной продукцией в натуральных измерителях не имеет места. Результат производственной деятельности оценивается по сметной стоимости, которая, как отмечено выше, может искусственно завышаться и, следовательно, не всегда правильно отражает действительно необходимую величину затрат на ремонтные работы, обеспечивающие нормальную эксплуатацию оборудования.

Отмеченные выше недостатки существующей практики измерения затрат на 1 руб. товарной продукции ремонтного производства полностью относятся и к показателю выработки на одного человека (по сметной стоимости), используемого в качестве характеристики производительности труда. В результате сложились «объективные» условия, которые способствовали в течение дли-

тельного времени росту удельной стоимости ремонта (на единицу установленной мощности) и прибыли ремонтных предприятий, несмотря на неоднократные пересмотры прейскурантов и плановых показателей ремонтных предприятий по выработке на одного работающего.

Отождествление в сметной стоимости как затрат на ремонт, так и результата производства, оцениваемого по объему выполненных работ в денежном выражении, исключает возможность их соизмерения в виде показателя себестоимости единицы продукции и затрудняет использование всей стройной системы экономических показателей, органически связанных с себестоимостью единицы продукции (приведенных затрат, цен, прибыли, выработки на одного работника и т.д.), применяемых в промышленности для экономической оценки при проектировании и в эксплуатации производственных объектов.

Экономические показатели, учитывающие специфику ремонта. С учетом особенностей ремонта как особого вида производственной деятельности в качестве обобщающего экономического показателя может быть рекомендовано соотношение между затратами на ремонт и обеспечиваемым уровнем готовности отремонтированного оборудования к производительному использованию – несению нагрузки.

Уровень готовности может измеряться в часах нахождения агрегата в работе и эксплуатационном резерве; тогда получаются удельные затраты на час эксплуатационной готовности

$$\bar{S}_{\text{ч.г.}} = \frac{\sum_1^{t_p} S_{\text{рем}}}{t_{\text{ч.г.}}} = \frac{\sum_1^{t_p} S_{\text{рем}}}{t_{\text{рем}} - \sum_1^{t_p} t_{\text{уп}}} = \frac{\sum_1^p S_{\text{рем}}}{t_p R_{\text{ч.г.}}}, \quad (10.3.6)$$

где $\sum_1^{t_p} S_{\text{рем}}$ – затраты на все виды ремонта производственного объекта за рассматриваемый расчетный период t (год, ремонтный цикл и т.д.), руб.;

$t_{э.г.}$ – время эксплуатационной готовности объекта, т.е. сумма времени нахождения его в работе (t_p) и эксплуатационном резерве ($t_{рез}$) за период t_p ;

$R_{э.г.}$ – коэффициент готовности за период t_p ;

$\sum t_{пр}$ – суммарный простой агрегата за t_p .

При оценке производственного результата работы ремонтного персонала по обеспечиваемому ресурсу работы отремонтированного оборудования, т.е. в единицах потенциально возможной выработки продукции отремонтированным агрегатом при его использовании с номинальной мощностью в течение всего периода эксплуатационной готовности получают удельные затраты на единицу ресурса работы:

$$\bar{S}_{p.p.} = \frac{\sum_{t_p} S_{рем}}{t_{э.г.} N} = \frac{\sum_p S_{рем}}{t_p N R_{э.г.}}, \quad (10.3.7)$$

где N – номинальная мощность отремонтированного агрегата (для котельной в целом – установленная мощность).

Для отдельных агрегатов ресурс работы подсчитывается по следующим формулам:

для котлов:

$$D_n = D_{ч} t_{э.г.}, \text{ т пара,}$$

где $D_{ч}$ – номинальная паропроизводительность котла, т/час.

Для совокупностей однородных агрегатов котельной показатели ресурса работы получают суммированием:

для котельной (с n_k котлами):

$$\sum D_n = \sum_1^{n_k} [D_{ч} t_{э.г.}] \text{ т пара.} \quad (10.3.8)$$

В зависимости от состава затрат, удельные затраты характеризуют различные виды себестоимости или цену ремонтной продукции.

Эти показатели могут определяться как по отчетным данным, так и по нормативам, принимаемым при разработке плана.

10.4. Планирование ремонтов в энергетике

Составление ремонтного плана энергообъединения включает:

- разработку календарного графика вывода оборудования в ремонт;
- определение планового объема работ по отдельным агрегатам, цехам и электростанциям в целом;
- выявление потребности в запасных частях, материалах для ремонта и их стоимости;
- определение необходимого количества и состава рабочих по специальностям и квалификации, их распределение по ремонтным подразделениям и кооперацию труда персонала различных ремонтных подразделений;
- расчеты по определению сметной стоимости ремонта.

Разработка календарного графика вывода оборудования в ремонт предполагает тщательный анализ балансов мощности, которые могут быть использованы для обеспечения необходимого уровня эксплуатационного резерва мощности и проведения всех видов ремонта оборудования. От графика вывода основного оборудования в ремонт зависит состав работающего оборудования в энергообъединении, его изменения во времени и, следовательно, расход топлива на выполнение заданных графиков электрической и тепловой нагрузки.

Продолжительность капитальных ремонтов основного оборудования тепловых электростанций весьма значительна, и проводятся они, как правило, весной и летом – в период сезонного спада электрической и тепловой нагрузки потребителей.

Кратковременные текущие ремонты оборудования проводятся в дни с пониженной нагрузкой (выходные, праздничные). Однако по мере роста мощности электростанции и укрупнения

единичной мощности агрегатов длительность простоя в текущем ремонте возрастает. В связи с этим для обеспечения круглогодичного проведения текущего ремонта в энергообъединениях необходим определенный ремонтный резерв мощности.

Для наглядности представим данную задачу графически (рис. 10.4.1).

Разность ординат графика располагаемой мощности энергообъединения и годового графика месячных максимумов электрической нагрузки определяет общую резервную мощность, которой располагает энергообъединение.

Если из общей резервной мощности вычесть расчетную величину необходимого эксплуатационного резерва, получится резерв мощности для проведения ремонта. Таким образом, может быть получен годовой график ремонтного резерва, при построении которого величина резерва для каждого месяца принимается постоянной, равной её минимальному значению в данном месяце.

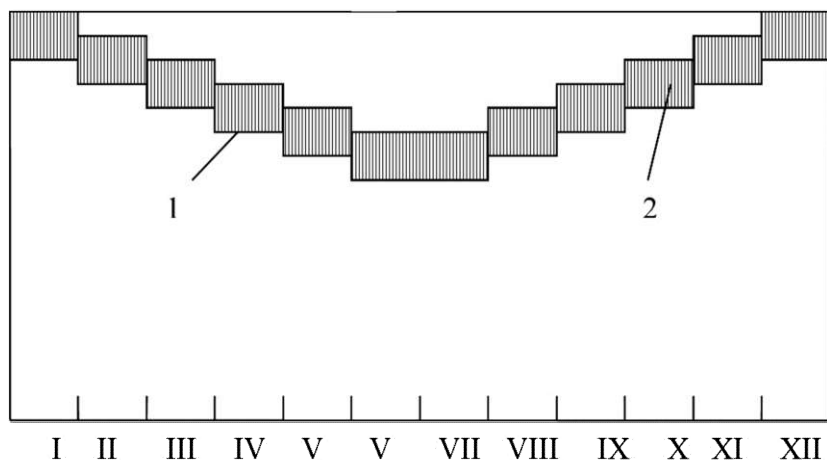


Рис. 10.4.1. Схема баланса ремонтной площади при наличии сезонного спада в графике нагрузки:

- 1 – годового графика месячных максимумов;
- 2 – эксплуатационная резервная мощность;
- 3 – располагаемая мощность

Суммируя по месяцам года произведения мощности ремонтного резерва $N_{\text{рем}}^{\text{рез}}$ на длительность её простоя в сутках $t_{\text{рем}}^{\text{рез}}$, можно подсчитать количество мегаватт-суток, которые теоретически могут быть использованы для проведения ремонта на оставленном оборудовании, т.е. определить так называемую располагаемую ремонтную площадь:

$$F_{\text{рем}}^{\text{р}} = \sum (N_{\text{рем}}^{\text{рез}} t_{\text{рем}}^{\text{рез}}). \quad (10.4.1)$$

С другой стороны, пользуясь плановыми нормами периодичности ремонтов и длительности их проведения по основному оборудованию, можно определить необходимое для ремонта количество мегаватт-суток, т.е. потребную ремонтную площадь $F_{\text{рем}}^{\text{р}}$.

Ремонт каждого агрегата представляется на графике в виде прямоугольной площадки, основание которой равно плановой длительности простоя в ремонте $t_{\text{рем}}^{\text{п}}$, а высота – номинальной мощности агрегата $N_{\text{н}}$.

Потребная ремонтная площадь зависит от структуры генерирующих мощностей энергообъединения: чем больше удельный вес тепловых электростанций, чем больше блочных электростанций, тем больше требуется ремонтная площадь. В тех случаях, когда располагаемая ремонтная площадь больше потребной для проведения ремонта оборудования, необходимости в специальном ремонтном резерве мощности в энергообъединении не возникает.

Уменьшение потребной ремонтной площади может быть достигнуто за счет мероприятий по сокращению длительности простоя оборудования в данном ремонте и удлинению межремонтных периодов. В отдельных случаях располагаемая ремонтная площадь в данном году может быть увеличена на $\Delta t'_{\text{рем}}$ за счет ускорения ввода новой мощности против сроков по условиям покрытия графика нагрузки.

При заданном (неизменном) годовом графике месячных максимумов электрической нагрузки энергообъединения и изменении длительности простоя агрегатов в ремонте меняется соотношение между располагаемой и потребной ремонтными

площадями и соответственно изменяется величина эксплуатационного резерва мощности в энергообъединении. При этом изменение величины эксплуатационного резерва может иметь место как в течение всего года, так и только в отдельные внутригодовые периоды времени. Соответственно этому будут различными и экономические последствия изменения длительности простоя в ремонте. В первом случае заданный график электрической нагрузки энергообъединения может быть покрыт меньшей установленной мощностью при одинаковой величине эксплуатационного резерва мощности в энергообъединении.

Следовательно, будет иметь место полный мощностный эффект, экономический результат которого выразится, во-первых, в экономии капитальных вложений и, во-вторых, в экономии эксплуатационных расходов на содержание резервной мощности, включая её ремонт.

Однако не всегда сокращение ремонтного простоя приводит к полному мощностному эффекту. Повышение эксплуатационного резерва мощности может достигаться только в отдельные периоды в пределах года, что не позволяет уменьшить установленную мощность. Мощностный эффект получается частичным. Он позволяет сократить возможный ущерб от аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям, а также улучшить распределение нагрузки и выработки энергии между совместно работающими агрегатами в энергообъединении, обеспечивая, таким образом, определенную экономию топлива, так называемый топливный эффект.

При формировании календарного графика ремонта основного оборудования в энергообъединении приходится учитывать ограничения не только по величине суммарной мощности одновременно выводимого в ремонт оборудования, но и по располагаемым ресурсам рабочей силы и её распределению по ремонтным подразделениям. Наряду с этим должны учитываться требования, способствующие соблюдению устойчивых надежных экономических режимов работы. Исходя из этих соображений, стремятся выводить в ремонт приблизительно равные мощности котлов и турбинных агрегатов, для этого:

1) соблюдают по возможности одинаковую периодичность капитальных ремонтов для отдельных агрегатов;

2) осуществляют ремонт теплоэлектроцентралей с преобладающей отопительно-вентиляционной нагрузкой в летний период времени, а ремонт торфяных электростанций – весной;

3) в энергообъединениях с мощными гидростанциями стремятся максимально использовать многоводный период для ремонта оборудования тепловых электростанций и АЭС; крупные наиболее экономичные КЭС выводят в ремонт в период наибольшего снижения электрической нагрузки энергосистемы с целью своевременной подготовки к прохождению осенне-зимнего максимума нагрузки и экономии топлива.

В этом случае меньше перерасход топлива в энергосистеме при компенсации недовыработки выведенных в ремонт крупных агрегатов выработкой менее экономичных.

На основе установленных сроков вывода в ремонт основного оборудования на электрических станциях планируются сроки и объемы ремонта всего оборудования (по агрегатам, цехам, предприятию в целом), используя при этом:

- записи в цеховых журналах;
- ведомости объемов работ и акты о приемке оборудования из ремонтов в предыдущие годы;
- аварийные акты;
- план противоаварийных мероприятий и др.

Электростанцией составляется титульный список объектов капитального ремонта в соответствии со средствами, выделенными на капитальный ремонт основных фондов электростанции.

10.5. Сетевые методы планирования и управления ремонтными работами на производстве

Сетевое планирование и управление (СПУ) производством предусматривает наилучшую реализацию оперативных и перспективных планов работ. Важное значение имеет разработка модели, которая достаточно точно и правильно отражает ход выполнения работ. Это позволяет организовать более эффективное управление производством работ: учитывать в какой степени возникшие отклонения от плана отразятся на последующих работах и сроках

производства работ и вовремя принимать действенные меры, предупреждающие отставание на том или ином участке от установленных сроков выполнения работ.

Одна из наиболее распространенных форм модели – обычная линейная (ленточная) модель, т.е. линейный календарный график (табл. 10.5.1).

Таблица 10.5.1

Линейный календарный график выполнения работ

Работы	Недели										
	ноябрь			декабрь			январь			февраль	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
А											
В											
С											
Д											
Е											
Ф											

Линейные (ленточные) модели позволяют увязать 30–40 отдельных видов работ во времени, установить необходимую их взаимозависимость и последовательность, а также определить потребность в ресурсах. При большом количестве работ установить их взаимозависимость по линейным моделям трудно, так как в них отражаются только действия (работы) и продолжительность их во времени. Результаты действий, т.е. промежуточные цели и их взаимосвязь отразить в линейных моделях сложно. Поэтому при составлении таких моделей отдельные работы укрупняют и объединяют, и линейная модель только в общем виде отражает укрупненный перечень работ и их последовательность.

Линейная модель, как инструмент управления, эффективен лишь в тех случаях, когда отклонения от хода отдельных работ незначительны и их можно ликвидировать, не нарушая сроков начала последующих работ. Если отклонения вызывают необходимость изменения прежде запланированных сроков, то стройность линейных моделей нарушается, а их дальнейшее применение становится нецелесообразным, так как задержка выполнения одних работ влияет на начало других. Поскольку взаимосвязь и взаимозависимость результатов работ линейные модели не отражают, практически невозможно проследить, каким образом отставание некоторых работ скажется на выполнении последующих этапов и особенно на сроках окончания всего комплекса работ.

Следовательно, линейные модели мало пригодны для оперативного управления. Кроме того, процесс достижения намеченной цели – процесс динамический, а линейная модель – модель статическая, не позволяющая достаточно четко отразить весь ход выполнения работ.

Сетевая модель, ее характеристики. Сетевая модель – это более прогрессивная модель; в ней отражаются не только работы, но и их результаты, все взаимосвязи и взаимозависимости, существующие между этими результатами. Сетевая модель – это графическое изображение технологической последовательности работ.

Впервые сетевые модели были использованы в США (1955–1956 гг.) при разработке ракетно-ядерной системы «Полларис». Использование сетевого метода при разработке этой системы позволило сократить продолжительность комплекса работ на 25–33% и на 10–15% сократить стоимость выполнения работ.

Элементы сетевой модели являются «работы» и «события» (рис. 10.5.2).

Работа – это производственный процесс, требующий затрат времени и ресурсов, а также непроизводительного времени, например, затвердевание, высыхание, реализация выданных заявок на поставку материально-технических ресурсов. «Работа» в сетевой модели изображается сплошной линией со стрелкой. Кроме того, существуют еще так называемые «фиктивные работы», обозначающие логические связи между результатами двух или несколькими работ и указывающие, что возможность начала

одной работы непосредственно зависит от результатов другой, или, что данную работу по условиям техники безопасности нельзя начать, не закончив другой. Логические связи в сетевых моделях изображают штриховыми линиями со стрелками. Фиктивные работы не требуют затрат ни времени, ни ресурсов.

Событие – это факт свершения, или иными словами, результат одной или нескольких работ, необходимых для начала последующих. Изображается «событие» кружком, внутри которого проставляются номер (индекс) данного события, а в наиболее общем случае и другие характеристики события.

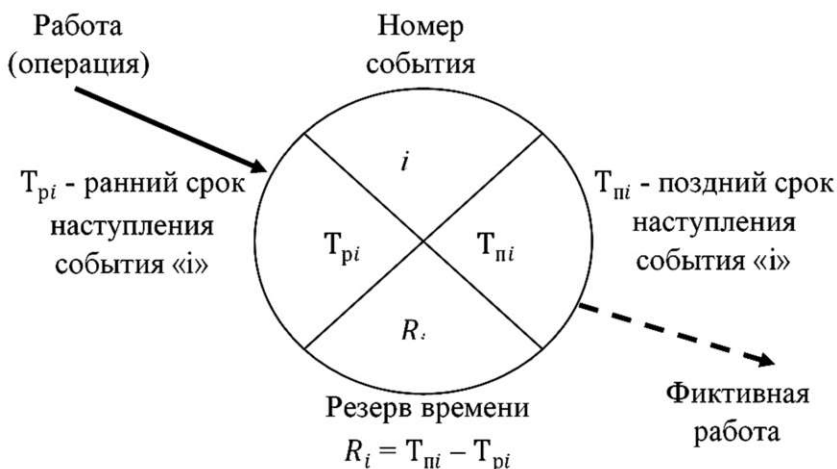


Рис. 10.5.2. Характеристики сетевой модели

Любая работа соединяет только два события и отражает процесс перехода от одного события к другому. Событие, из которого стрелка выходит, называется начальным или предшествующим по отношению к данной работе.

Событие, в которое стрелка входит, является конечным или последующим. Одно и то же событие (кроме начального и конечного) одновременно является и предшествующим, и последующим. Каждая работа кодируется шифром двух событий: $i-j$ – шифр работы, где i – начальное событие для данной работы; j – конечное событие для данной работы – результат.

Рассмотрим пример. *Составление сетевой модели «Установка столба освещения».*

На рисунке 10.5.3. представлен процесс установки столба освещения.

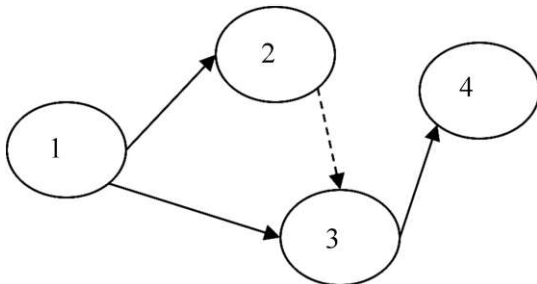


Рис. 10.5.3. Сетевая модель установки столба освещения

«Комплекс работ по установке столба освещения».

1. Рытье ямы.
2. Покраска столба.
3. Установка столба.

Событие «1» – решение об установке столба принято.

Работа «1–2» – рытье ямы.

Событие «2» – наименование события: яма вырыта.

Работа «1–3» – покраска столба.

Событие «3» – столб покрашен.

Работа «3–4» – установка столба.

Событие «4» – столб установлен.

Правила построения сетевой модели

1. В сетевой модели не должно быть тупиков, т.е. событий кроме завершающего, из которого не выходило бы ни одной работы.

2. В сетевой модели не должно быть событий, кроме исходного, в которое не входило бы ни одной стрелки. Наличие таких событий в модели свидетельствует о том, что результат, необходимый для начала выполнения этих работ никому не задан.

3. В сетевой модели не должно быть замкнутых контуров, т.е. путей, соединяющих данное событие с ним же самим.

4. Модель должна быть ориентирована слева направо. Необходимо стремиться к отсутствию пересечения работ.

Виды путей сетевой модели

Путь в сетевой модели представляет собой непрерывную технологическую последовательность работ (цепь) от исходного события до завершающего. Такой путь называется *полным*. При этом понятие «путь» распространяется на любую последовательность работ по направлению стрелок. Длина пути определяется суммой продолжительностей, лежащих на нем работ.

Путей в сетевой модели может быть несколько. В отличие от полных путей имеются ещё и *укороченные* пути, которые отсчитываются от начала модели до данного события (*предшествующий путь*), или от конца её до этого же события (*последующий путь*). В том и другом случае эти пути представляют собой части полного пути (*частичные пути*).

Сравнением полных путей выявляется такой, суммарная продолжительность работ на котором имеет максимальное значение. Этот путь называется **критическим**. Он определяет время, необходимое для выполнения программы всех работ, включенных в сетевую модель. Все работы, лежащие на критическом пути, являются критическими, и от их продолжительности зависит конечный срок выполнения программы.

Сокращение или увеличение продолжительности критических работ соответственно сокращает или увеличивает общую продолжительность выполнения программы. Знание топологии критического пути и его особенностей позволяет менеджеру минимизировать затраты времени и средств на контроль выполнения работ сетевой модели.

Кроме того, существует ещё **подкритический** путь – это тоже полный путь, имеющий продолжительность, близкую к продолжительности критического пути.

Ненапряженные пути – это полные пути, продолжительность которых существенно меньше продолжительности критического пути.

Выполнение работ, не лежащих на критическом пути, можно замедлить или ускорить в определенных пределах и это никак не отразится на конечном сроке завершения программы. Указанное обстоятельство объясняется тем, что все работы, не лежащие на критическом пути, имеют некоторые резервы времени (которые будут рассмотрены же).

Теперь можно определить критический путь и его продолжительность, а также ранние и поздние сроки наступления событий T_{pi} и T_{pi} для представленной сетевой модели. При этом следует иметь в виду, что наступившим считается событие, которое имеет законченные все работы, входящие в это событие. Следовательно, T_{pi} – это самый ранний срок окончания всех работ, входящих в данное событие. С другой стороны – это максимальный путь от начального события до события « i ».

Характеристики работ сетевой модели

1. Возможно раннее начало работы $i-j$. Оно совпадает с T_{pi} , т.е.

$$t_{p.n.i-j} = T_{pi} . \quad (10.5.1)$$

2. Возможно раннее окончание работы $i-j$. Оно отличается от $t_{p.n.i-j}$ продолжительностью работы $i-j$, т.е.

$$t_{p.o.i-j} = t_{p.n.i-j} + t_{i-j} . \quad (10.5.2)$$

3. Позднее время наступления события $j(i)$ – это такой срок, увеличение которого вызывает аналогичное увеличение срока наступления завершающего события. Иными словами, $T_{pj} = T_{кр.j}$ – продолжительность максимального пути от конечного события до события j .

4. Допустимо позднее окончание работы $i-j$ есть:

$$t_{п.о.i-j} = T_{pj} . \quad (10.5.3)$$

5. Допустимо позднее начало работы $i-j$:

$$t_{п.н.i-j} = t_{п.о.i-j} - t_{i-j} = T_{pj} - t_{i-j} . \quad (10.5.4)$$

Резервы времени работ

В общем случае работы сетевой модели могут обладать следующими резервами времени: полным и свободным.

Полный резерв времени у работ, не лежащих на критическом пути, определяется величиной, на которую можно сдвинуть

начало данной работы, либо увеличить её продолжительность, не изменяя при этом конечного срока сетевой модели, т.е. продолжительности её критического пути.

Аналитически полный резерв времени определяется как:

$$R_{\text{п}i-j} = T_{\text{п}j} - T_{\text{п}i} - t_{i-j} . \quad (10.5.5)$$

Следует иметь в виду, что полный резерв принадлежит не только данной работе, но и всей цепочке путей, проходящих через данную работу.

Свободный резерв времени у работ, не лежащих на критическом пути, определяется величиной, на которую можно сдвинуть начало данной работы, либо увеличить её продолжительность, не изменяя при этом ранних сроков начала последующих работ:

$$R_{\text{св.}i-j} = T_{\text{р}j} - T_{\text{р}i} - t_{i-j} . \quad (10.5.6)$$

Коэффициент напряженности работ

На стадии оперативного управления нередко приходится решать вопрос о целесообразности того или иного перераспределения ресурсов. Например, при выбытии из строя оборудования, занятого на критической работе, необходимо принять решение о переключении аналогичного оборудования с других работ, располагающих резервами времени. При равных резервах у этих работ следует рассчитать коэффициент напряженности каждой работы:

$$K_{\text{н}i-j} = 1 - \frac{R_{\text{н}i-j}}{T_{\text{кр.}(i-j)}^{\circ} \text{max}} , \quad (10.5.7)$$

где $T_{\text{кр.}(i-j)}^{\circ} \text{max}$ – продолжительность отрезка критического пути, не совпадающего с максимальным путем, проходящим через данную работу.

Работы считаются ненапряженными, если $K_{\text{н}i-j} \leq 0,4$.

Пример – *Определение коэффициента напряженности.*

Для всех работ сетевой модели (см. рис. 10.5.4.) полный резерв $R_{\text{п}i-j} = 75$ сд.вр.

Тогда:

$$K_{H2-6} = 1 - 75/150 = 0,5;$$

$$K_{H5-7} = 1 - 75/200 = 0,625.$$

Поскольку $K_{H2-6} < K_{H5-7}$, для решения поставленной задачи выбирается резерв времени работы «2–6».

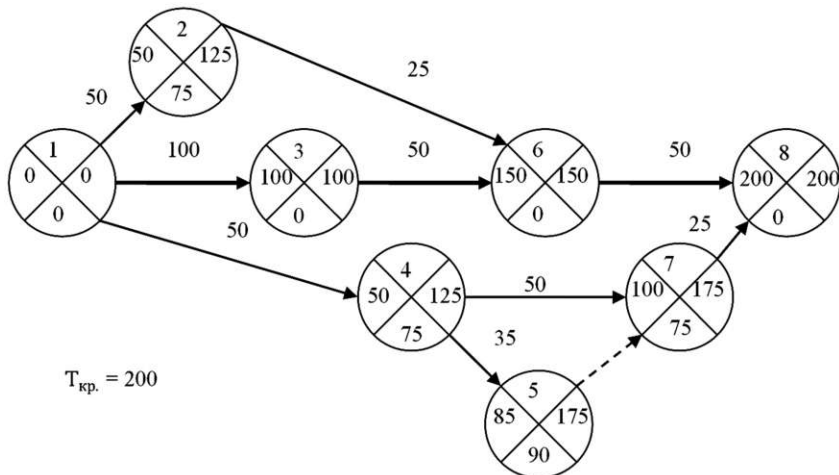


Рис. 10.5.4. Сетевая модель для определения коэффициента напряженности

Вероятностные расчеты в сетевом моделировании. После определения критического пути и его продолжительности её сравнивают с установленной продолжительностью работ, называемой директивным сроком $T_{дир.}$. Если такое сравнение дает удовлетворительный результат, т.е. $T_{кр.} \leq T_{дир.}$, то определяют вероятность свершения конечного события не позднее $T_{дир.}$:

$$P\{T_{кр.} \leq T_{дир.}\} = \Phi \left[\frac{T_{дир.} - T_{кр.}}{\sigma_{кр.}} \right], \quad (10.5.8)$$

где $\sigma_{кр.}$ – среднеквадратическое отклонение времени выполнения работ, лежащих на критическом пути, от ожидаемого времени выполнения $t_{ож.}$

$$\sigma_{\text{кр.}} = \sqrt{\sum_1^c \left(\frac{t_{\text{max}} - t_{\text{min}}}{5}\right)^2}, \quad (10.5.9)$$

где c – количество работ, лежащих на критическом пути;

t_{min} – оптимистическая оценка времени выполнения работы, т.е. продолжительность выполнения работы при наиболее благоприятных условиях;

t_{max} – пессимистическая оценка времени выполнения работы, т.е. продолжительность выполнения работы при наиболее неблагоприятных условиях.

При этом ожидаемое время может быть определено, например, как:

$$t_{\text{ож.}} = \frac{3t_{\text{min}} + 2t_{\text{max}}}{5}. \quad (10.5.10)$$

Если $P_{\text{кр.}} < 0,35$, то вероятность выполнения работ в директивные сроки ничтожно мала. В этом случае необходима оптимизация сетевой модели по времени. Цель оптимизации – сокращение продолжительности критического пути $T_{\text{кр.}}$.

Если $0,35 < P_{\text{кр.}} < 0,65$, то вероятность выполнения работ в директивные сроки достаточна.

Если $P_{\text{кр.}} \geq 0,65$, то вероятность выполнения работ в директивные сроки велика. В этом случае, скорее всего, должна быть проведена оптимизация сетевой модели по материальным ресурсам, поскольку высокое значение вероятности или, иными словами, малое значение $T_{\text{кр.}}$ может быть достигнуто, проще всего, не оправдано высокими материальными затратами.

Если сравнение $T_{\text{кр.}}$ и $T_{\text{дир.}}$ даёт неудовлетворительный результат, то сетевую модель также необходимо оптимизировать по времени.

Основные этапы оптимизации сетевой модели по времени.

1. Необходимо проверить достоверность исходных данных о продолжительности работ, и прежде всего, работ, лежащих на критическом пути.

2. Пересмотр сетевой модели, направленный на возможные изменения состава, длительности и последовательности

выполнения работ с целью сокращения продолжительности критического пути.

3. Сокращение продолжительности критического пути с использованием резервов времени работ (полного и свободного), не лежащих на критическом пути, перераспределением ресурсов с этих работ на соответствующие работы критического пути на время резервов.

4. Выделение дополнительных ресурсов. При этом определяется коэффициент эффективности использования этих ресурсов:

$$\eta_3 = \frac{\Delta T_{кр.}}{\Delta K}, \quad (10.5.11)$$

где $\Delta T_{кр.}$ – возможное сокращение времени выполнения работ критического пути;

ΔK – предполагаемое удорожание стоимости работ – размер выделяемых дополнительных ресурсов.

Выделение дополнительных ресурсов считается целесообразным и экономически оправданным, когда $\eta_3 > 1$.

Оптимизация сетевой модели по ограниченному числу исполнителей. Необходимость в проведении данного вида оптимизации возникает тогда, когда требуемое число исполнителей работ, включенных в состав сетевой модели, превосходит число располагаемое. Для выявления этой необходимости составляется линейная диаграмма и строится график ежедневной потребности ресурса – карта проекта.

Из графика ежедневной потребности видно, что в определенные дни исполнителей требуется больше, чем мы располагаем, а в другие дни – наоборот. С целью оптимизации, т.е. приведения в соответствие фактического и требуемого числа исполнителей, есть возможность сдвига отдельных работ, не лежащих на критическом пути, слева направо в пределах их резервов времени.

На следующем этапе оптимизации стремятся добиться минимального числа используемых исполнителей. И, наконец, на

завершающем этапе решают задачу равномерной загрузки исполнителей в течение всего времени выполнения комплекса работ.

Рассмотрим на примере решение задачи «*Оптимизация сетевой модели по ограниченному числу исполнителей*». Исходные данные представлены на рис. 10.5.5.

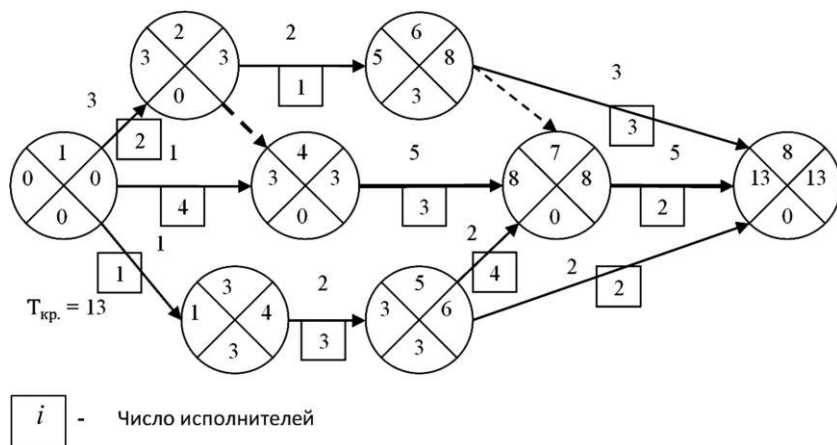


Рис. 10.5.5. Сетевая модель для оптимизации по численности персонала

Пусть существует ограничение по числу исполнителей. Компания может нанять не более 8 человек.

Построим линейную диаграмму и карту проекта (рис. 10.5.6). Как можно заметить на участке времени от 3 до 5 единиц времени существует превышение фактической численности исполнителей над ее нормативным значением. Проведем оптимизацию сетевой модели путем перемещения работ таким образом, чтобы не увеличить длительность критического пути. При этом будем иметь в виду, что передвижение некоторых работ может повлечь за собой перемещение последующих работ. Передвинем работу 5–8 с временного промежутка от 3 до 5 на временной промежуток от 6 до 8 единиц времени.

Эффективность сетевых методов планирования и управления состоит в следующем.

1. Тщательное продумывание состава и последовательности работ до начала проведения разработки.
2. Исчерпывающая формулировка содержания каждой работы, исходных условий её выполнения и конечных результатов.
3. Наглядность обзора всего комплекса работ.
4. Возможность выделения работ критического пути.
5. Возможность осуществления оптимизации проведения разработки.
6. Возможность применения для расчетов и оптимизации ЭВМ.
7. Затраты на разработку невелики и составляют незначительную долю от стоимости всего комплекса работ.

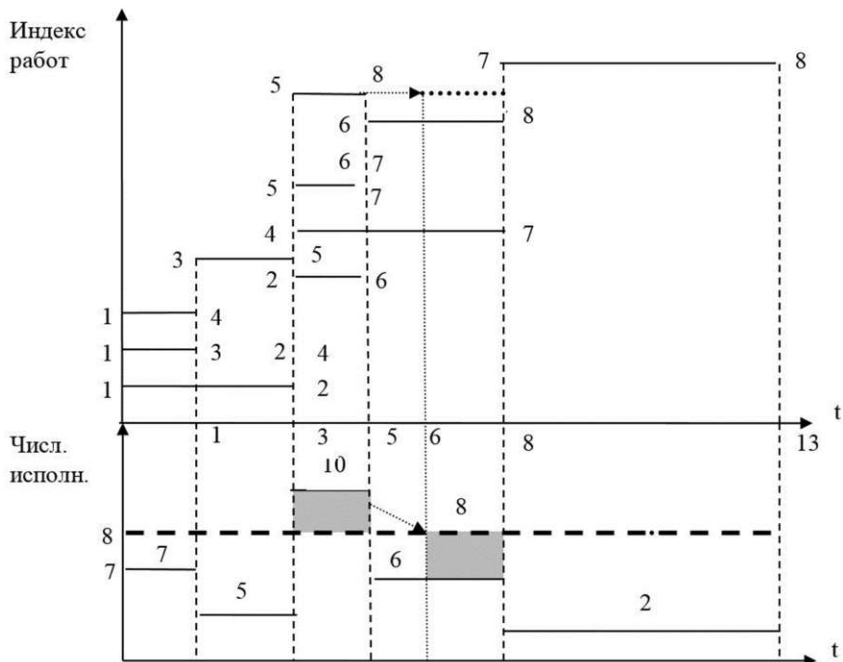


Рис. 10.5.6. Линейная диаграмма и карта проекта

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите основные принципы организации планово-предупредительного ремонта.
2. Перечислите недостатки системы планово-предупредительного ремонта.
3. Что включает в себя текущий ремонт, расширенный текущий ремонт и капитальный ремонт?
4. В чем разница понятий межремонтный период и ремонтный цикл?
5. Какие показатели применяются при экономическом анализе ремонта энергооборудования?
6. Для чего необходимо сетевое планирование и управление (СПУ)?
7. Чем отличаются линейные и сетевые методы планирования работ?
8. Какие характеристики событий сетевых моделей вам известны?
9. Назовите известные вам правила построения сетевых моделей.
10. Какие виды путей сетевых моделей вам известны?
11. Как используются вероятностные расчеты в СПУ?
12. Что показывает коэффициент напряженности работ? Как его можно использовать на практике? Приведите примеры.
13. От чего зависит эффективность сетевых моделей?

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК ОСОБЫЙ ВИД БИЗНЕСА

11.1. Энергетическое хозяйство промышленного предприятия

Промышленность является основным потребителем энергетических ресурсов. Целью промышленного производства является выпуск определенной продукции в запланированном объеме, определенного качества, с максимальной экономичностью. Функция энергетики – бесперебойное снабжение потребителей энергией в нужном количестве, требуемого качества, с максимальной экономичностью.

Промышленная энергетика – составная часть промышленного производства и одновременно завершающее звено ТЭК, которое относится к потребителям. Эта часть энергетики, которая преследует производственно-хозяйственные цели и промышленности, и энергетики. Ее функция – обеспечение выпуска промышленной продукции в запланированном объеме, определенного качества, путем бесперебойного снабжения потребителей энергией при минимуме материальных, энергетических, трудовых и денежных затрат.

Промышленной энергетике как обеспечивающему хозяйству присуща взаимосвязь с основным производством. Например, затраты на энергоснабжение и использование энергии при производстве продукции должны окуляться эффективностью основного производства.

К технологическим особенностям промышленной энергетики относят:

1) необходимость опережающего развития промышленной энергетики по отношению к основному производству, что позволяет повысить выпуск технологической продукции, повысить надежность энергоснабжения;

2) единовременность и взаимосвязка процессов производства, распределения и потребления энергоносителей, а значит не-

возможность выбраковки некондиционной энергии, отсутствие возможностей аккумулирования энергии в значительных размерах, что вызывает необходимость создания резервов генерирующих мощностей, топлива, а также требует более точного прогнозирования объемов энергопотребления;

3) зависимость режима потребления энергии от режима промышленного производства;

4) возможность взаимозаменяемости энергоресурсов, создания и использования вторичных энергоресурсов;

5) связь энергетики предприятия с централизованными системами энергоснабжения.

Каждой промышленное предприятие имеет собственное энергетическое хозяйство. Энергетическое хозяйство предприятия – это совокупность энергетических установок и вспомогательных устройств, предназначенных для обеспечения данного предприятия энергией различного вида. Схемы энергоснабжения промышленного предприятия зависят от многих факторов, поэтому их выбор осуществляется на основе технико-экономических расчетов.

Энергетическое хозяйство промышленного предприятия

1. Энергогенерирующие установки, которые производят, передают, распределяют и преобразуют энергию. Их особенность – это одновременное потребление и производство энергии либо различных видов, либо разных параметров: энергетический котел потребляет химическую энергию топлива, а производит тепловую энергию; к трансформатору подводится электроэнергия одного напряжения, а отводится другого, повышенного или пониженного.

К энергогенерирующим установкам относятся: ТЭЦ, котельные, компрессорные станции, кислородные станции, холодильные установки, установки по кондиционированию воздуха, водоснабжению и др.

2. Энергоиспользующие установки, которые потребляют энергию, а производят неэнергетическую продукцию или работу: технологические печи и котлы, реакторы и электролитические ванны, различного механическое оборудование и др. Эти установки определяют также стадию конечного использования энергии.

3. Агрегаты, производящие одновременно технологическую и энергетическую продукцию. Например, агрегаты, производящие удобрения и пар, чугун и электрическую энергию.

Ни отраслевая, ни промышленная энергетика не представляют собой единого целого. Их составные части включены в состав промышленных и других предприятий и называются *энергетическим хозяйством (энергохозяйством) предприятий*.

Энергохозяйство любого предприятия – это совокупность энергетических установок и вспомогательных устройств, предназначенных для обеспечения данного предприятия энергией различных видов.

В этом определении два понятия нуждаются в разъяснении и уточнении: 1) энергетическая установка (энергоустановка); 2) энергия различных видов.

Энергоустановка – это комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства, преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления (энергии).

Для большей точности определений целесообразно разграничить понятия.

- *Собственно энергетическая установка* – установка, в которой производится, передается, преобразуется, распределяется энергия любого вида. Отличительной особенностью такой установки является *потребление* и одновременно *производство* ею *энергетической продукции*. Например, энергетический котел потребляет химическую энергию топлива и производит тепловую энергию; электрический трансформатор потребляет электроэнергию и выдает (производит) также электроэнергию, только с другим напряжением и т.д.

- *Энергоиспользующая установка* – установка, в которой потребляется энергия любого вида *для производства неэнергетической продукции*. Это многочисленные и разнообразные технологические установки – промышленные печи и котлы, сушилки и нагреватели, механические агрегаты и т.д. Они называются еще *установками конечного использования энергии*, а энергия, в них используемая, *конечной энергией*.

Следует отметить еще одну, чрезвычайно важную особенность всех энергоиспользующих технологических установок: они состоят из двух частей – *энергетической (энергоприемника) и технологической (технологического аппарата)*.

Энергоприемник технологической установки – это энергетическая часть технологической установки, в которую поступает энергия извне, где при необходимости подведенная энергия преобразуется в другой вид энергии или изменяются ее параметры и откуда она передается для использования в технологическом аппарате.

В топливопотребляющих технологических установках (печах, нагревателях, котлах, реакторах и т.п.) энергоприемником являются топка, горелка, где химическая энергия топлива превращается в тепловую, термическую энергию. В теплопотребляющих процессах (варочные котлы, выпарные установки, сушилки и др.) энергоприемниками служат теплообменники, при этом тепловая энергия может менять параметры и вид теплоносителя (паром или горячей водой нагреваются холодная вода, растворы, воздух и т.п.). В электропотребляющих процессах и установках электроэнергия преобразуется либо в механическую (электродвигатели), либо в тепловую (электротермия), либо в химическую (гальваника, электролиз) энергию.

Технологический аппарат – это часть технологической энергоиспользующей установки, в которой происходит энергетическое воздействие на обрабатываемый материал и производится неэнергетическая продукция.

В топливопотребляющих процессах технологический аппарат совмещен с энергоприемником (домна, мартеновская печь, конвертор, обжиговые печи и т.д.). Однако бывают установки, где конструктивно энергоприемник и технологический аппарат разделены, например, в котлах при наличии выносных топков. В теплопотребляющих установках имеются свои энергоприемники (змеевик, паровая рубашка и т.п.), совмещение происходит при прямом поступлении теплоносителя в аппарат (барботаж), где в большинстве случаев теплоноситель выполняет также роль рабочего тела. В электромеханических процессах всегда имеется рабочий механизм – технологический аппарат, в электротермии – нагревательный

или плавильный котел, даже если нагревательный элемент (электронагреватель) конструктивно не разделен с аппаратом.

На предприятиях различают *систему энергоснабжения*, соответствующую понятию «общезаводское энергохозяйство», и *систему энергоиспользования* – совокупность технологических и вспомогательных установок конечного использования энергии. Эти системы включают *элементы энергетики промышленного предприятия*, имеющие каждый свои особенности и выполняющие свою особую роль в отдельных процессах производства и в энергетике в целом.

Система энергоснабжения состоит из следующих элементов:

- заводские источники энергии – топливные склады, газгольдеры, мазутохранилища, электростанции, котельные, машинокомпрессорные, холодильные, воздухоразделительные и другие станции, водозаборы и т.п.;
- заводские энергетические коммуникации – системы топливоподдачи, газо- и мазутопроводы, электрические и тепловые сети, воздухопроводы и трубопроводы сжатых газов, холодопроводы, водоводы и водопроводы и др.;
- заводские преобразователи энергии – газораспределительные станции, электрические трансформаторы и коммутационная аппаратура, промежуточные теплообменники (бойлеры – пароводяные и водо-водяные), редукционно-охладительные установки (РОУ), установки осушки и дросселирования сжатого воздуха и газов и т.д.;
- сама первичная энергия, подводимая к установкам конечного использования, как незыблемый элемент промышленной энергетики и предмет особого внимания энергетиков.

Система энергоиспользования включает:

- энергоприемники технологических установок – топки, горелки, электродвигатели, электронагреватели, теплообменники технологических установок – змеевики, паровые рубашки, барбатыры, системы охлаждения, в том числе низкотемпературные (криогенные) и т.п., пневмоприемники и приемники сжатых газов и др.;
- устройства передачи энергии из энергоприемника в технологический аппарат – технологические дымо- и газоходы, валы,

редукторы и маховики, трубопроводы с горячими технологическими жидкостями и т.п.;

- технологические аппараты – технологические печи, котлы, реакторы, механизмы и т.д.;
- обрабатываемый материал, которому в процессе обработки сообщается некоторый энергетический потенциал.

При принятии какого-либо технического решения на производстве рассматривается большое количество вариантов, которые определяются широкими возможностями комбинирования, взаимозаменяемостью установок и видов энергетической продукции. По степени комбинирования можно различать:

- отдельные энергетические установки, производящие по одному виду продукции;
- комбинированные энергетические установки, производящие по несколько видов энергетической продукции;
- комбинированные энерготехнологические установки, производящие энергетическую и технологическую продукцию.

Взаимозаменяемость энергетических установок определяется возможностями получения одинаковой продукции от различных установок. Взаимозаменяемость видов энергетической продукции определяется возможностью использования различных взаимозаменимых энергоносителей в конкретной промышленной установке. Кроме того, возможны дополнительные варианты, отличающиеся конструктивными решениями, количеством и параметрами оборудования и др.

Также необходимо учесть, что энергетические объекты, независимо от форм собственности, входят в энергосистему и обязаны работать по диспетчерскому графику, определяемому путем оптимизации режимов работы энергетической системы в целом. Поэтому ввод каждого нового объекта в энергетическую систему или изменение технико-экономических показателей существующего, и, как следствие, изменение режима его использования, окажут влияние (положительное или отрицательное) на режим работы прочих энергетических объектов, что должно быть учтено в условиях рынка в расчетах экономической эффективности.

Энергетическое хозяйство предприятия управляется специальной *энергослужбой*.

Энергохозяйство предприятий является, с одной стороны, заключительным звеном топливно-энергетического комплекса и обладает многими качествами и спецификой энергетики, а с другой – входит в состав соответствующего предприятия на правах его подразделения – вспомогательного производства. Такая двойственность находит выражение в формулировке приведенной выше целевой функции промышленной энергетики, а также во многих специфических чертах экономики энергохозяйства.

Основными функциями управления энергетикой предприятия являются следующие.

1. Организация, подразделяемая на подфункции:
 - 1.1) организация структуры;
 - 1.2) организация взаимоотношений;
 - 1.3) организация информации.
2. Учет, традиционно имеющий разновидности:
 - 2.1) оперативный;
 - 2.2) статистический (текущий);
 - 2.3) бухгалтерский.
3. Анализ, в зависимости от времени его проведения:
 - 3.1) ретроспективный;
 - 3.2) оперативный;
 - 3.3) текущий;
 - 3.4) анализ перспективных планов.
4. Нормирование:
 - 4.1) текущее;
 - 4.2) перспективное.
5. Планирование:
 - 5.1) оперативное;
 - 5.2) текущее;
 - 5.3) перспективное (включая долгосрочное планирование и прогнозирование).
6. Контроль и регулирование:
 - 6.1) оперативное;
 - 6.2) текущее.

Эти функции осуществляются в определенных *областях деятельности*, среди которых специфичными для энергетики предприятия являются следующие.

1. Потребление энергии.
2. Использование энергии.
3. Эксплуатация энергетического и энергоиспользующего оборудования.
4. Режимы энергоснабжения и работы энергооборудования.
5. Надежность энергоснабжения и работы энергооборудования.
6. Внутрипроизводственный (внутри предприятия) энергонадзор.

Неспецифическими областями деятельности, относящимися ко всему предприятию, однако имеющими энергетические особенности в энергохозяйстве являются:

7. Ремонтное обслуживание энергетического и энергоиспользующего оборудования (энергоприсмонок технологических установок).
8. Материально-техническое снабжение энергохозяйства и всей энергетики предприятия.
9. Труд и кадры энергетиков.
10. Экономическая работа в энергохозяйстве.
11. Развитие производства и его энергетического обеспечения.
12. Другие неспецифичные области деятельности: подготовка производства, реализация и сбыт продукции и пр.

11.2. Анализ использования энергии в производственных процессах

На пути от природного ресурса до промышленного потребителя энергия любого вида проходит цепь передаточных устройств, трансформаций и преобразований. Это «энергетическая цепочка» на всех стадиях имеет энергетические потери – от долей до десятков процентов.

Наибольшие потери в энергетическом потоке возникают при производстве электроэнергии и при ее потреблении в производственных установках. Поэтому целесообразно более пристально рассмотреть возможность снижения энергетических потерь на стадии конечного использования энергии – на промышленном предприятии.

Одним из наиболее действенных способов выявления энергетических потерь в технологических установках является *анализ энергоиспользования* в производственных процессах – *энергоаудит*. По его результатам выявляются обоснованные нормы расхода энергии и, самое главное, возможно определение конкретных путей энергосбережения.

Оценка эффективности и целесообразности энергозатрат в производственных процессах основывается на показателях энергоиспользования – *коэффициенте полезного действия* установок (КПД) и *коэффициенте полезного использования* энергии в них (КПИ), а также на удельных расходах энергии, относимых к единице продукции (полупродукта), на передел, операцию и т.п. Коэффициенты полезного действия определяются в основном для производственных машин (аппаратов, агрегатов) и представляют собой отношение полезной энергии ко всей энергии, поступившей в машину (аппарат, агрегат). Однако под затраченной здесь подразумевается либо энергия, поступившая в установку (в этом случае КПИ и КПД совпадают), либо энергия, поступившая на производственный участок, в цех, на предприятие, или даже энергия первичного (природного) энергоресурса.

Для разграничения этих показателей условимся под КПИ понимать отношение полезной энергии к энергии, поданной в энергоиспользующую установку, состоящую из энергетической (энергоприемника) и технологической (технологического аппарата) частей, а под КПД – отношение полезной энергии, затраченной на обработку материала, к энергии, поступившей в технологический аппарат.

Во всех случаях вычисление КПД и КПИ основано на определении полезного расхода энергии, который в теории и практике исчисляется в зависимости от характера энергоиспользующего процесса:

– для силовых (механических) процессов – по мощности (энергии) на валу двигателя;

– для процессов нагрева и охлаждения (высоко-, средне- и низкотемпературных и холодильных, в термических процессах) – по количеству энергии, сообщенному обработанному материалу;

– для электрохимических и электрофизических (а также термохимических и термофизических) – по количеству энергии, теоретически необходимому для проведения процесса;

– для освещения – по световому потоку осветительных аппаратов;

– для отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, а также управляющих процессов – по энергии, подведенной к соответствующей установке.

Такая разнотенность при определении полезной энергии приводит к несопоставимости КПД и КПИ разных процессов. Поэтому для пояснения таких понятий, как полезная энергия, КПД и КПИ, существуют следующие определения.

Теоретический расход (безусловно полезный) – энергия, сообщенная обработанному материалу и направленная на достижение главной цели производственного процесса. Отношение этого расхода к энергии, поступившей в технологический аппарат, включая имеющиеся место внутренние выделения энергии, есть КПД технологического аппарата. Отношение этого расхода к энергии, поданной в технологическую установку (в ее энергоприемник), включая внутренние выделения энергии в аппарате, есть КПИ технологической установки; для практических целей здесь общий приход энергии принимается по суммарному расходу, где учитываются внутренние выделения энергии.

Условно-полезный расход – расчетное количество энергии, поданной в технологический аппарат (в том числе на валу приводящего двигателя). В условно-полезный расход включаются все потери в технологическом аппарате (по их расчетному уровню), а в силовых (механических) процессах – и потери в передаточном устройстве.

Для увязки теоретического и условно-полезного расходов энергии вводится понятие *сопутствующий расход* энергии в технологическом аппарате, т.е. разность между условно-полезным и теоретическим расходами. Он направлен на компенсацию потерь в технологическом аппарате, которые неизбежно сопутствуют производственному процессу, например, нагрев самого аппарата, компенсация теплообмена с окружающей средой и др.

Необходимость введения этого понятия вызвана тем, что, во-первых, требуется количественно различать теоретический и условно-полезный расходы; во-вторых, потери в технологическом аппарате находятся вне компетенции энергетиков и часто настолько внутренне присущи технологии, что являются скорее не потерями, а «собственными нуждами» аппарата (нагрев транспортирующих устройств, тары и других сопутствующих материалов); и, в-третьих, в ряде процессов сопутствующий расход энергии является единственно оправданным, хотя и компенсирует потери в аппарате, например выдержка материала при постоянной температуре (в автоклавах), все процессы отопления и вентиляции производственных и других помещений.

Уровень сопутствующего расхода энергии диктуется экономическими, технологическими и санитарно-техническими условиями. Так, толщина изоляции аппаратов имеет свой экономический предел, за которым суммарные потери теплоты не снижаются, а увеличиваются вследствие увеличения поверхности теплоотдачи (экономическое условие). Потери на нагрев сопутствующего материала, например, раствора, содержащего полезный компонент, могли бы быть меньше при повышении его концентрации, но это невозможно по технологическим условиям. При работе с вредными веществами устраивается интенсивная вытяжка, что увеличивает тепловые потери за счет повышения объема движущегося воздуха, особенно над открытыми поверхностями, например, гальванических ванн, но необходимо по санитарным условиям, а иногда и по технике безопасности.

Нормативные потери в энергоприемнике технологической установки – расчетные потери, связанные с передачей и (или) трансформацией энергии в энергоприемнике (двигателе, топке, теплообменнике и др.), с подготовкой этой энергии для поступления в технологический аппарат.

Если суммировать условно-полезный (расчетный) расход энергии и нормативные потери, получим **норматив расхода энергии** в технологической установке, т.е. расчетный минимум энергозатрат при работе в идеальных условиях – при полном соблюдении технологических и энергетических регламентов, идеальном техническом состоянии оборудования, изоляции, герметичности,

оптимальной загрузке как технологического аппарата, так и энергоприемника.

Однако в реальных условиях на протяжении длительного времени соблюдение нормативного расхода энергии в установке практически невозможно, поскольку:

во-первых, возникают дополнительные, не учитываемые нормативом энергозатраты на пуск, работу на холостом ходу и при горячих простоях;

во-вторых, оборудование, изнашиваясь, снижает первоначальные энергетические характеристики, которые далеко не всегда восстанавливаются даже после капитального ремонта;

в-третьих, часто имеет место неполная загрузка технологического аппарата и почти всегда энергоприемника (особенно электродвигателей), что существенно снижает КПД по сравнению с расчетным (паспортным), нормативным;

в-четвертых, в реальных производственных условиях всегда наблюдаются отклонения от регламентов по качеству материалов, температурам, времени обработки и т.д., причем это приводит к увеличению энергозатрат.

Поэтому каждая составляющая общего расхода энергии превышает свой расчетный уровень: теоретический расход, т.е. энергия, сообщенная материалу при обработке, увеличивается за счет его худшего качества, перегревов, брака продукции (полупродукта), и т.п.; отдельные составляющие сопутствующего расхода увеличиваются по тем же причинам, а также из-за худшего по сравнению с расчетным состояния оборудования, изоляции и т.д.; потери в энергоприемнике также увеличиваются против нормативных за счет недогрузки, худшего состояния оборудования, отклонений в режимах работы и др. Выявить каждое из этих превышений по отдельности очень сложно, часто практически невозможно, да и нецелесообразно. Достаточно сопоставить фактический и нормативный расходы энергии всей установкой.

Разница между фактическими затратами энергии и расчетным и нормативным расходом, возникающая вследствие эксплуатационных и режимных отклонений от регламентированного хода производства, представляет собой *эксплуатационные и режимные потери* энергии в технологической установке. Их в

большинстве случаев можно разделить на потери в энергоприемнике и технологическом аппарате.

Выявление эксплуатационных и режимных потерь в процессах и установках – первоочередная задача, поскольку их снижение не требует дополнительных затрат, достаточно добиться жесткого соблюдения регламентов производства и энергетической дисциплины, иногда – внедрения простейшей автоматики, например ограничителей холостого хода. Однако полная ликвидация этих потерь практически невозможна, так как для этого требуются идеальные условия производства и состояния оборудования, а также отсутствие пусков, холостых ходов и горячих простоев и т.п.

По данным наблюдений и исследований эксплуатационные и режимные потери составляют 20÷30% от суммарного (фактического) расхода энергии в технологических процессах. При соблюдении регламентов и энергетической дисциплины их величина может быть снижена примерно в три раза, а допустимый уровень не должен превышать 7÷10% от расхода. Поэтому часть эксплуатационных и режимных потерь неизбежна и должна включаться в технологическую норму энергозатрат.

Оценка энергоиспользования дается в результате анализа энергозатрат на процесс, установку или любой энергопотребляющий объект. Такой анализ позволяет не только рассчитать КПД и КПИ, но и дифференцированно определить направления энергопотребления по статьям энергозатрат, выявить наибольшие потери и затраты. При этом, вычислив нормативы энергозатрат, можно обосновать реальную норму энергопотребления, отличающуюся от норматива на величину допустимых эксплуатационных и режимных потерь.

Анализ может проводиться экспериментальным, расчетным (расчетно-аналитическим) или опытно-расчетным способами. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки.

Экспериментальный способ требует проведения замеров и испытаний технологического и энергетического оборудования, причем оборудование необходимо временно выводить из работы, что затруднительно в условиях производства, особенно для непрерывных технологий.

Расчетный способ требует хорошего знания технологии, четкой методики анализа для каждого процесса или технологической установки. Проведение аналитических расчетов очень трудоемко и требует выявления большого количества исходных данных. Для облегчения расчетов необходимо применение вычислительной техники, а для получения недостающих данных – проведение испытаний и замеров.

Опытно-расчетный способ (комбинированный) обладает достоинствами того и другого, а их недостатки в значительной мере сглаживает. Вопрос лишь в том, что будет преобладать при исследованиях – измерения и испытания или расчеты. Этот способ наиболее приемлем.

При составлении балансов рассчитываются все статьи энергозатрат: теоретический, сопутствующий, условно-полезный расходы, нормативные потери в энергоприемнике (потери передачи и трансформации энергии), внутренние выделения энергии в аппарате, приход энергии в установку, количество энергии, переданной из энергоприемника в технологический аппарат, эксплуатационные и режимные потери в энергоприемнике, в технологическом аппарате и суммарные. Эта структура энергозатрат представлена на рис. 11.2.1, форма проведения анализа показана в табл. 11.2.1. Иногда, если энергоприемник и технологический аппарат конструктивно не разделены, два энергобаланса сливаются в один.

Расчет теоретического расхода энергии в термических, электро- и термохимических и физических, а также в механических процессах, связанных с перемещением материалов (подъемниках, транспортерах, насосах), ведется по известным физическим формулам и не вызывает затруднений. Для механических процессов, где происходит деформация материала (механообработка, дробление, перемешивание и т.п.), рассчитать теоретически необходимые затраты очень сложно, практически невозможно, поэтому они определяются как разница между величинами мощности, потребляемой установкой под нагрузкой и на холостом ходу.

Анализ энергоиспользования в механических процессах несколько отличается по составу энергозатрат от термических процессов. При исследовании энергозатрат в механических процессах анализу подвергается система «рабочий механизм – передаточное

устройство (редуктор) – двигатель». При анализе в механических процессах возникает возможность разделения сверхнормативных превышений расходов энергии и потерь, т.е. эксплуатационных и режимных потерь по характеру их возникновения, т.е. из-за износа или ухудшенного состояния оборудования, из-за эксплуатационных факторов – эксплуатационных потерь и из-за отклонений или нарушений в режимах работы – режимных потерь. Причем эксплуатационные отклонения практически нельзя устранить, их можно только снизить. А режимные потери можно ликвидировать полностью, если не допускать отклонений от заданного порядка работы, хотя бы с применением простейшей автоматики – реле времени, ограничителей холостого хода и т.п.

Структура энергозатрат показывается в процентах отдельных статей к общему расходу. При этом процент теоретического расхода есть коэффициент полезного использования (КПИ) энергии. Для условно-полезного расхода вводится коэффициент эффективного использования (КЭИ). Сумма КЭИ и процента нормативных потерь в энергоприсмнике – это коэффициент норматива энергозатрат (КНЭ).

Таким образом, используя приведенную систему показателей энергоиспользования в технологических установках и процессах, можно судить о рациональности использования энергии с помощью КПИ, КЭИ и КНЭ.

Если в понятие нормативные потери в энергоприсмнике (точнее – потери передачи и трансформации энергии) войдут потери в цеховых и заводских сетях, то КПИ и КЭИ покажут рациональность использования энергии в цехе и на предприятии. Любой из этих коэффициентов, включая КНЭ, представляет собой разность между единицей и суммарной долей потерь энергии ($\sum p_i$):

$$\eta = 1 - \sum p_i. \quad (11.2.1)$$

Для вычисления КНЭ берутся суммарные эксплуатационные и режимные потери в технологической установке:

$$\sum p_i = \mathcal{E}_{\text{экс.}} \quad (11.2.2)$$

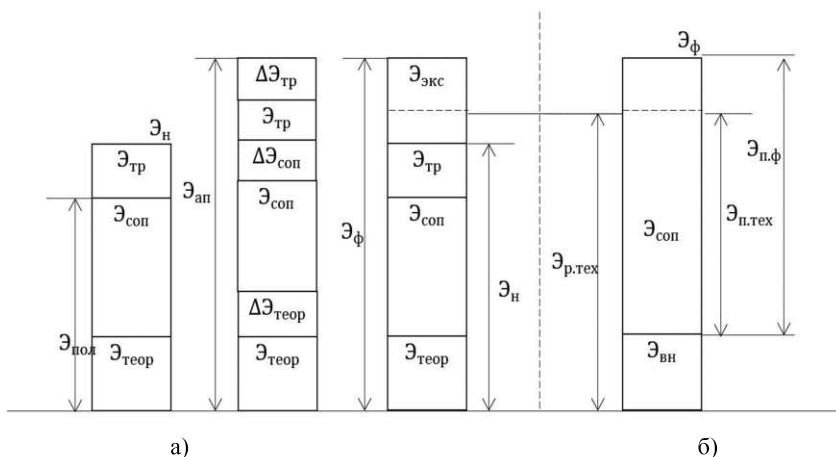


Рис. 11.2.1. Структура энергозатрат в технологической установке (процессе) в расходной части (а) и приходной части баланса, % (б):

$\mathcal{E}_{\text{теор}}$ – теоретический (безусловно полезный) расход энергии;

$\mathcal{E}_{\text{соп}}$ – сопутствующий расход энергии (потери в технологическом аппарате);

$\mathcal{E}_{\text{тр}}$ – потери передачи и трансформации энергии – нормативные потери в энергоприемнике технологической установки;

$\mathcal{E}_{\text{пол}}$ – условно-полезный расход энергии (количество энергии, переданной из энергоприемника в технологический аппарат в нормативном режиме);

$\mathcal{E}_{\text{н}}$ – нормативный расход энергии в технологической установке;

$\Delta\mathcal{E}_{\text{теор}}$, $\Delta\mathcal{E}_{\text{соп}}$, $\Delta\mathcal{E}_{\text{тр}}$ – эксплуатационные и режимные превышения расхода энергии над нормативными значениями теоретического, сопутствующего расходов, потерь передачи и трансформации энергии в фактическом режиме;

$\mathcal{E}_{\text{экс}}$ – эксплуатационные и режимные потери энергии в технологической установке;

$\mathcal{E}_{\text{ф}}$ – фактический расход энергии в технологической установке;

$\mathcal{E}_{\text{апп}}$ – количество энергии, переданной из энергоприемника в технологический аппарат в фактическом режиме;

$\mathcal{E}_{\text{п.ф}}$ – фактический приход энергии в технологическую установку извне;

$\mathcal{E}_{\text{п.тех}}$ – технологическая норма прихода энергии;

$\mathcal{E}_{\text{р.тех}}$ – технологическая норма расхода энергии в технологической установке;

$\mathcal{E}_{\text{вн}}$ – внутренние выделения энергии в технологическом аппарате

**Форма аналитического энергобаланса
технологической энергоиспользующей
(топливо- или теплоиспользующей) установки (процесса)**

Статья энергозатрат	Расход			
	часовой, Гкал/ч	%	годовой, Гкал/ч	%
Баланс энергоприемника				
Приход энергии в установку				
Расход: передано в аппарат нормативные потери в энергоприемнике эксплуатационные и режимные потери				
Баланс технологического аппарата				
Приход энергии в аппарат, всего				
В том числе из энергоприемника				
С внутренними выделениями энергии				
Расход: теоретический расход сопутствующий расход, всего В том числе нагрев сопутствующего материала испарение сопутствующего материала унос с теплоносителем отдача в окружающую среду условно-полезный расход эксплуатационные и режимные потери		КПИ		КПИ
		КЭИ		КЭИ
<i>Итого</i> расход в аппарате				
ВСЕГО эксплуатационных и режимных потерь				
ВСЕГО расход в установке		100		100

При расчете КЭИ кроме этого вычитается также процент нормативных потерь в энергоприемнике:

$$\sum p_i = \Theta_{\text{экс}} + \Theta_{\text{тр}}, \quad (11.2.3)$$

а для КПИ – еще и процент сопутствующего расхода ($\Theta_{\text{соп}}$), в долях единицы:

$$\sum p_i = \Theta_{\text{экс}} + \Theta_{\text{тр}} + \Theta_{\text{соп}}. \quad (11.2.4)$$

Каждый из этих показателей может быть рассчитан для фактического и нормативного режимов. При этом для фактического режима принимается полная (фактическая) величина эксплуатационных и режимных потерь ($\Theta_{\text{экс}}$), а после нормализации – примерно одна треть от их фактической величины. И в зависимости от того, какие потери учитываются, может быть вычислена технологическая норма энергозатрат ($\Theta_{\text{тех}}$), сд. энергии/сд. пр.:

$$\Theta_{\text{тех}} = \frac{\Theta_{\text{теор}} (\text{или } \Theta_{\text{н}})}{1 - \sum p_i}. \quad (11.2.5)$$

Для практических расчетов при анализе энергоиспользования в термических и механических процессах разработаны программные продукты для персональных компьютеров. Эти программы, работающие в диалоговом режиме, позволяют заполнять таблицы по формам рис. 11.2.1 и табл. 11.2.1, по специальной команде нормализовать эти энергобалансы, рассчитать все относительные показатели энергоиспользования – КПД, КПИ и КНЭ, а также определить фактические удельные расходы энергии на единицу продукции или работы и возможные технологические нормы энергозатрат на исследуемую установку (процесс).

Как видно из изложенных методических принципов проведения энергоэкономического анализа, требуется довольно обширная исходная информация, которая доступна в справочно-нормативных и паспортных данных по исследуемому виду оборудования, но самое главное – из данных энергетического учета и отчетности или, если в отчетах нужных данных нет, специальных замеров и испытаний оборудования.

11.3. Вторичные энергетические ресурсы

Утилизация отходов цивилизации, существенную помощь в которой может оказать биоэнергетика, является сама по себе общечеловеческой проблемой, связанной с охраной природы. Особый тип отбросов человеческой жизнедеятельности – энергетические отходы, именуемые *вторичными энергетическими ресурсами*, причем наибольшее их количество возникает в сфере промышленного производства.

Понятие «*энергетические отходы производства*» включает все потери в энергоиспользующих агрегатах, а также энергетический потенциал готовой продукции. Практически это означает, что **вся** энергия, подведенная к технологической энергоиспользующей установке, плюс внутренние выделения энергии, в конечном счете, идут в отходы (исключается лишь теплота эндотермических, теплопоглощающих процессов, а также скрытая теплота фазовых переходов: испарение-конденсация, плавление-затвердевание и т.п.). Однако не все эти отходы можно рассматривать как вторичные энергетические ресурсы (ВЭР).

Под вторичными энергетическими ресурсами понимается энергетический потенциал продукции, отходов, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических агрегатах (установках), который *не используется в самом агрегате*, но *может быть* частично или полностью использован для энергоснабжения других потребителей.

Эти энергетические отходы можно разделить на два рода:

– первый – недоиспользованный энергетический потенциал первичного энергоресурса – продукты неполного сгорания топлива, тепло дымовых газов, «мятый» пар из паропроводов, тепло конденсата, сбросных вод и т.п.;

– второй – проявления физико-химических свойств материалов в ходе их обработки – горючие газы доменных, фосфорных и других печей, тепло готовой продукции, теплота экзотермических реакций, избыточное давление жидкостей и газов, возникающее по условию протекания технологического процесса и т.п.

ВЭР первого рода следует стремиться устранить или снизить их выход, и только тогда, когда все подобные меры приняты, использовать.

ВЭР второго рода – побочный результат технологии, поэтому необходимо либо *создать* на их базе комбинированный *энерготехнологический агрегат* с выработкой одновременно энергетической и неэнергетической продукции, либо *утилизировать* иным путем при помощи специального утилизационного оборудования.

По видам содержащегося энергетического потенциала ВЭР подразделяются на горючие, тепловые и избыточного давления, причем каждый из этих видов ВЭР может быть первого или второго рода.

Горючие ВЭР – это химическая энергия отходов производства, которые не используются или непригодны для дальнейшей технологической переработки, но применимы в качестве топлива: доменный, конвертерный, ферросплавной газы, отходящий газ производства технического углерода, горючие кубовые остатки химических и нефтехимических производств, щелок целлюлозно-бумажного производства, отходы топливопереработки, переработки древесины и др. Их энергетический потенциал определяется теплотой сгорания.

Тепловые ВЭР – это тепло основной и побочной продукции: тепло рабочих тел из систем принудительного охлаждения технологических агрегатов и установок, тепло отходящих газов, пара и горячей воды, отработавших в технологических и силовых установках и т.п. Энергетический потенциал определяется теплосодержанием теплоносителей.

ВЭР избыточного давления – это потенциальная энергия газов и жидкостей, покидающих технологические агрегаты с избыточным давлением, которое необходимо снижать перед последующей ступенью использования или при выбросе в окружающую среду. Энергетический потенциал определяется давлением для энергоносителей-жидкостей, давлением и температурой, определяющих возможную работу газов и паров при расширении.

Для количественной оценки вторичных энергоресурсов обычно рассматривается несколько показателей.

Выход – количество ВЭР, образующихся в процессе производства в данном технологическом агрегате за единицу времени.

Выработка энергии за счет ВЭР – количество тепла, холода, механической работы или электроэнергии, получаемое в утилизационных установках. При этом различаются:

– **возможная выработка** – максимальное количество тепла, холода, механической работы или электроэнергии, которое может быть практически получено за счет данного вида ВЭР с учетом режимов работы агрегата – источника ВЭР и КПД утилизационной установки;

– **экономически целесообразная выработка** – максимальное количество тепла, холода, механической работы или электроэнергии, целесообразность получения которого в утилизационной установке подтверждается экономическими расчетами с учетом энергоэкономического эффекта у потребителя;

– **фактическая выработка** – фактически полученное количество тепла, холода, механической работы или электроэнергии на действующих утилизационных установках.

ВЭР представляют собой огромный резерв повышения экономичности топливно-энергетического комплекса. По некоторым экспертным оценкам, их вовлечение в топливно-энергетический баланс страны в 10 раз дешевле, чем увеличение добычи природных энергоресурсов. Рациональное использование ВЭР как реализация важной части государственной энергосберегающей политики возможно при выборе оптимального направления их использования, которыми являются:

– **топливное** – непосредственное использование горючих ВЭР в качестве топлива;

– **тепловое** – использование тепла, получаемого непосредственно в качестве тепловых ВЭР или вырабатываемого за счет горючих ВЭР в утилизационных установках. К этому направлению относится также выработка холода за счет ВЭР в абсорбционных холодильных установках;

– **силовое (механическое)** – использование механической энергии избыточного давления, механической энергии, получаемой в силовых установках за счет тепловых или горючих ВЭР;

– *комбинированное* – получение тепловой и электрической энергии на утилизационных ТЭЦ (УТЭЦ) за счет горючих или тепловых ВЭР.

Производство и использование вторичных энергетических ресурсов в национальном хозяйстве является одним из важнейших и, пожалуй, самым эффективным направлением энергосбережения.

11.4. Организация работы по энергосбережению в промышленности

Добыча и использование запасов энергетических ресурсов в мире и в нашей стране теснейшим образом связаны с расходованием их потребителями, поскольку, как уже указывалось, одной из главных специфических черт энергетики и всего топливно-энергетического комплекса является полная зависимость объемов (иногда и времени) производства от масштабов потребления.

Уровень потребления энергетических ресурсов служит своеобразным показателем уровня экономического и социального развития страны, региона, народа. Поэтому характеристика масштабов энергопотребления важна не только с узкоотраслевых позиций, но и как оценка состояния всей экономики.

Общая тенденция к увеличению энергопотребления остается неизменной, неясны лишь темпы роста общих энергетических нагрузок и годового потребления, которые, если судить по общемировому стремлению к сдерживанию энергозатрат, по-видимому, станут более низкими, чем в прежние годы.

Наиболее эффективно энергосбережение на предприятиях при комплексном решении технических, технико-экономических и организационных вопросов, относящихся ко всей энергетике предприятия – к системам энергоснабжения и энергоиспользования – и к управлению энергетическим хозяйством. Техничко-экономические и организационные проблемы заключены в совершенствовании выполнения функций управления.

Основные технические проблемы промышленной энергетики и пути их решения на предприятиях заключены в следующих направлениях:

1) замена оборудования (техническое перевооружение), видов энергии, энергоносителей, обрабатываемых материалов наиболее выгодными, имеющими лучшие технические, энергетические и технико-экономические показатели;

2) модернизация промышленного оборудования, особенно технологических аппаратов, с повышением полезного использования энергии в них и сокращением потерь, прежде всего энергетических;

3) интенсификация производственных процессов с повышением загрузки технологического оборудования и соответственно снижением удельных энергозатрат на единицу продукции, полупродукта, сырья, обрабатываемого материала на работу или операцию;

4) введение дополнительных устройств – дооборудование технологических энергоиспользующих установок и процессов при улучшенном оснащении, установке дополнительного, в том числе вспомогательного оборудования, приборов и автоматики для оптимизации производства, и сокращения удельных энергозатрат;

5) изменение рабочих параметров оборудования и энергии с целью улучшения технико-экономических показателей производственных процессов;

6) улучшение использования энергии внутри технологических энергоиспользующих установок, сокращение прямых потерь и соответственное повышение КПД;

7) улучшение использования вторичных энергетических ресурсов;

8) повышение надежности энергоснабжения и работы энергооборудования с целью предотвращения аварийных остановов и простоев, связанных с материальными и энергетическими потерями.

Эти направления относятся к конкретным элементам энергетики промышленного предприятия в системах энергоснабжения и энергоиспользования, где в энергетическое хозяйство предприятия входит все энергоснабжение и частично энергоиспользование – энергоприспособления технологических установок, обслуживаемые энергетиками.

Вся область проведения энергосберегающих мероприятий, классифицированная по направлениям и элементам заводской энергетики, показана в табл. 11.4.1, где каждая клетка со знаком «+»

означает группу мероприятий. Например, «Модернизация заводских источников энергии» или «Повышение надежности энергоприсемников» и т.п. Если сочетание направления и элемента не имеет смысла (например, «Дополнительные устройства ... обрабатываемого материала»), в клетке стоит знак «←».

Таблица-матрица представляет собой трафарет, с помощью которого может быть намечен достаточно полный перечень энергосберегающих мероприятий, исходя из технического состояния и сегодняшних характеристик экономичности, по каждой единице энергооборудования, в каждом элементе промышленной энергетики на данном предприятии (см. табл. 11.4.1).

Технико-экономические расчеты, которые могут проводиться по методическим положениям, приведенным ниже, позволят определить экономический эффект каждого мероприятия. По величине этого эффекта, а также по различным экономико-технологическим соображениям (наличия средств, оборудования, возможности остановки производства и др.) следует ранжировать намеченные мероприятия по очередности и срокам их выполнения, т.е. составить перспективный план энергосбережения.

Наиболее эффективна замена старого оборудования на новое, прогрессивное и экономичное, т.е. техническое перевооружение, затрагивающее основное производство и энергетику предприятия и требующее солидных инвестиций. Другие направления энергосбережения, хотя в большинстве случаев менее эффективны, но и менее капиталоемкие, и могут реализоваться собственными силами.

Экономическая сущность технического перевооружения – компенсация физического и морального износа оборудования. Замена изношенного оборудования не требует обоснования, поскольку оно снижает надежность работы, требует повышенных затрат на ремонтное обслуживание и имеет низкие эксплуатационные характеристики. Оценка морального износа значительно сложнее, и замена оборудования по этому показателю требует экономического обоснования. Замена могут подлежать также:

– виды энергии при выборе наиболее рационального энергоносителя для производственных процессов;

– способ передачи энергии из энергоприемника в технологический аппарат (например, замена редуктора, регулирующего число оборотов, на современный электропривод);

– вид и качество материала с целью снижения энергозатрат на его обработку (например, повышение концентрации растворов, дробление или агломерирование материалов, применение пластмасс вместо металлов и др.).

Модернизация энергетического и технологического оборудования также компенсирует моральный износ, ее эффективность иногда выше, чем перевооружения, за счет существенно меньших капитальных затрат и при осуществлении своими силами. Эффективность ее проведения можно оценить, используя такой критерий, как суммарные дисконтированные затраты, руб:

$$Z_{\Sigma}^d \Rightarrow \min. \quad (11.4.1)$$

Расчеты проводятся для вариантов работы на базовом и модернизированном оборудовании:

$$\left[\begin{array}{l} Z_{\Sigma 6}^d = \sum_{t=1}^{T_p} (b_t^6 \cdot V_{нт} \cdot C_T + I'_{б.экс t}) (1 + E_{ср})^{-t} \\ Z_{\Sigma M}^d = \sum_{t=1}^{T_p} (b_t^M \cdot V_{нт} \cdot C_T + I'_{м.экс t} + K_t^M) (1 + E_{ср})^{-t} \end{array} \right. , \quad (11.4.2)$$

где b_t^6 и b_t^M — удельные расходы энергоресурсов (в условном топливе) соответственно на базовом и модернизированном оборудовании, т.у.т./ед.;

$V_{нт}$ — годовая производительность, ед.пр/год;

C_T — цена энергоресурса, руб/т.у.т.;

$I'_{б.экс t}$ и $I'_{м.экс t}$ — эксплуатационные расходы без учета амортизации (кроме энергетических затрат) при работе на базовом и модернизированном оборудовании, руб/год;

$E_{ср}$ — норматив дисконтирования;

K_t^M — капитальные затраты на модернизацию, руб/год;

T_p — время расчетного периода, лет.

**Основные направления энергосбережения
на промышленном предприятии
(по элементам заводской энергетики)**

Элементы энергетики промышленного предприятия	Замена	Модернизация	Интенсификация	Дополнительные устройства	Изменение	Улучшение использо- вания энергии в агрегате		Повторение
						Внутри	Вне	
Заводские источники энергии	+	+	+	+	+	+	+	+
Заводские преобразователи энергии	+	+	+	+	-	+	-	+
Заводские энергетические коммуникации (сети)	+	+	+	-	+	+	-	+
Первичная энергия	+	-	+	-	+	+	+	+
Энергоприемник технологической установки	+	+	+	+	-	+	-	+
Передача энергии из энергоприсмника в аппарат	+	+	+	+	+	+	-	+
Технологический аппарат	+	+	+	+	+	+	+	+
Обрабатываемый материал	+	-	-	-	+	+	+	-

Интенсификация производственных процессов должна выражаться в увеличении производительности установок без существенных изменений конструкции за счет либо ускорения технологических и других производственных процессов, либо их лучшей организации, либо при использовании прогрессивных материалов. Как правило, интенсификация процессов ведет к повышенному, ускоренному физическому износу оборудования, что оправдано, если уравниваются сроки физического и морального износа, но может привести к быстрому выходу оборудования из строя, если интенсификация не сопровождается усиленной профилактикой и повышенным ремонтным обслуживанием. При интенсификации производственных процессов снижается себестоимость выпускаемой продукции за счет уменьшения условно-постоянных расходов. Эффективность интенсификации может быть оценена по критерию чистого дисконтированного дохода, определяемого, соответственно, для базового и интенсифицированного режимов работы оборудования:

$$\left[\begin{array}{l} \text{ЧДД} \Rightarrow \max; \\ \text{ЧДД}_б = \sum_{t=1}^{T_p} (V_{pt}^б - \bar{s}_б \cdot V_{nt}^б - H_{прt} + I_{амt})(1 + E_{cp})^{-t} \\ \text{ЧДД}_и = \sum_{t=1}^{T_p} (V_{pt}^и - \bar{s}_и \cdot V_{nt}^и - H_{прt} + I_{амt} - K_t^и)(1 + E_{cp})^{-t} \end{array} \right. , (11.4.3)$$

где $V_{pt}^б$ и $V_{pt}^и$ – объем реализации, соответственно, при базовом и интенсифицированом режимах работы оборудования, руб/год;

$\bar{s}_б$ и $\bar{s}_и$ – себестоимость продукции в базовом и интенсифицированом режимах работы оборудования, руб/ед.пр.;

$V_{nt}^б$ и $V_{nt}^и$ – годовой объем производства (производительность) до и после интенсификации, ед.пр/год;

$H_{прt}$ – налог на прибыль, руб/год;

$I_{амt}$ – амортизационные отчисления, руб/год;

$K_t^и$ – капитальные затраты на интенсификацию режима, руб/год.

При расчетах амортизационных отчислений необходимо учесть изменение нормы амортизации после интенсификации, руб/год:

$$I_{амt} = I_{ам}^б \cdot K_{\Sigma}^б + I_{ам}^н \cdot K_{\Sigma}^н, \quad (11.4.4)$$

где $I_{ам}^б$ и $I_{ам}^н$ – нормы амортизации в базовом и интенсифицированном режимах работы оборудования;

$K_{\Sigma}^б$ – балансовая стоимость базового оборудования, руб;

$K_{\Sigma}^н$ – капитальные затраты на интенсификацию режима, руб.

Если выделить энергетическую составляющую в себестоимости промышленной продукции, то формула (11.4.3) примет вид:

$$\left[\begin{array}{l} ЧДД_б = \sum_{t=1}^{T_p} \frac{(V_{пт}^б - (b_t^б \cdot Ц_t - S_{пост}^б) \cdot V_{нт}^б - Н_{прt} + I_{амt})}{(1 + E_{ср})^{-t}} \\ ЧДД_н = \sum_{t=1}^{T_p} \frac{(V_{пт}^н - (b_t^н \cdot Ц_t - S_{пост}^н) \cdot V_{нт}^н - Н_{прt} + I_{амt} - K_t^н)}{(1 + E_{ср})^{-t}} \end{array} \right], \quad (11.4.5)$$

где $b_t^б$ и $b_t^н$ – удельные расходы энергоресурсов (в условном топливе) в базовом и интенсифицированном режимах работы, т у.т./ед. продукции;

$S_{пост}^б$ и $S_{пост}^н$ – условно-постоянная составляющая себестоимости без энергетической части в базовом и интенсифицированном режимах работы, руб/сд. продукции.

Введение дополнительных устройств для повышения производительности или улучшения режимов связано с совершенствованием производственных процессов при таких вариантах его реализации:

- установка дополнительного оборудования (основного или вспомогательного) для упорядочения производственного процесса, «расшивка узких мест», сдерживающих рост общей производительности участка, цеха, предприятия;

- установка дополнительного энергетического оборудования и устройств для улучшения энергообеспечения потребителей,

в том числе для повышения качества (надежности) энергоснабжения – местная, локальная реконструкция энергохозяйства;

– установка устройств, управляющих процессами основного и энергетического производства, в том числе при выработке, передаче и потреблении энергоресурсов, оптимизирующих их и сокращающих потери и затраты энергии – автоматизация процессов, улучшение приборного учета, введение устройств местного или централизованного контроля и регулирования и т.п.

В первом и втором вариантах энергоэкономическая оценка может производиться так же, как при модернизации оборудования, в третьем случае – как для интенсификации производственных процессов.

Изменение параметров оборудования и энергии должно привести к интенсификации производства, и экономическая оценка проводится по тем же показателям. Для основного технологического оборудования это возможно как по интенсивности (увеличение загрузки, заполнение аппаратов, повышение скорости процессов), так и по экстенсивности – для периодических процессов (увеличение времени работы, снижение простоев, в том числе под загрузкой и выгрузкой, сокращение холостых ходов и т.п.). Изменение параметров в энергетике предприятия связано либо с увеличением загрузки энергооборудования, например двигателей, либо с повышением параметров энергии. В ряде случаев для производственных процессов выгодно изменить вид энергии, тогда оценка может проводиться как при модернизации оборудования, так и при выборе наиболее рациональных энергоносителей.

Повышение полезного использования энергии в технологических установках достигается и при техническом перевооружении, и при модернизации, и при интенсификации процессов. Однако также возможно улучшение внутриагрегатного использования энергии на действующем оборудовании при осуществлении сравнительно простых мер. Примером может служить нормализация энергозатрат по результатам энергоэкономического анализа с сокращением эксплуатационных и режимных потерь и соответствующим повышением КПД и КПИ. Это достигается почти исключительно организационными мерами, при жестком соблюдении технологической и энергетической дисциплины, редко

требует капитальных затрат. Такие затраты могут пондобиться на следующей ступени энергоэкономического совершенствования – при рационализации энергоиспользования. Экономический эффект подобных мероприятий может быть подсчитан как разность суммарных дисконтированных затрат по формуле, руб/год:

$$\Delta Z_{\Sigma}^t = \sum_{t=1}^{T_p} \left[(\text{Ц}_{\text{эт}} (b_{\text{dot}} - b_{\text{not}}) \cdot V_{\text{нт}} - \Delta I_{\text{pert}} - K_t^{\text{доп}}) (1 + E_{\text{cp}})^{-t} \right], \quad (11.4.6)$$

где $\text{Ц}_{\text{эт}}$ – цена (тариф) энергии, руб/т.у.т., руб/кВт·ч, руб/Гкал;

b_{dot} и b_{not} – удельные расходы энергии до и после нормализации (или рационализации) энергоиспользования, т.у.т./ед.пр., кВт·ч/ед.пр., Гкал/ед.пр.;

$V_{\text{нт}}$ – объем производства, ед.пр./год;

ΔI_{pert} – возможные дополнительные годовые издержки по оптимальному регулированию процесса, руб/год;

$K_t^{\text{доп}}$ – возможные единовременные (капитальные) затраты на мероприятие, руб.

Если в результате рационализации энергоиспользования объем производства продукции увеличивается (есть возможность ее сбыта), то для расчета экономического эффекта не подходит критерий суммарных дисконтированных затрат. В этом случае расчет должен проводиться с использованием критерия чистого дисконтированного дохода.

Меры по рационализации энергоиспользования в технологии разнообразны и возможны на любом оборудовании, в любом процессе. Однако необходимо учитывать технологические требования в сочетании с энергетическими, поэтому такие мероприятия разрабатываются и осуществляются в тесном сотрудничестве технологов и энергетиков при обязательной технико-экономической оценке технологических, энергетических и других последствий.

Использование вторичных энергетических ресурсов практически не изменяет общий расход энергии в агрегате-источнике ВЭР, а экономия энергии достигается в замещаемых энергетических установках. Поэтому экономический эффект использования

ВЭР рассчитывается как разность суммарных дисконтированных затрат при применении ВЭР и в замещаемой энергогенерирующей установке. Вторичные энергоресурсы могут использоваться по четырем направлениям: топливному, тепловому, механическому (силовому) и комбинированному (для использования на утилизационных ТЭЦ – УТЭЦ). Независимо от этих направлений (рис. 11.4.1) экономический эффект утилизации ВЭР рассчитывается исходя из экономии топлива за счет ВЭР, руб/год:

$$\mathcal{E}_{\text{ВЭР}} = \sum_{t=1}^{T_p} \left[\left(\begin{array}{c} C_{\text{Тт}} \cdot B_{\text{ВЭР}t} - (I_{\text{ВЭР}t} - I_{\text{зам}t}) \\ - (K_{\text{ВЭР}t} - K_{\text{зам}t}) \end{array} \right) (1 + E_{\text{ср}})^{-t} \right], \quad (11.4.7)$$

где $B_{\text{ВЭР}t}$ – экономия топлива за счет ВЭР, т.у.т./год;

$C_{\text{Тт}}$ – цена замещаемого топлива, руб./т.у.т.;

$I_{\text{зам}t}$, $I_{\text{ВЭР}t}$ – эксплуатационные издержки при эксплуатации замещаемой энергоустановки без стоимости расходуемого топлива и при утилизации ВЭР, руб./год;

$K_{\text{ВЭР}t}$, $K_{\text{зам}t}$ – капитальные затраты (основные фонды) замещаемого энергоисточника и установки (при ненадежной работе утилизатора необходимо предусматривать резервные, дублирующие мощности).

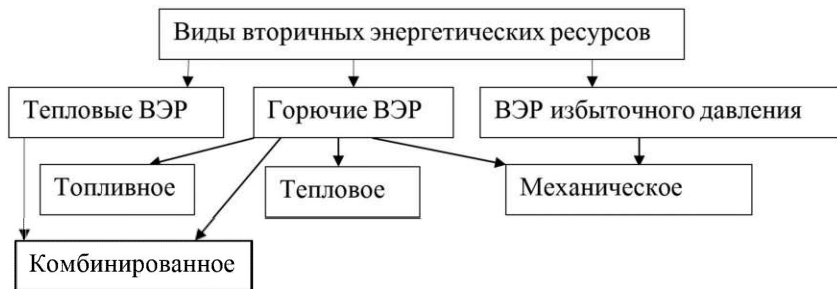


Рис. 11.4.1. Направления использования ВЭР

Повышение надежности энергоснабжения и работы энергооборудования должно предотвратить экономический ущерб от аварийных остановов производства, особенно непрерывного

(в химии, нефтехимии, металлургии и пр.), сопровождающихся также значительными энергетическими потерями из-за:

- продукции, пошедшей в брак, на изготовление которой уже затрачена энергия;

- порчи оборудования, на ремонт которого должны быть затрачены материалы, труд и энергия;

- прямых потерь энергоносителей, например, при аварийном сливе конденсата;

- энергозатрат на пуск оборудования после аварийного простоя, причем при этих пусках какое-то, иногда довольно продолжительное время, идет работа на холостом ходу и др.

Экономический эффект от повышения надежности энергоснабжения и энергооборудования \mathcal{E}_n определяется сопоставлением дополнительных капиталовложений, требующихся для этого $K_t^{\text{доп}}$, дополнительных расходов при эксплуатации устройств, повышающих надежность $I_t^{\text{доп}}$, с величиной предотвращаемого среднего экономического ущерба от перерывов энергопитания Y_{0t} , руб/год), помноженного на параметр потока отказов в системе энергоснабжения ω_t . При определении экономического эффекта учитывается разновременность потоков платежей:

$$\Delta Z_{\Sigma}^{\Delta} = \sum_{t=1}^{T_p} \left[(Y_{0t} \cdot \omega_t - I_t^{\text{доп}} + K_t^{\text{доп}})(1 + E_{\text{cp}})^{-t} \right]. \quad (11.4.8)$$

Энергосберегающая политика может и должна стать экономическим рычагом для успешной, конкурентоспособной деятельности предприятия на рынке, где с ее помощью можно получить дополнительную прибыль. Наиболее эффективно эта политика проводится при организации внутрипроизводственного коммерческого расчета и системы экономических претензий энергослужбы в отношении с заводскими потребителями энергии и энергетических услуг.

Обобщающим показателем для оценки эффективности организации энергоснабжения предприятия служит минимум средневзвешенной цены энергии ($\mathcal{C}_{\Sigma, \text{св}}$), руб·перод/(кВт·ч) или руб·период/Гкал:

$$Ц_{э.св} = \frac{I_{пок}^{зу} + I_{пок}^T + I_{экс} + I_{пр} - (D_{ген} - D_{ус})}{W_c - \Delta W_{пот} + W_p}, \quad (11.4.9)$$

где W_c – суммарный объем покупной и произведенной на собственных установках электрической и тепловой энергии, поставленной для собственных потребителей за расчетный период;

$\Delta W_{пот}$ – потери энергии в генерирующих установках, преобразующих установках и электрических и тепловых сетях энергохозяйства;

W_p – поставка энергии на внешние рынки;

$I_{пок}^{зу}$ – затраты на покупную энергию и сопутствующие услуги; $I_{пок}^T$ – затраты на покупное энергетическое топливо;

$I_{экс}$ – полные затраты на эксплуатацию и управление энергохозяйством;

$I_{пр}$ – прочие издержки, связанные с нарушением надежности и качества внешнего энергоснабжения (учитываются только при анализе отчетных показателей);

$D_{ген}$ – доходы от продажи энергии, генерируемой на собственных установках;

$D_{ус}$ – доходы от реализации на энергорынках энерготехнологических услуг.

При наличии на предприятии установок комбинированного производства (ТЭЦ) объемы электрической и тепловой энергии в показателях $Ц_{э.св}$ должны измеряться в одних единицах (кВт·ч или Гкал) посредством теоретических эквивалентов. В частности, можно использовать соотношение: 1 кВт·ч=860 ккал.

Показатель $Ц_{э.св}$ анализируется в динамике; при этом сопоставляются одинаковые по продолжительности расчетные периоды.

Как видно из выражения (11.4.9), предлагаемый критериальный показатель в комплексе учитывает основные факторы, определяющие эффективность энергоснабжения в современных условиях: энергосбережение; оптимальный выбор поставщиков топлива и энергии; экономичную эксплуатацию объектов энергохозяйства; собственный энергетический потенциал; энергетический баланс предприятия.

Приведем дополнительные показатели, которые могут быть полезны для анализа.

Коэффициент независимости электро- и теплоснабжения:

$$K_H = \frac{W_{\text{ген}}}{W_{\text{ген}} + W_{\text{пок}}}, \quad (11.4.10)$$

где $W_{\text{ген}}$ – объем собственного генерирования электрической или тепловой энергии за расчетный период;

$W_{\text{пок}}$ – объем покупной электро- или теплоэнергии.

Коэффициент участия ВЭР в энергоснабжении предприятия:

$$K_{\text{ВЭР}} = \frac{W_{\text{ВЭР}}}{W_{\text{ген}} + W_{\text{пок}}}, \quad (11.4.11)$$

где $W_{\text{ВЭР}}$ – объем выработки электрической (тепловой) энергии на основе вторичных энергоресурсов предприятия.

Коэффициент развития энергетического бизнеса:

$$K_H = \frac{D_{\text{ген}} + D_{\text{ус}}}{I_{\text{эс}}}, \quad (11.4.12)$$

где $I_{\text{эс}}$ – полные издержки энергоснабжения, учитываемые в себестоимости продукции данного предприятия за расчетный период.

Этот показатель определяет ту часть энергозатрат предприятия, которая возмещается за счет продажи на внешних рынках энергетической продукции и услуг, произведенных на данном предприятии.

11.5. Прогнозирование спроса на тепло- и электроэнергию

Развитие энергетического сектора требует значительных капиталовложений и имеет стратегическое значение для обеспечения экономического роста предприятия, города, региона и т.д. в соответствии с масштабами рассматриваемой проблемы.

Необходимым условием обоснованности принятия решений является полнота и достоверность информации. Поэтому прогнозирование потребности в энергетических ресурсах является очень важной проблемой при решении задач технико-экономического обоснования вариантов развития промышленности.

Учитывая технологические особенности производства электроэнергии и тепла, технико-экономическое обоснование развития электроснабжающих и теплоснабжающих систем должно основываться на информации о количестве потребляемой электроэнергии и тепла, и на изменения их потребления во времени. Такую информацию содержат перспективные графики нагрузки отдельных потребителей и суммарные графики нагрузки.

Для характеристики энергопотребления предприятий важное значение имеют величины максимальных нагрузок, режимы потребления, отражаемые графиками нагрузок. Графики нагрузок показывают изменение нагрузок по времени. Они различаются по видам нагрузок потребителей, длительности и сезонам.

По видам потребления выделяют графики электрической и тепловой нагрузки, а также расходов топлива. Графики тепловой нагрузки строятся по параметрам и видам энергоносителей. В зависимости от длительности рассматриваемого периода различают суточные, недельные, месячные, годовые и многолетние графики нагрузок; по сезонам года – зимние, весенние, летние и осенние.

Графики различаются также по назначению:

- отчетные (для анализа работы потребителей в энергосистеме);
- расчетные (перспективные) для планирования работы энергообъектов системы.

Расчетные графики характеризуют изменение нагрузки во времени, обусловленные регулярно действующими факторами (характер технологического процесса, сезонные изменения температуры наружного воздуха). При планировании нагрузок используются типовыми графиками. Типовые графики составляют для отдельных потребителей (промышленности, сельского хозяйства, коммунально-бытовых потребителей и др.) и с учетом периодов времени. В типовом графике используется среднесарифметические значения для всего периода.

Для характеристики энергопотребления промышленных предприятий вводится ряд показателей.

Максимальная суточная нагрузка Q'_{\max} , ГДж/ч, группы однотипных потребителей теплоты определяется их максимальными мощностями $Q'_{\max i}$ и коэффициентами спроса $v_{c i}$:

$$Q'_{\max} = \sum_{i=1}^n (Q'_{\max i} \cdot v_{c i}), \quad (11.5.1)$$

где n – количество однотипных потребителей.

Коэффициент спроса данного i -го потребителя или группы однотипных потребителей рассчитывается как произведение коэффициента загрузки на коэффициент одновременности:

$$v_{c i} = v_{з i} \cdot v_{о i}, \quad (11.5.2)$$

где $v_{з i}$ – коэффициент загрузки, характеризующий величину максимальной нагрузки потребителя, отнесенной к его максимальной мощности ($v_{з i} \leq 1$);

$v_{о i}$ – коэффициент одновременности, характеризующий долю потребителей данной группы, одновременно находящихся в работе.

Значение коэффициента спроса определяется конкретными особенностями данного производства, его технологическим режимом.

При установлении максимальной тепловой нагрузки ряда групп разнотипных потребителей дополнительно вводится коэффициент разновременности (неодновременности) v_p , учитывающий несовпадение во времени максимумов тепловых нагрузок, ГДж/ч:

$$Q_{\max} = \sum_{j=1}^m (Q'_{\max j} \cdot v_{p j}), \quad (11.5.3)$$

где m – количество групп однотипных потребителей.

Генерируемая тепловая мощность (нетто) должна быть больше максимальной тепловой нагрузки на значение потерь при транспортировке и в теплообменниках, ГДж/ч:

$$Q_{г.м} = v_p \cdot \sum \frac{Q_{max}}{\eta_{тр} \cdot \eta_T}, \quad (11.5.4)$$

где $\eta_{тр}$ – КПД транспорта тепловой энергии от турбины ТЭЦ или котельной до потребителей;

η_T – КПД теплообменников. Значения $\eta_{тр}$ и η_T обычно составляют $0,97 \div 0,98$ и $0,98 \div 0,99$.

Суточный график тепловой нагрузки зависит от технологических режимов производственных процессов, сменности, сезона года. Наиболее равномерные суточные графики имеют такие теплоемкие производства, как химические, целлюлозно-бумажные, нефтеперерабатывающие. В качестве иллюстрации на рис. 11.5.1 приведен суточный зимний график тепловой нагрузки целлюлозно-бумажного комбината.

Нагрузка отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха либо остается неизменной в течение суток, либо снижается в нерабочие часы.

Нагрузка горячего водоснабжения меняется по часам суток в соответствии с бытовыми нагрузками, нагрузками предприятий общественного питания и др. (рис. 11.5.2).

Конфигурация суточного графика тепловой нагрузки характеризуется минимальной $Q_{min c}$, средней $Q_{ср.с}$, максимальной $Q_{max c}$ нагрузками и их соотношениями.

Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки $v_{сут}$ определяется как отношение среднесуточной нагрузки и максимальной:

$$v_{сут} = \frac{Q_{ср.с}}{Q_{max c}} = \frac{Q_{ср.с} \cdot 24}{Q_{max c} \cdot 24} = \frac{Q_{сут}}{Q_{м.с} \cdot 24}, \quad (11.5.5)$$

где $Q_{сут}$ – суточное потребление теплоты, ГДж/сут.

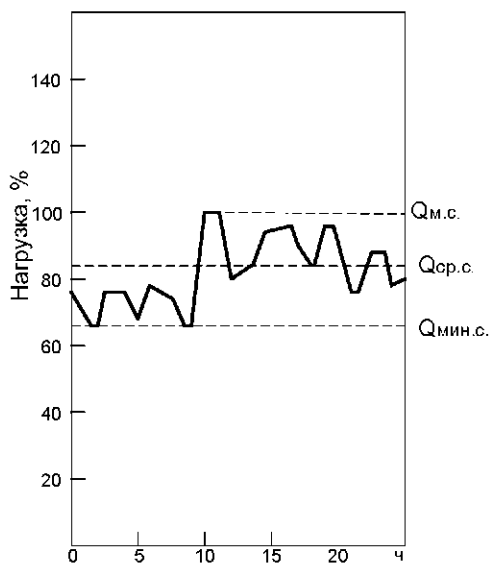


Рис. 11.5.1. Зимний суточный график тепловой нагрузки целлюлозно-бумажного комбината

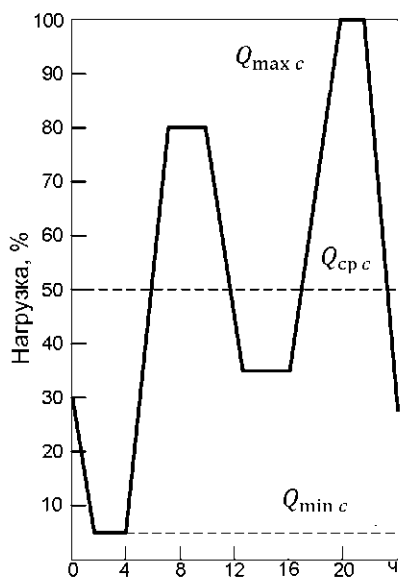


Рис. 11.5.2. Ориентировочный суточный график нагрузки горячего водоснабжения

Коэффициент минимальной нагрузки равен отношению минимальной нагрузки к максимальной:

$$v_{\min} = \frac{Q_{\min c}}{Q_{\max c}}. \quad (11.5.6)$$

Суточный график тепловой нагрузки может быть разделен на три части: пиковую, полупиковую и базисную. Конфигурация пиковой и полупиковой частей суточного графика нагрузки отражается их коэффициентом заполнения:

$$v_{\Pi} = \frac{Q_{\text{ср.с}} - Q_{\min c}}{Q_{\max c} - Q_{\min c}} \quad \text{или} \quad v_{\Pi} = \frac{v_{\text{сут}} - v_{\min}}{1 - v_{\min}}. \quad (11.5.7)$$

В течение года технологическое теплотребление меняется за счет внутригодового прироста тепловой нагрузки, изменения потерь в окружающую среду, расходов теплоты на разогрев агрегатов после холодных простоев, остановок и ремонтов.

Графики отопительно-вентиляционной нагрузки и нагрузки кондиционирования воздуха существенно меняются по месяцам года (рис. 11.5.3).

Суточные и годовые графики нагрузки определенного района теплоснабжения могут быть построены суммированием характерных суточных графиков нагрузки отдельных групп потребителей.

Годовой максимум тепловой нагрузки может быть определен из выражения:

$$Q_{\max} = \frac{Q_{\text{год}}}{h_{\text{м}}}, \quad (11.5.8)$$

где $h_{\text{м}}$ – годовое число часов использования максимальной нагрузки, ч/год.

Этот показатель представляет собой расчетное число часов, за которые была бы использована вся годовая потреб-

ность в тепловой энергии, если бы нагрузка поддерживалась максимальной.

Величина h_M , ч/год, определяется выражением вида:

$$h_M = v_{\text{сут}} \cdot v_{\text{нед}} \cdot v_{\text{мес}} \cdot v_{\text{год}} \cdot 8760, \quad (12.5.9)$$

где $v_{\text{сут}}$ – среднегодовой коэффициент заполнения суточного графика нагрузки;

$v_{\text{нед}}$ – то же недельного графика;

$v_{\text{мес}}$ – то же месячного графика;

$v_{\text{год}}$ – коэффициент заполнения годового графика нагрузки;

8760 – количество часов в календарном году.

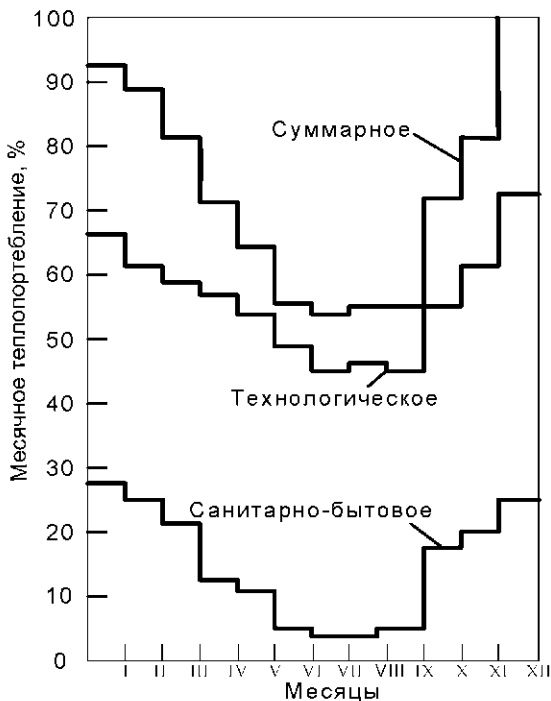


Рис. 11.5.3. График теплопотребления целлюлозно-бумажного комбината по месяцам года

Коэффициент заполнения недельного графика нагрузки отражает колебания нагрузки внутри отдельных недель по дням (главным образом, за счет выходных и праздничных дней) и определяется из выражения:

$$v_{\text{нед}} = \frac{Q_{\text{ср.мах н}}}{Q_{\text{мах н}}}, \quad (11.5.10)$$

где $Q_{\text{ср.мах н}}$ – средний за неделю расчетный максимум, ГДж/ч;

$Q_{\text{мах н}}$ – наибольший за неделю расчетный максимум, ГДж/ч.

Помимо колебаний нагрузки внутри отдельных недель имеют место колебания между неделями, вызываемые изменениями наружной температуры воздуха, температуры нагреваемой воды, приростом нагрузки.

Величина $v_{\text{мес}}$ определяется следующим образом:

$$v_{\text{мес}} = \frac{Q_{\text{ср.мах м}}}{Q_{\text{мах м}}}, \quad (11.5.11)$$

где $Q_{\text{ср.мах м}}$ – средний за месяц расчетный максимум рабочего дня, ГДж/ч;

$Q_{\text{мах м}}$ – наибольший за месяц расчетный максимум, ГДж/ч.

Коэффициент неравномерности годового теплопотребления определяется по формуле:

$$v_{\text{мес}} = \frac{\sum_{i=1}^{12} Q_{\text{мах } mi}}{12 \cdot Q_{\text{мах год}}}, \quad (11.5.12)$$

где $Q_{\text{мах } mi}$ – максимальная нагрузка за каждый месяц, ГДж/ч;

$Q_{\text{мах год}}$ – годовая максимальная нагрузка, ГДж/ч;

12 – число месяцев в году, i – число месяцев в году.

Аналогично может быть определена потребность в сжатом воздухе и электроэнергии и построены графики нагрузки.

Контрольные вопросы и задания

1. Что собой представляет энергетическое хозяйство предприятий?
2. Из каких элементов состоит система энергоснабжения и система энергоиспользования?
3. Перечислите функции управления энергетикой предприятия.
4. Что такое коэффициент полезного действия?
5. В чем отличие коэффициента полезного действия от коэффициента полезного использования?
6. Что такое вторичные энергетические ресурсы?
7. Как классифицировать вторичные энергетические ресурсы?
8. Какие существуют пути использования вторичных энергетических ресурсов?
9. Какие мероприятия по повышению технического уровня основных фондов обеспечивают экономию ресурсов в промышленности?
10. Какие организационные мероприятия носят энергосберегающий характер?
11. Укажите факторы неопределенности при оценке спроса на электрическую и тепловую энергию.
12. Какие графики электропотребления используются при планировании производственной деятельности электростанций?
13. Укажите основные характеристики графиков электропотребления.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

12.1. Перспективы развития тепло- и электроэнергетики

В настоящее время в мире наблюдается рост потребления электроэнергии как в абсолютном, так и в структурном измерении. Подходы к развитию энергетики в каждой стране различны и зависят от сложившихся экономических, географических и институциональных условий. Но общая тенденция перехода к безуглеродному производству энергии становится наиболее актуальной.

Парижское соглашение, регулирующее меры по снижению углекислого газа в атмосфере, было принято 12 декабря 2015 г. по итогам 21-й конференции Рамочной конвенции об изменении климата, состоявшейся в Париже. Целью Парижского соглашения является недопущение превышения глобальной среднегодовой температуры на Земле к 2100 г. более чем на 2°C от доиндустриального уровня и сделать все возможное для удержания потепления в пределах $1,5^{\circ}\text{C}$. Ученые полагают, что более значительный рост температуры может привести к необратимым последствиям для экологии и для климата планеты в целом. Кроме того, в Парижском соглашении речь идет о достижении целей устойчивого развития. В настоящее время средняя температура на $0,75^{\circ}\text{C}$ выше, чем среднегодовые показатели в 1850–1900 гг., что делает реализацию заявленных целей достаточно сложной. Парижское соглашение стало продолжением Киотского протокола и вступило в силу 4 ноября 2016 г. В конце сентября 2019 г. Россия приняла важное решение о ратификации Парижского соглашения по климату.

Участники Парижского соглашения берут на себя следующие обязательства:

– принять национальные планы по снижению выбросов, технологическому перевооружению и адаптации к климатическим изменениям и пересматривать их в сторону снижения выбросов каждые пять лет;

– планомерно снижать выбросы CO₂ в атмосферу, для чего к 2020 г. разработать национальные стратегии перехода на низкоуглеродную экономику,

– наладить международный обмен зелеными технологиями в сфере энергоэффективности, промышленности, строительства, сельского хозяйства и т.д.

В актуальных программах модернизации и наращивании потенциала ТЭК уже учитываются тенденции ответственного развития отечественной энергетики.

Общей мировой тенденцией развития энергетики является переход на *модель 3D: decarbonization* (декарбонизация), *decentralization* (децентрализация), *digitalization* (дигитализация или цифровизация).

Так, декарбонизация предполагает переход к чистой низкоуглеродной энергетике. Децентрализация предполагает распространение распределённой генерации – это совокупность электростанций, расположенных близко к месту потребления энергии и подключённых либо непосредственно к потребителю, либо к распределительной электрической сети (в случае, когда потребителей несколько). Дигитализация – внедрение цифровых решений в энергетике, а именно цифровых двойников, интеллектуальных систем, предиктивной диагностики в сервисе, использование больших данных для аналитики энергосистем.

Но сегодня в России особенная ситуация: в нашей стране один из самых чистых, низкоуглеродных энергобалансов в мире. Больше трети генерации приходится на гидро- и атомную энергетику. При этом, газ занимает половину энергобаланса, и в перспективе сокращения доли газовой энергетики не ожидается. В следствии этого, доля выбросов отрасли в общем объёме выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов в стране незначительна и составляет 14% и 22% соответственно. За счёт низкой стоимости топлива и высокой социальной значимости теплоснабжения потребителей, доля тепловых электростанций по-прежнему будет значительной. В настоящее время они обеспечивают более 60% производства электроэнергии и 30% централизованного тепла.

В связи с этим, декарбонизация для российской электроэнергетики может обеспечиваться не только за счёт увеличения

доли генерации ВИЭ и АЭС, но и за счёт снижения негативного воздействия на окружающую среду традиционной тепловой генерации. Несомненно, мощный импульс обновлению отрасли дал запуск программы модернизации ТЭС по договорам о предоставлении мощности (ДПМ). По планам федеральной программы по модернизации тепловых электростанций будет потрачено почти 2 триллиона рублей, а реализация запланирована до 2028 г. По мнению некоторых экспертов, газовые турбины большой мощности могут и должны стать основой модернизации российской энергетики.

В России в 2019 г. рост энергопотребления составил 0,4% и в основном обеспечен увеличением спроса на металлургических предприятиях, предприятиях деревообрабатывающей промышленности, объектов нефтегазового комплекса и железнодорожного транспорта. В соответствии с перспективными документами развития электроэнергетики к 2035 г. рост производства электроэнергии на ТЭС вырастет на 31%, но должен быть обеспечен при минимальном росте выбросов на 6% от уровня 2015 г.⁹. Достижение этих ориентиров потребует активных действий по всем направлениям:

- 1) ввод парогазовых установок с КПД выше 55%;
- 2) развитие когенерации, в том числе малой мощности;
- 3) масштабная модернизация тепловой энергетики с фокусом на повышение энергетической эффективности и экологичности, включая реализацию отдельных проектов, направленных на подавление оксидов азота на котлах ТЭС, внедрение современного золоулавливающего оборудования;
- 4) реализация решений по переводу 1,8 ГВт угольных электростанций на газ;
- 5) оптимизация режимно-балансовых показателей функционирования ТЭС, снижение УРУТ в среднем не менее 5% от текущего уровня.

Вторая волна декарбонизации будет связана с развитием технологий улавливания и хранения углерода. Производство энергии на основе ископаемого топлива с нулевыми выбросами CO₂ зависит

⁹ Энергетическая стратегия 2035.

от доступности геологических площадок для захоронения углекислого газа и строительства трубопроводов по его сбору. В настоящее время учеными уже представлены абсолютно чистые технологии, например, «цикл Аллама». Эта технология состоит в том, что природный газ сжигается в камере сгорания с чистым кислородом под высоким давлением, а получившийся в результате реакции CO_2 затем по замкнутому контуру проходит через специальную турбину и возвращается обратно в процесс. Очевидно, что сегодня подобные технологии значительно увеличивают стоимость электроэнергии, и могут быть доступны лишь в отдалённом будущем.

По данным ИНЭИ РАН потребность в мощности, которую необходимо обеспечить за счёт реконструкции крупных ТЭС либо их замены на новые мощности может достигнуть 34–41 ГВт уже к 2025 г., а к 2035 г. увеличится до 54–66 ГВт. И основная часть этой потребности приходится на европейскую часть страны, где сосредоточен основной объём тепловой генерации и потребления электроэнергии. Скомпенсировать эту потребность или «сдвинуть» дефицит возможно развитием *распределённых энергоресурсов*, особенно для дальних регионов страны.

При общей мощности российской энергосистемы 246 ГВт российские промышленники уже сейчас имеют 10–15 ГВт собственных мощностей, которые обеспечили производство 62 млрд кВт·ч электроэнергии. Основными владельцами электростанций являются металлургические предприятия, нефтегазовые компании и предприятия химической промышленности. Если так же учитывать небольшие энергоцентры для конечного потребителя (малый и средний бизнес) с мощностью 500 МВт и менее, то доля распределённой генерации в энергосистеме страны уже составляет 9–9,5%.¹⁰

Анализ существующих российских примеров распределённой генерации показывает, что большинство из них реализуется с использованием технологии когенерации.

Дополнительно вводимые объекты распределённой когенерации вместо существующих котельных, могут, как минимум, полностью закрыть оставшуюся прогнозную потребность в выра-

¹⁰ Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО.

ботке тепловой энергии. Годовая выработка тепловой энергии на котельных по прогнозу должна сократиться до 220 млн Гкал в 2035 г., а электрическая мощность новых объектов распределенной когенерации составит 30 ГВт в 2035 г. Доля производства тепловой энергии на объектах когенерации (крупных и малых электростанций) при таком прогнозном сценарии может достигнуть 70% к 2035 г. с соответствующими эффектами энергосбережения и сокращения вредных выбросов.

Распределенная когенерация имеет ряд очевидных преимуществ: повышение энергетической независимости потребителей; сглаживание пиковых нагрузок; минимизация транспорта энергоносителей; возможность использования местных энергоресурсов. Существенными условиями для конкуренции распределенной генерации и их интеграции с энергоносителями в конкретном регионе является наличие централизованных систем газо- и электро-снабжения. В случае доступности централизованных систем, распределенная генерация энергии может применяться в качестве базовых, резервных и пиковых источников. Из всех технологий распределенной генерации экономически оправданным является внедрение газовых мини ТЭС (ГТУ, ГПД).

В настоящее время, вопрос о переходе энергосистемы нашей страны на децентрализованную модель не стоит. ЕЭС России будет оставаться централизованной, а возобновляемые источники энергии – солнечные и ветровые электростанции, распределенная генерация – интегрируются в состав технологического комплекса ЕЭС.

К важным условиям развития распределенной когенерации можно отнести:

- 1) развитие генерирующих установок средне- и малой мощности на базе ПТУ, ГТУ, ГПУ, их высокая эффективность при производстве тепловой и электрической энергии;
- 2) развитие доступного рынка технологий и оборудования;
- 3) установление приоритетов развития ТЭЦ, в том числе распределенной когенерации в схемах теплоснабжения городов и поселков;
- 4) корректировка устоявшейся модели рынка с внесением изменений в нормативно-правовую базу.

Необходимо отметить, что с развитием децентрализации могут возникнуть следующие риски.

– Усложнение энергосистемы и рыночного пространства с точки зрения диспетчеризации, управления, регулирования контроля.

– Изменения традиционного принципа централизованного планирования и перспективного развития в электроэнергетике.

– Распределение ответственности за надежность электроснабжения потребителей в случае отказа.

Для минимизации рисков необходимо развитие методов эффективной интеграции распределенной генерации, в том числе механизмов включения ее в рынок, а также способов сохранения управляемости и «гибкости» энергосистемы, что крайне необходимо для поддержания высокого уровня безопасности и надежности энергосистемы страны.

Развитие цифровизации может стать драйвером и обеспечить решение поставленных задач роста российской энергетики. Создание современных цифровых платформ, где будут взаимодействовать потребители электроэнергии, сетевые и генерирующие компании обеспечат балансирование централизованной сети, например, микрогриды, системы управления режимами потребления электроэнергии.

Микрогрид – локальная система энергосетевых структур с собственными источниками энергии и источниками энергетической гибкости (системы накопления энергии, электротехнические средства регулирования перетоков мощности, управляемая нагрузка). Микрогрид может быть подключен к централизованной энергосистеме и способен взять задачу удовлетворения спроса при максимуме пиковых нагрузок, а так же может функционировать как изолированная система.

Развитие цифровых платформ в России позволило успешно реализовать в 2019–2020 гг. пилотный проект управления спросом. (англ. Demand Response). *Управления спросом на электроэнергию* – это изменение потребления электроэнергии конечными потребителями относительно их нормального профиля нагрузки в ответ на изменение цен на электроэнергию или на стимулирующие выплаты, для того, чтобы снизить потребление в периоды

высоких цен на электроэнергию на оптовом рынке или, когда системная надежность под угрозой. Управление спросом позволяет снижать цены на электроэнергию на оптовом рынке, что, в свою очередь, приводит к снижению цен на розничном рынке. Активными участниками проекта стали потребители РРЭ: промышленные предприятия, дата-центры, а также предприятия сельского хозяйства.

В рамках реализации «дорожной карты» «Энерджинет» Национальной технологической инициативы в России уже реализуются проект «Платформа», который направлен на формирование цифровой платформы сервисов (продуктов) для управления распределенной энергетикой. Проект «Канатоход» представляет собой роботизированную систему мониторинга и технического обслуживания ЛЭП в режиме реального времени.

Необходимость внедрения цифровизации, так же обоснована экономической эффективностью. Широкая автоматизация и анализ больших данных станут основой прозрачного управления, появится возможность собирать данные от системы до конечного потребителя, что значительно сократит издержки производства, передачи тепловой и электрической энергии.

Приоритетные области цифровизации энергетики состоят в следующем:

- 1) роботизация и автоматизация процессов;
- 2) повышение доступности данных и их использование для систем принятия решений;
- 3) машинное обучение персонала;
- 4) цифровизация процессов взаимодействия с потребителем;
- 5) обновление ИТ-инфраструктуры.

Важно подчеркнуть, что технологии предиктивной аналитики, поддержки принятия решений, нейросети, призванные помогать специалистам, не должны иметь превалирующее значение и заменять наработку и опыт эксплуатирующего персонала.

В ближайшей перспективе тектонические сдвиги в отрасли не будут быстрым, прежде всего, из-за централизованного распределения населения в нашей стране, и наличия доступа к дешевому ископаемому топливу. Однако российский рынок не останется в стороне от мировых тенденций: цифровизация экономики,

декарбонизация энергетики и вообще промышленности, внедрение систем хранения энергии, энергосбережение и повышение энергоэффективности оказывают позитивное влияние на электроэнергетику России.

12.2. Перспективы развития атомной энергетики

Важно отметить, что в целях охраны окружающей среды внутри страны ведется и будет продолжена работа по модернизации промышленности, внедрению инновационных материалов и цифровых технологий, развитию экологически чистого транспорта, повышению уровня переработки и снижению выбросов при использовании ископаемых топлив. Источниками с низкой удельной эмиссией парниковых газов являются АЭС, ГЭС, парогазовые установки, электростанции с использованием технологий когенерации электрической и тепловой энергии.

В этих условиях наращивание темпов строительства и ввода в эксплуатацию современных атомных электростанций (АЭС) поможет в сокращении выбросов парниковых газов.

В 2020 г. исполняется 75 лет российской атомной промышленности. Первая в мире атомная электростанция, запущена в промышленную эксплуатацию 27 июня 1954 г. в городе Обнинске Калужской области. В апреле 2002 г. выведена из эксплуатации и в настоящее время функционирует как научно-исследовательский и мемориальный комплекс.

На сегодняшний день атомная отрасль России представляет собой комплекс из около 400 предприятий и организаций, в которых занято свыше 250 тыс. человек. В структуре отрасли – четыре крупных научно-производственных комплекса: предприятия ядерного топливного цикла, атомного машиностроения, ядерного оружейного комплекса и отраслевые научно-исследовательские институты. Кроме того, в состав Госкорпорации «Росатом» входит единственный в мире атомный ледокольный флот (ФГУП «Атомфлот»). В 2019 г. российские атомные станции выработали 208,8 млрд кВт·ч, или 19% всей генерации электричества в стране. Произведенный объем электроэнергии позволил сэкономить

выбросы парниковых газов в объеме 109,5 млн тонн CO₂-эквивалента.¹¹

Многие сторонники «зеленой энергетики» по-прежнему скептически относятся к атомной энергетике, и игнорируют тот факт, что атомные станции являются одним из главных низкоуглеродных источников энергии. Обсуждение перспектив развития ВИЭ должно включать в себя учет плюсов и минусов всех источников энергии. Важно объективно оценивать экологичность и экономичность возобновляемых источников энергии. Для производства солнечных панелей и ветряных турбин требуются опасные материалы, так же до конца не решен вопрос с утилизацией отработавших лопастей ВЭС и солнечных панелей СЭС. И, учитывая эти обстоятельства, атомная энергетика заслуживает более справедливого отношения.

Возможно в будущем технологическое развитие избавит возобновляемые источники энергии от многочисленных недостатков, но мало кто реально рассматривает возможности технологического прогресса в атомной энергетике. Сейчас в мире разрабатываются новые технологии, значительно повышающие безопасность атомных станций.

Отдельные развитые страны пытаются найти баланс между использованием различных видов производства энергии, который бы обеспечивал относительную экологическую чистоту и стабильную генерацию электроэнергии. Ярким примером является Франция, которая в противовес общеевропейской тенденции отказа от атомных электростанций (АЭС) и внедрения альтернативных источников энергии, продолжает поддерживать свою атомную энергетику. Доля атомной энергетики в энергобалансе Франции составляет примерно 75%. При этом Франция поощряет диверсификацию производства электроэнергии, развивая генерацию с использованием возобновляемых источников (энергия ветра, биомасса, использование энергии океана).

В современных условиях атомная энергетика – один из важнейших секторов экономики России. Динамичное развитие отрас-

¹¹ Росатом. Опережая время.

ли является одним из основных условий обеспечения энергонезависимости государства и стабильного роста экономики страны.

В общей сложности на 10 атомных станциях России в промышленной эксплуатации находятся 35 энергоблоков: 20 энергоблоков с реакторами типа ВВЭР (из них 13 энергоблоков ВВЭР-1000, 2 – ВВЭР-1200 и 5 энергоблоков ВВЭР-440 различных модификаций); 13 энергоблоков с канальными реакторами (10 энергоблоков с реакторами типа РБМК-1000 и 3 энергоблока с реакторами типа ЭГП-6); 2 энергоблока с реакторами на быстрых нейтронах (БН-600 и БН-800). Суммарная установленная мощность всех энергоблоков составляет 29 ГВт. Эксплуатирующая организация всех российских АЭС – АО «Концерн Росэнергоатом».

В настоящее время Росатом сооружает в России 4 новых энергоблока. За рубежом ведется строительство 36 энергоблоков атомных станций, включая АЭС «Аккую» (Турция), Белорусскую АЭС (Беларусь), вторую очередь АЭС «Тяньвань» (Китай) и другие.

Стоит отметить, что российская атомная отрасль является одной из передовых в мире по уровню научно-технических разработок в области проектирования реакторов, ядерного топлива, опыту эксплуатации атомных станций, квалификации персонала АЭС. Россия обладает наиболее совершенными в мире обогатительными технологиями, а проекты атомных электростанций с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР) доказали свою надежность в процессе безаварийной работы. Атомная отрасль способна выступить локомотивом для развития других отраслей. Строительство АЭС дает импульс развитию не только отечественной промышленности, но и национальных экономик тех стран, где ведется строительство новых АЭС. Развитие применения атомных технологий в мирных целях также способствует развитию науки, образования, медицины.

Необходимо отметить, что еще несколько лет назад высказывались сомнения в будущем глобальной атомной энергетики и казалось, что будущее атомной энергетики туманно. В связи с аварийными событиями на АЭС (в частности, на Фукусиме) речь шла о том, что атомная энергетика скорее будет сворачиваться, чем развиваться. Однако в 2018 г. в мире было в совокупности

введено в эксплуатацию 10 гигавайт новых атомных мощностей, 40% из которых обеспечил Росатом. Такого количества ввода в эксплуатацию новых мощностей не было последние 30 лет. Сегодня все больше стран делают выбор в пользу атомной энергетики, науки и технологий. По данным МАГАТЭ, сейчас в мире действуют почти четыре с половиной сотни атомных энергоблоков, еще более 50 строятся.

Россия занимает лидирующие позиции в области строительства новых АЭС. Российский атомный комплекс предлагает заказчикам обеспечение всего жизненного цикла атомных станций - от проектирования АЭС, обладающих новым уровнем безопасности, строительства, эксплуатации атомных станций, снабжения их ядерным топливом, подготовки квалифицированного персонала, до вывода станций из эксплуатации. Активно ведутся разработки технологий атомной энергетики будущего.

Энергоблоки нового поколения. Начиная с 2016 г., были пущены первые в мире энергоблоки так называемого поколения «3+» (реакторные установки ВВЭР-1200). Установки обладают более высоким уровнем безопасности и лучшими экономическими характеристиками. Первый такой блок №1 Нововоронежской АЭС-2 заработал в 2016 г., второй был пущен на Ленинградской АЭС-2 в 2017 г., а в 2018 г. – блок №2 Нововоронежской АЭС-2.

Мощность реакторной установки ВВЭР-1200 по сравнению с предыдущим поколением (ВВЭР-1000) больше на 20%. За счет автоматизации и централизации функций и процессов количество персонала уменьшено на 30–40% (на 1 МВт мощности), проектный срок службы основного оборудования увеличен в 2 раза по сравнению с энергоблоками предыдущего поколения и составляет 60 лет.

Для этих блоков разработан ряд проектных решений, снижающих капитальные затраты и уменьшающие территорию площадки АЭС при сохранении всех требований технологии и безопасности: по проекту возводится одна башенная испарительная градирня на энергоблок вместо двух.

Безопасность АЭС является ключевым фактором дальнейшего развития атомной энергетики. Для блоков поколения 3+ реализованы технические решения, позволяющие обеспечить

безопасность АЭС и исключить выход радиоактивных продуктов в окружающую среду. Энергоблоки этого поколения оснащены двумя защитными оболочками с вентилируемым пространством между ними. Внутренняя защитная оболочка обеспечивает герметичность объема, где расположена реакторная установка. Внешняя оболочка способна противостоять природным (смерчи, ураганы, землетрясения, наводнений и т.д.) и техногенным (взрывы, падение самолета и т.д.) воздействиям на АЭС. Пассивные системы безопасности станции способны функционировать даже в случае полной потери электроснабжения, могут выполнять все функции обеспечения безопасности без участия активных систем и вмешательства оператора.

В нижней части защитной оболочки станции устанавливается устройство локализации расплава (УЛР), предназначенное для локализации и охлаждения расплава активной зоны реактора в случае гипотетической аварии, которая может привести к повреждению активной зоны реактора. УЛР позволяет сохранить целостность защитной оболочки, и исключить выход радиоактивных продуктов в окружающую среду даже при гипотетических тяжелых авариях.

Первый зарубежный блок поколения «3+» начал работу летом 2018 г. на АЭС «Тайшань» в Китае. На нем установлена реакторная установка EPR, изготовленная по европейскому проекту.

Важным стал пуск летом 2014 г. (в дни 60-летия первой АЭС) на четвертом блоке Белоярской АЭС реактора на быстрых нейтронах БН-800 с жидкометаллическим теплоносителем – натрием. Эта установка призвана помочь российской атомной энергетике перейти в новое качество, а именно, к работе АЭС в замкнутом ядерном топливном цикле. Использование замкнутого ядерного цикла помогает решить две ключевые проблемы: неограниченность запасов природного урана и рост объемов отработавшего ядерного топлива по всему миру.

В одном цикле соединятся эксплуатация традиционных видов реакторов (на тепловых нейтронах) и реакторов на быстрых нейтронах, где перерабатываются в энергию отходы (различные изотопы плутония) традиционных реакторов. При этом снижается как стоимость топлива в ядерном цикле, так и затраты на

захоронение отработанного ядерного топлива (ОЯТ). Необходимо отметить, что для функционирования замкнутого ядерного цикла необходима инфраструктура, которая создана в России.

В рамках проекта «Прорыв» проектируются энергоблок с реактором БН-1200, реактор БРЕСТ-ОД-300 со свинцовым теплоносителем, комплекс по производству смешанного нитридного уран-плутониевого ядерного топлива для этого реактора, а также комплекс по переработке отработавшего топлива. Этот опытно-демонстрационный энергетический комплекс планируется построить на площадке предприятия Росатома «Сибирский химический комбинат» (ЗАО Северск, Томская область).

Для замыкания ядерного цикла начато промышленное производство тепловыделяющих сборок на основе смешанного оксидного уран-плутониевого МОКС-топлива, которое со временем предстоит загрузить в реакторы типа БН. На предприятии Росатома «Горно-химический комбинат» (ГХК, Железногорск, Красноярский край) в МОКС-топливе применятся обедненный уран и плутоний, выделенный в процессе переработки отработавшего ядерного топлива энергетических реакторов на тепловых нейтронах. В настоящий момент необходима отработка технологий на БН-800 для демонстрации работы именно на промышленном МОКС-топливе.

На «Горно-химическом комбинате» осваиваются технологии «зеленой» переработки отработавшего ядерного топлива (ОЯТ), которые являются еще одним этапом замыкания ядерного топливного цикла. Специалисты ГХК в 2018 г. на пусковом комплексе опытно-демонстрационного центра своего предприятия успешно переработали первую отработавшую топливную сборку реакторов ВВЭР-1000 российских АЭС, доказав, что в ходе технологических операций можно избежать образования жидких радиоактивных отходов. На ГХК предстоит освоить технологии и прототипы промышленного оборудования, необходимые для масштабной переработки в будущем отработавшего топлива атомных станций. Для отработки технологий обезвреживания радиоактивных веществ, остающихся после переработки ОЯТ разрабатывается жидкосольевой ядерный реактор – «выжигатель».

Атомная энергетика в развитии Северного морского пути. Россия обладает единственным в мире атомным ледокольным флотом, который решает задачи обеспечения национального

присутствия в Арктике. Атомоходы обеспечивают проводку судов в акватории Северного морского пути, обеспечивают высокоширотные научно-исследовательские экспедиции, аварийно-спасательных операции во льдах на акватории Севморпути и неарктических заморающихся морей.

Но решение задач по развитию Северного морского пути требует создания более совершенных и мощных атомных ледоколов. На Балтийском заводе в Санкт-Петербурге сооружаются самые мощные на данный момент российские универсальные атомные ледоколы ЛК-60Я.

Двухосадочная конструкция атомоходов позволяет использовать их как в арктических водах, так и в устьях полярных рек. Головной ледокол «Арктика» и первый серийный ледокол «Сибирь» спущены на воду, второй серийный атомоход «Урал» пока находится на стапелях. Эти ледоколы смогут проводить караваны судов в арктических условиях, пробивая лед толщиной до трех метров. Они будут обеспечивать проводку судов с углеводородным сырьем с месторождений Ямальского, Гыданского полуостровов и с шельфа Карского моря на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Для обеспечения круглогодичной навигации в восточной части российской Арктики с ее более тяжелыми ледовыми условиями будет выполнен проект создания еще более мощных атомных линейных ледоколов «Лидер». Атомный ледокол «Лидер» будет оснащен реакторными установками РИТМ-400, за счет чего будущий атомоход будет иметь повышенные эксплуатационные характеристики. В частности, его ледопроемность должна составить до 4,3 м, а ширина прокладываемого канала – 50 м. В результате будет обеспечена круглогодичная навигация по Северному морскому пути, а также возможность проводки крупнотоннажных судов.

В связи с дальнейшим развитием арктических углеводородных проектов ожидается устойчивый рост грузопотока по Северному морскому пути. В период с 2020–2022 гг. ожидается количественный и качественный скачок грузопотока углеводородной продукции. По прогнозам он будет достигать 20 млн тонн в год. В первую очередь это связано с вводом в эксплуатацию в порту Сабетта завода по сжижению природного газа.

Плавучая АЭС. Достижением последних лет следует назвать завершение строительства и подготовку к началу эксплуатации первого в мире плавучего атомного энергоблока «Академик Ломоносов». Комплексные испытания ядерной энергетической установки ПАТЭС успешно завершились весной 2019 г. Проект российской плавучей атомной теплоэлектростанции «Академик Ломоносов», как отметили западные СМИ, стал примером успешного развития технологий безуглеродной энергетики. Плавучий энергетический блок «Академик Ломоносов» – это головной проект серии мобильных транспортабельных энергоблоков малой мощности. «Академик Ломоносов» представляет собой новый класс энергоисточников на базе российских технологий атомного судостроения. Он предназначен для эксплуатации в районах Крайнего Севера и Дальнего Востока, его основная цель – обеспечить энергией удаленные промышленные предприятия, портовые города, а также газовые и нефтяные платформы, расположенные в открытом море. «Академик Ломоносов», прибывший на место работы в чукотский порт Певск, станет полноценным энергетическим объектом в составе плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС). В перспективе ПАТЭС должна замнить выводимые из эксплуатации генерирующие мощности Чаун-Билибинского энергоузла – Чаунскую ТЭЦ в Певеке и Билибинскую АЭС в городе Билибино.

Применение небольших ядерных энергоустановок не ограничивается только плавучей АЭС. Начинается реализация идеи создания наземных атомных блоков малой мощности на основе реакторных установок РИТМ-200, примененных в проекте новых универсальных атомных ледоколов. Разработан обликовый проект такой мини-АЭС. Сейчас изучаются варианты размещения такой малой атомной станции.

Исследовательские реакторы. Развитие атомной энергетики невозможно без современной исследовательской базы, с помощью которой изучаются новые виды ядерного топлива и конструкционных материалов, решаются другие задачи для обеспечения создания новых блоков атомных станций.

В Физико-энергетическом институте имени Лейпунского в Обнинске введен в эксплуатацию комплекс быстрых физических

стендов (БФС), с помощью которых можно создавать и изучать полномасштабные модели ядерных реакторов на быстрых нейтронах. В Димитровграде на площадке Научно-исследовательского института атомных реакторов строится уникальный, самый мощный в мире многоцелевой исследовательский реактор на быстрых нейтронах МБИР, который, как считается, обеспечит атомную отрасль современной и технологически совершенной исследовательской инфраструктурой на ближайшие 50 лет. Уникальные технические характеристики МБИР позволят решать широкий спектр исследовательских задач в обоснование создания новых конкурентоспособных и безопасных ядерных энергетических установок, в том числе и реакторов на быстрых нейтронах для замыкания ядерного топливного цикла. При этом время исследований на новом реакторе, по сравнению с ныне действующими установками, сократится в несколько раз.

На базе МБИР будет создан международный центр исследований, в рамках которого и зарубежные участники будут выполнять необходимые для себя эксперименты. Таким образом, с пуском МБИР Россия укрепляет свое положение на глобальном рынке исследовательских ядерных установок.

Поскольку многие страны хотят иметь надежную и доступную по стоимости электроэнергию и при этом выполнять обязательства по сокращению выбросов углекислого газа, они обращают свой взор на атомную энергетику. Доказательством тому являются проекты по строительству АЭС «Ханхикиви» в Финляндии, «Аккую» в Турции, «Пакш-2» в Венгрии и «Эль-Дабаа» в Египте. Наблюдается интерес к атомной генерации и в других странах – Саудовской Аравии, Индии, ЮАР.

Перспективы ядерной энергетики в космосе. Проект «Создание транспортно-энергетического модуля на основе ядерной энергодвигательной установки мегаваттного класса» разрабатывается в рамках Госпрограммы «Космическая деятельность России на 2013–2020 гг.». Один из самых смелых проектов последних лет в сфере космических технологий. В рамках этих работ подготовлена конструкторская документация, изготовлены и испытаны отдельные изделия. Летный прототип ТЭМ планируется построить в 2022–2023 гг. На космодроме Восточный готовится

площадка для эксплуатации ТЭМ. Конструкторская документация на технический комплекс должна быть разработана в 2025–2026 гг. Строительство планируется запустить в 2027, а ввод в эксплуатацию состоится в 2030 г.

Основной компонент ТЭМ – ЯЭДУ мегаваттного класса реактор, который должен отличаться особой стойкостью к температурным нагрузкам, что связано с особыми режимами его работы. Тепловая мощность установки планируется 3,8 МВт, электрическая – 1 МВт. Для сброса лишнего тепла предлагается использовать капельный холодильник-излучатель, который уже прошел испытания. Электроэнергия от ядерной установки должна подаваться на электроракетный двигатель. На стадии испытаний находится перспективный ионный двигатель ИД-500. При КПД до 75% он должен показывать мощность 35 кВт и тягу до 750 мН. На испытаниях в 2017 г. Изделие ИД-500 отработало на стенде 300 ч на мощности 35 кВт. Штатные двигатели ТЭМ должны использовать только часть электроэнергии от генерирующих систем, остальная мощность пригодна для использования целевым оборудованием.

Главной особенностью ТЭМ с ЯЭДУ, принципиально отличающей его от другой ракетно-космической техники, является высочайший удельный импульс. Применение особой энергоустановки и электроракетного двигателя позволяет получать требуемые параметры тяги при минимальном расходе ядерного топлива. Таким образом, ТЭМ в теории способен решать задачи, недоступные для традиционных ракетных систем на химическом топливе.

Появляется возможность более активного использования маршевых и маневровых двигателей на всем протяжении полета. В частности, это позволяет использовать более выгодные траектории полета к другим небесным телам. 10-летний срок эксплуатации позволяет многократно применять ТЭМ в разных миссиях, сокращая расходы на их организацию.

Транспортно-энергетический модуль рассматривается в качестве многоцелевого средства для работы в космосе, как на орбитах Земли, так и на других траекториях. С его помощью в будущем планируется выводить полезную нагрузку на орбиты или отправлять к другим небесным телам. Также ТЭМ может

использоваться для обслуживания космических аппаратов или в борьбе с космическим мусором. В целом появление систем наподобие ТЭМ с ЯЭДУ даст космонавтике новые возможности во всех.

Отмечается новый тренд в атомной энергетике – растущий спрос на энергоблоки малой мощности – до 300 МВт, особенно характерный для стран, у которых недостаточно финансовых ресурсов либо просто нет потребности в атомной генерации традиционных, больших масштабов. Атомные станции малой мощности (АСММ) требуют меньше инвестиций, занимают меньше места, быстрее строятся и вводятся в эксплуатацию. В определенном смысле АСММ составляют конкуренцию возобновляемым источникам энергии в том, что касается энергетической подпитки глобального развития распределенной генерации.

Сейчас делаются первые шаги промышленного освоения этого вида генерации. Но уже в недалеком будущем это позволит решить важнейшие стратегические задачи Социально-экономического развития РФ – реализацию потенциала Северного морского пути для создания новой транспортной системы и освоение удаленных северных территорий. Такие масштабные и уникальные проблемы энергоснабжения крайне сложно решить с использованием традиционных технологий, как с точки зрения финансовых ограничений, так и технических трудностей, связанных с производством и функционированием обеспечения генерации в подобных условиях.

Но этим не ограничиваются перспективы развития технологии АСММ. По мнению разработчиков и многих экспертов они могут занять ведущие позиции среди технологий энергоснабжения для распределенной энергетики, в т.ч. в локальных изолированных энергосистемах. Это кроме всего прочего, обеспечивает успешное решение задачи коммерциализации результатов научных исследований и инновационных разработок технологического и конструкторского характера как самих АСММ, так и подготовки к промышленному производству.

На принятие решения о выборе АСММ в качестве генерирующего источника в конкретных условиях влияет множество противоречивых факторов:

- 1) высокая автономность и длительный топливный цикл (до 29 лет);
- 2) высокая конкурентоспособность в сравнении дизельными электростанциями;
- 3) высокие капитальные затраты АЭС малой мощности;
- 4) сложность работы в маневренном режиме (необходимость комбинирования с ДЭС и ПГУ/ПСУ);
- 5) высокий уровень надежности и безопасность;
- 6) уровень заводской готовности оборудования;
- 7) обеспеченность квалифицированными кадрами;
- 8) отсутствие выбросов в окружающую среду;
- 9) безопасное решение вопросов захоронения отходов.

Одни из этих факторов влияют положительно на принятия решения о выборе АСММ для энергоснабжения, а другие отрицательно. Отрицательное воздействие некоторых факторов может снизиться за счет инновационных разработок.

В настоящее время продолжаются научные исследования, проводится поиск инновационных решений инженерных, конструкторских и организационных задач, которые могут существенно повысить конкурентоспособность и расширить сферу применения АЭС малой мощности.

12.3. Перспективы развития гидроэнергетики

Гидроэнергетические ресурсы: их оценка и классификация. Часть речного стока, используемая или которая может быть использована для производства электроэнергии, образует *гидроэнергетические ресурсы*.

Гидроэнергетическая энергия рек представляет собой работу, совершаемую текущей в ней водой. В естественном, не зарегулированном состоянии эта работа расходуется на преодоление внутреннего сопротивления движению воды, сопротивления на трение в русле, размыв и перемещение частиц грунта в виде донных и взвешенных наносов. Силой, осуществляющей работу водного потока, служит собственный вес воды. Работа водного потока характеризуется разностью уровней воды в начале и конце рассматриваемого участка реки (рис. 12.3.1).

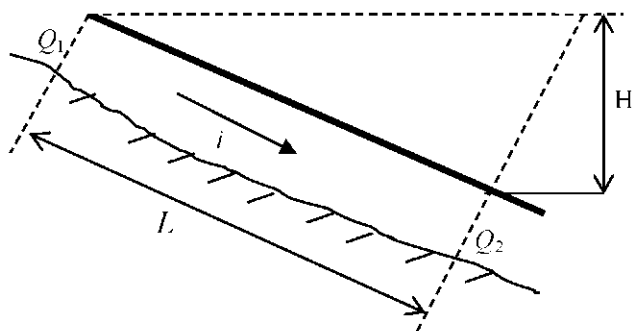


Рис. 12.3.1. Схема продольного профиля участка реки

При определении гидроэнергоресурсов реки ее разделяют на несколько участков. Мощность реки N на участке длиной L , м (работа текущей воды в течение $1с$):

$$N = 9.81 \cdot Q \cdot H, \quad (12.3.1)$$

$$Q = 0,5 \cdot (Q_1 + Q_2),$$

где H – падение участка реки (водотока), м;

Q – средний годовой расход воды, $м^3/с$;

Q_1, Q_2 – расход, соответственно, на входном и выходном сечении участка реки.

Энергия водотока:

$$\mathcal{E} = N \cdot t. \quad (12.3.2)$$

Зависимости (12.3.1.) и (12.3.2) выражают потенциальную мощность и выработку электроэнергии. Реальная или техническая мощность будет меньше за счет потерь в гидротехнических сооружениях, водоподводящих воду из реки к турбинам, потерь в самих турбинах, генераторах ГЭС и повышающих трансформаторах, учитываемых коэффициентом полезного действия η . Поэтому значение мощности N в (12.3.1) следует умножить на η . Тогда полезная мощность, кВт:

$$N = 9.81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta. \quad (12.3.3)$$

КПД водоподводящих сооружений составляет 0,8–0,96, КПД турбины – 0,9–0,98, КПД генератора – 0,96–0,98. КПД ГЭУ в целом – 0,8–0,9.

Гидротехнические ресурсы делятся на потенциальные (теоретические и валовые), технические и экономические.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы – это теоретические запасы энергии без учета технических потерь в процессе производства электроэнергии, которые подсчитываются по каждой реке отдельно с последующим интегрированием по бассейнам рек и территориям. Для этого каждая река разбивается на несколько участков от истока до устья и определяется падение реки на участке H , m , и средний расход воды на участке. Потенциальные гидроэнергоресурсы определяются, исходя из 8760 ч использования потенциальной мощности.

Технические гидроэнергетические ресурсы (технический потенциал) учитывают обязательные потери:

- в расходах воды (на испарение с водной поверхности водохранилищ, фильтрацию, протечки через различные затворы и т.п.);

- стока из-за невозможности его полного использования в связи с недостаточной емкостью водохранилищ и ограничением установленной мощности ГЭС;

- напорах (гидравлические в водоподводящих сооружениях и на решетках, невозможностью использовать часть падения реки в верховьях и приустьевых участках);

- электромеханические в оборудовании.

С учетом суммарных потерь при освоении гидроэнергетического потенциала в целом по стране определяется располагаемый технический потенциал гидроэнергоресурсов России.

Практическую значимость имеет *экономический потенциал*, т.е. та часть технического потенциала, которую в современных условиях и прогнозах о развитии энергетики и экономическим оценкам целесообразно использовать в обозримой перспективе. Экономический гидроэнергетический потенциал существенно зависит от степени изученности рек, удаленности ГЭС от места присоединения к энергосистеме, обеспеченности района использования гидроэнергии другими энергетическими

ресурсами, их качества и стоимости. Таким образом, экономический гидроэнергетический потенциал – переменная величина, зависящая от многих изменяющихся во времени факторов. Потенциал гидроэнергетических ресурсы за средний по водности год для России приведен в табл. 12.3.1

Таблица 12.3.1

Потенциал гидроэнергетики в России*

Район	Валовый потенциал, млрд кВт·ч	Технический потенциал, млрд кВт·ч	Экономический потенциал, млрд кВт·ч	Использование, млрд кВт·ч	Использование, %
Европейская часть	470	220	155	73,5	40
Северо-Запад	147	65	50	15,1	30
Центр-Урал	148	80	62	41,2	65
Юг	175	75	43	17,2	40
Азиатская часть	2495	1482	652	68,6	13
Сибирь	1286	798	422	62,7	15
Дальний Восток	1209	684	230	6,1	2
ВСЕГО	2965	1702	807	142,3	15

* данные на 2013 г.

В таблице 12.3.2 приводятся сведения об экономическом потенциале гидроэнергетических ресурсов крупнейших рек России.

Гидроэнергетический потенциал крупнейших рек России

Река	Водность в устье, тыс. м ³ /с	Потенциальная энергия рек	
		Мощность, млн кВт	Электроэнергия, млрд кВт·ч
Енисей	18,6	18,1	158,3
Лена	15,5	16,4	144,0
Ангара	4,37	10,7	93,9
Амур	10,8	9,5	82,9
Волга	7,96	6,2	54,3
Обь	12,83	5,9	51,4
Витим		5,78	50,4
Алдан	5	5,5	48,9
Нижняя Тунгуска	3,7	2,1	41,0
Кольма	3,8	4,5	39,8
Индигирка		4,48	39,6
Олекма		2,9	25,5
Иртыш	3	2,9	25,2
Вилюй	2,29	2,6	22,5
Подкаменная Тунгуска		2,07	18,0
Зея	1,8	2	17,4
Томь		1,75	15,2
Бурея		1,68	14,6
Печора	4,02	1,6	14,3
Кама	3,83	1,45	12,7
Ока	1,27	1,26	11

Гидравлическое аккумулирование энергии. Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) в отличие от обычных ГЭС представляют собой не только комплекс сооружений и оборудования для генерирования потребления электроэнергии, но и служат для ее преобразования в потенциальную энергию поднятой воды. Процессы потребления, преобразования и последующего генерирования электроэнергии, осуществляемые ГАЭС, называются гидроаккумулированием.

Работа ГАЭС, как и других аккумуляторов электроэнергии, заключается в смене двух отдельных во времени режимов: накопления энергии или заряда и ее отдачи потребителям (разряда).

Заряд ГАЭС – подъем воды гидромашинами с электрическим приводом из нижнего в верхнее водохранилище. Эти водохранилища называются также резервуарами или бассейнами. Такой режим работы происходит во время снижения электропотребления ночью, в выходные и праздничные дни, а также в сезонном интервале времени. При разряде, происходящем в часы максимума нагрузки или аварии на других станциях или электрических сетях энергосистемы, потенциальная энергия поднятой воды преобразуется в электрическую. При этом вода сбрасывается из верхнего в нижний резервуар, т.е. пропускается через турбины или обратимые гидромшины, которые работают совместно с реверсивными электромашинами, генерирующими электрический ток, как и на обычных ГЭС. Таким образом, гидроаккумуляторы при заряде работают как насосные станции, а при разряде – как гидроэлектростанции. Мощность турбинного режима выражается той же формулой, что и для ГЭС (12.7), а для насосного – формулой мощности насосных станций:

$$N_{\text{Н}} = 9.81 \cdot Q \cdot H_{\text{Н}} \cdot \eta_{\text{Н}}, \quad (12.3.4)$$

где $N_{\text{Н}}$ – мощность насосного режима, кВт;

$H_{\text{Н}}$ – подведенный напор, определяемый суммой статического напора и его гидравлических потерь;

$\eta_{\text{Н}}$ – КПД насосного режима; Q – подача воды.

Роль гидроэнергетики в экономике страны. В условиях, происходящих в России преобразований гидроэнергетика стала одним из наиболее надежно функционирующих элементов электроэнергетического комплекса.

Высокие маневренные качества гидросилового оборудования позволяют использовать ГЭС для покрытия неравномерной части графиков электрической нагрузки, регулирования частоты и напряжения электрического тока, т.е. для повышения качества

электроснабжения потребителей. ГЭС способствуют также равномерному режиму параллельной с ними работы ТЭС и АЭС, повышая надежность и экономичность эксплуатации последних.

В часы наиболее интенсивных изменений электрической нагрузки, когда скорость набора мощности значительно превышает технические возможности ТЭС и АЭС (в особенности в энергообъединениях Европейской части страны), ГЭС обеспечивают устойчивость работы энергосистем. В большинстве энергосистем на ГЭС сосредоточена основная часть оперативного резерва мощности.

Гидроэнергетика, основанная на использовании возобновляемых энергоресурсов, сберегает народному хозяйству значительное количество органического топлива, что особенно важно в современных условиях при повышении цен на топливо.

Высокая эффективность производства электроэнергии на ГЭС определяется целым рядом факторов:

- постоянная естественная возобновляемость ресурсов;
- высокая производительность труда при эксплуатации;
- низкая себестоимость электроэнергии на ГЭС;
- комплексное использование водных ресурсов в интересах энергетики, ирригации, речного транспорта, борьбы с наводнениями, водоснабжения, рекреации и т.д.;
- сравнительно меньшая потребность в сложном технологическом оборудовании.

Весьма существенно, что при эксплуатации ГЭС производственный травматизм, включая и травматизм с летальным исходом, в расчете на 1 кВт·ч вырабатываемый электроэнергии существенно ниже, чем на ТЭС с учетом предприятий по добыче и транспорту топлива.

Экономия трудовых ресурсов при эксплуатации ГЭС обуславливают:

- значительно более высокая производительность труда по сравнению с ТЭС и АЭС;
- высокая степень автоматизации производства;
- отсутствие затрат труда на добычу, транспорт, переработку топлива и удаление его отходов.

В результате численность персонала, используемого при эксплуатации ГЭС, примерно в 12–15 раз ниже, чем на альтернативных

ТЭС и АЭС с обслуживающими их топливными базами и транспортом, которые пришлось бы соорудить при гипотетической предпосылке отсутствия действующих ГЭС. Особенно необходимо снижать потребность в трудовых ресурсах в трудодефицитных районах Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера, где она составила примерно 150 тыс. чел. Около 60% указанного снижения численности работающих в отраслях ТЭК и на транспорте относится к профессиям, используемым на тяжелых и вредных для здоровья работах по добыче топлива, в горячих цехах ТЭС и др. Этот фактор – важный социальный эффект эксплуатируемых ГЭС.

Высокая экономическая эффективность гидроэнергетики обусловлена отсутствием топливной составляющей себестоимости электроэнергии, слабой изнашиваемостью основных фондов, сравнительно меньшими расходами на заработную плату, совершенством технологического процесса. Средняя себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии на ГЭС в несколько раз ниже, чем на ТЭС.

Комплексное использование водных ресурсов. Гидроэнергетического строительства в России осуществляется с учетом транспортной реконструкции речной сети, развития ирригации, промышленного и коммунального водообеспечения, рыбоводства, уменьшения угрозы разрушительных наводнений.

Комплексные гидроузлы внесли большой вклад в решение транспортной проблемы. Каскады на Волге, Каме и Дону заложили основу единой глубоководной транспортной сети европейской части России, связывающей все омывающие ее моря и центральные районы страны. Объем грузоперевозок пароходствами центральных бассейнов Волги, Камы и Дона составляет 260 млн т, что в 2,5 раза превысило возможности этих водотоков в их естественном состоянии. Это обстоятельство исключило необходимость создания дополнительных двухпутных железнодорожных линий меридионального направления протяженностью около 2 тыс. км каждая.

Зарегулированный сток рек надежно обеспечил водными ресурсами промышленность, коммунально-бытовой сектор и сельское хозяйство прилегающих территорий. Без регулирования стока во многих регионах страны возникали бы острые проблемы с водообеспечением крупных регионов.

Созданные при строительстве ГЭС водохранилища – действующее средство борьбы с наводнениями. Гидроузлы на Волге, Каме, сибирских и дальневосточных реках надежно защищают от разрушительных паводков территории суммарной площадью примерно 1,2 млн га с развитым производством и многомиллионным населением, решая тем самым сложные социальные и экологические задачи.

Практически все водохранилища ГЭС в настоящее время интенсивно используются населением как зоны рекреации и туризма.

Экологические аспекты. Снижение загрязнения воздушного бассейна, особенно окислами углерода, и предотвращение развития «парникового эффекта» на планете стало одной из глобальных мировых проблем. Гидроэнергетика в этом отношении абсолютно чистое направление. Технологический процесс производства гидроэнергии экологически безвреден. При нормальном состоянии оборудования ГЭС могут полностью отсутствовать какие-либо вредные выбросы в окружающую среду. Вместе с тем, возведение гидроэнергетических объектов оказывает на нее влияние. При возведении единичных гидроузлов это влияние оказывается локальным. Однако сооружение каскадов крупных водохранилищ и другие водохозяйственные мероприятия могут изменить природные условия в больших масштабах.

Влияние сооружения гидроэнергетических объектов на окружающую среду разделяется на период строительства и период эксплуатации. Первый сравнительно невелик – 5–7 лет. В это время в районе строительства гидроузла нарушается естественный ландшафт. В связи с прокладкой дорог, постройкой промышленной базы и поселка резко возрастает уровень шума. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в русло с механическими примесями. Она загрязняется также коммунально-бытовыми стоками строительного поселка. В период строительства начинается подъем воды в верхнем бьефе, в результате заполнения водохранилища изменяется расход воды и ее уровень в нижнем бьефе.

Во *втором* происходит разностороннее влияние гидроэнергетических объектов на окружающую среду. Наиболее существенное влияние оказывают водохранилища, создание которых

всегда влечет за собой ряд изменений в природных условиях и объёктах народного хозяйства затрагиваемой территории, причём эта территория может быть весьма обширной. Например, Куйбышевское водохранилище, имеющее площадь зеркала при нормальном уровне 6450 км, находится в пределах двух областей и трех республик.

Воздействие водохранилищ на окружающую среду зависит от географического положения и типа водохранилища (горные, предгорья, равнинные), геологического строения и гидрогеологической характеристики его ложа и бортов, площади, конфигурации и объема, глубины его сработки, режима эксплуатации и других условий.

Воздействие водохранилищ на природные условия затрагиваемых территорий может быть положительным и отрицательным. *Положительное влияние* водохранилищ как регулятора стока распространяется на территории значительно большие, чем те, на которых они располагаются. Например, орошение земель, осуществляемое с помощью Волгоградского водохранилища, охватывает огромную территорию Заволжья и Прикаспийской низменности. Однако сооружение их имеет и *отрицательные последствия*. При проектировании, строительстве и эксплуатации необходимо способствовать повышению положительных и снижению отрицательных последствий сооружения гидроузлов. Ниже приведены возможные последствия при возведении гидроузлов.

Затопление земель – главный негативный фактор гидроэнергетики по ее влиянию на окружающую среду и социально-экономическую сферу. Крупное гидроэнергетическое строительство, осуществляемое в 1950–1960 гг. на европейской части бывшего СССР, в том числе России, преимущественно в равнинных условиях размещения водохранилищ, сопровождалось изъятием значительных земельных ресурсов. В результате строительства ГЭС и создания водохранилищ комплексного и энергетического назначения в России затоплено 4,5 млн га земель (в том числе 1,6 млн га сельскохозяйственных угодий; 2,1 млн га лесных площадей и 0,8 млн га прочих земель).

Перемещение гидроэнергостроительства в горные и предгорные районы Северного Кавказа, Сибири и Дальнего Востока в

сочетании с экономически обоснованным выбором подпорных отместок водохранилищ и инженерными мероприятиями позволило более рационально использовать земельные ресурсы.

Создание водохранилища как регулятора стока в ряде случаев позволяет получить сельскохозяйственные угодья за счет орошения земель и защиты плодородных угодий от наводнений по площади, значительно большей затопливаемых площадей.

После создания водохранилищ отдельные участки примыкающих к ним территорий приобретают дополнительную ландшафтную ценность за счет активизации природных процессов и наличия вблизи привлекательного водного объекта. В ряде случаев это приводит к необходимости создания на таких участках заповедных и охраняемых территорий.

Другие аспекты воздействия водохранилища на окружающую среду.

Подтопления в верхнем бьефе. Зоны подтопления образуются в результате подъема грунтовых вод и приводят к заболачиванию земель, подтоплению различных сооружений, населенных пунктов и связанному с этим ухудшением санитарных условий местности.

В засушливых районах подтопление улучшает условия произрастания растений при соответствующих глубинах почвенных вод. Однако при неблагоприятных условиях подтопление может приводить к засолению почвы, т.е. к ухудшению условий произрастания растений.

Переформирование берегов. Процесс регулирования стока и происходящие в связи с этим колебания уровня воды в водохранилище вызывают переработку берегов и дна, что, в свою очередь, сопровождается уменьшением размеров водохранилища, отложением в нем различных пород, образованием подводных отмелей и отложением взвешенных наносов.

Гидрологический режим. Создание водохранилищ и сам процесс регулирования стока приводит к изменениям гидрологического режима. Из-за увеличения зеркала водной поверхности резко возрастают потери воды на испарение, что влечет за собой увеличение безвозвратных изъятий воды из реки. Изменяется собственно гидрологический режим реки.

Температурный режим воды. Летом и осенью температура воды в водохранилище становится ниже, чем в реке: начинается более ранний ледостав и сокращаются сроки навигации. В зимнее время температура глубинных слоев водохранилища более высокая, чем в реке. Поэтому после прохождения воды через турбины ГЭС в нижнем бьефе возникают полыньи, длина которых достигает в некоторых случаях нескольких километров.

Климатические условия. Это выражается в изменении температуры воды и воздуха, образовании заболоченных территорий, мелководий, хорошо прогреваемых солнцем при глубине 1–1,5 м, например, на Цимлянском, Волжских, Каховском и других водохранилищах. Повышение температуры воды, выпускаемой из водохранилищ зимой через турбины, и создание в результате этого больших незамерзающих участков в нижнем бьефе приводит к усилению испарению, туманам, повышенной влажности воздуха при весьма низких отрицательных температурах, как, например, в нижнем бьефе Красноярской ГЭС.

Влияние водохранилищ на фауну (животный мир). Все животные из зоны затопления переселяются на территорию с более высокими отметками. При этом видовой состав их и численность, как правило, уменьшаются.

В ряде случаев водохранилища способствуют обогащению фауны новыми видами водоплавающих птиц.

Влияние на рыбное хозяйство. Необходимо отметить обстоятельства:

– сооружение плотины ГЭС препятствует проходу рыбы к местам естественных нерестилищ, а создаваемые в некоторых случаях рыбопропускные устройства не всегда успешно работают;

– требования рыбного хозяйства к режиму стока полностью противоречат задачам регулирования стока, т.е. той цели, для которой создается водохранилище, – при ранней сработке водохранилища после весеннего половодья осушаются мелководья, что отрицательно влияет на нерест рыбы в верхнем бьефе, ежедневные колебания на значительную величину нижнего бьефа отрицательно влияют на нерест рыбы в нижнем бьефе;

– глубокая сработка водохранилища зимой в средней полосе страны может повлечь за собой замор рыбы на мелководных участках водохранилища.

С целью создания оптимальных условий для нереста рыбы пропуск воды в нижний бьеф осуществляется в строгом соответствии с требованиями рыбного хозяйства. В тех случаях, когда ущерб предотвратить не удастся, предусматривается строительство компенсационных рыбохозяйственных объектов (рыбоводных заводов, нерестово-вырастных хозяйств).

Было бы неправильно утверждать, что все воздействия водохранилищ на окружающую среду, а их гораздо больше, чем здесь рассмотрено, имеют только отрицательную сторону. Обычно каждое из них обладает комплексом как отрицательных, так и положительных свойств.

Нельзя также утверждать, что все формы воздействия водохранилищ неизбежны и представляют собой органические пороки гидротехнического строительства. Многие из этих воздействий, проявившись в практике создания и эксплуатации водохранилищ, явились следствием или неправильного их проектирования, или нарушением правил эксплуатации водохранилищ и гидротехнических сооружений в целом. Так, вредное воздействие водохранилищ на рыбное хозяйство удастся в значительной мере нейтрализовать правильным проектированием и надлежащим уровнем эксплуатации водохранилища.

Мероприятия по охране природы. Гидроэнергетические объекты следует проектировать с минимальным ущербом природе. В целях контроля и предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС организовано наблюдение за:

- протечками и утечками технологических масел;
- качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
- утечками элегаза, применяемого в комплексном распределительном устройстве.

Кроме того, учитывая специфику крупных водохранилищ комплексного и энергетического назначения, на них проводятся следующие виды наблюдений:

- метеорологические;
- гидрохимические;
- гидробиологические, включая ихтиологические.

По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

При создании водохранилищ предусматривается водоохранная зона водохранилища, на территории которой планируются защитные лесонасаждения и лесовосстановительные мероприятия. Водоохранная зона позволит ограничить поступление в водохранилище загрязняющих веществ с поверхностным стоком.

На базе специально выполненных научных исследований в просекты ГЭС включен широкий комплекс мероприятий по защите растительного и животного мира:

- лесовосстановление взамен затопленных лесных площадей;
- вынос из зоны затопления редких, реликтовых и краснокнижных видов растений;
- плантационное выращивание ценных пород;
- специальный режим пропусков, исключаяющий иссушение в нижнем бьефе;
- отлов и перемещение из зоны затопления ценных видов животных;
- создание звероферм и зверопитомников;
- организация охраняемых и заповедных территорий;
- строительство рыбозащитных, рыбопропускных и компенсационных объектов.

Общая величина затрат на природоохранные, компенсационные и социальные мероприятия могут составлять для ГЭС современного поколения до 30% общей суммы затрат на создание объекта.

12.4. Перспективы развития возобновляемой энергетики

Нетрадиционная энергетика – это альтернативные и перспективные способы получения электрической или тепловой энергии без использования традиционных видов топлива, что позволяет снизить отрицательное воздействие энергетического комплекса на окружающую среду.

Активное развитие нетрадиционной энергетики в последние десятилетия связано с:

- истощением запасов горючих ископаемых;
- ужесточением экологических норм по выбросам в окружающую среду;
- появлением инновационных высокоэффективных энергетических технологий;
- политической нестабильностью в мире и необходимостью повышения энергетической безопасности и др.

К нетрадиционной энергетике относятся:

- возобновляемые источники энергии (ВИЭ);
- нетрадиционные технологии использования традиционных невозобновляемых видов топлива, например, водоугольное топливо и синтетическое жидкое топливо;
- переработка и сжигание твердых бытовых отходов;
- управляемый термоядерный синтез и др.

Одним из наиболее перспективных видов нетрадиционной энергии является ВИЭ. *Возобновляемая энергия* – это «зеленая» и неисчерпаемая, по меркам человечества, энергия, которая генерируется посредством природных процессов на планете, таких как ветер, солнечный свет, движение воды, биологические процессы и тепловая энергия верхних слоев земли и океана. Правительство РФ на законодательном уровне осуществляет поддержку генерации на основе ВИЭ начиная с 2007 г., когда были приняты поправки в Федеральный закон «Об электроэнергетике». Были обозначены основные направления, принципы и методы поддержки электроэнергетики на основе ВИЭ: выпуск сертификатов, подтверждающих определенный объем генерации на основе возобновляемых источников, с последующим погашением; установление надбавки к равновесной цене оптового рынка для генераторов на основе ВИЭ; установление обязательного объема покупки электроэнергии, произведенной на основе ВИЭ, для покупателей на оптовом рынке.

Геотермальная энергия. В качестве источников геотермальной энергии используют вулканические области, горячие источники воды или пара. Большие объемы тепловой энергии хранятся в глубине Земли, что объясняется высоким температурным показателем земного ядра. Наиболее значимой в мире

является бинарная электростанция в Новой Зеландии (остров Северный), ее доля в энергосистеме страны составляет 14%. На территории России расположены 4 геотермальных станции (ГеоЭС). Первая из них была создана еще во времена СССР на Камчатке.

Преимущества геотермальной энергетики: неисчерпаемость источников; сезонная и суточная независимость. Среди минусов можно отметить: минерализация и, изредка, токсичность термальных вод, что вызывает необходимость после переработки закачивать воды обратно в подземные недра; вероятность возникновения землетрясений при вмешательстве в слои Земли.

Энергия приливов и волн. Мировой океан создает энергию разнообразных видов: энергия биомассы; приливов и отливов; энергия океанических течений; тепловая.

Лидером по разработке технологий развития приливной энергетики выступит Великобритания. Единственная приливная электростанция в России расположена в губе Кислая Баренцева моря, возле поселка Ура-Губа Мурманской области.

Биоэнергетика. Данный альтернативный источник относится к вторичным, его вырабатывают из биотоплива.

К альтернативному биотопливу относят: отходы сельского хозяйства и деревообработки (твердое); биодизель, биомазут, метанол, этанол, бутанол (жидкое); водород, метан, биогаз (газообразное).

Россия обладает большим биоэнергетическим потенциалом. Прежде всего это огромная территория и многочисленные леса; большое количество древесных и сельскохозяйственных отходов. Так же стабильной сырьевой базой для биоэнергетики могут стать биосодержащие отходы, которые генерирует агропромышленный комплекс страны. В России практически все крупные предприятия целлюлозно-бумажной промышленности используют возобновляемые источники энергии (кородревесные отходы, щелока) для производства электрической и тепловой энергии. Но основное препятствие развития биоэнергетики в России связано с действующим законодательством, которое обязывает все объекты генерации с установленной мощностью более 25 МВт продавать выработанную электроэнергию исключительно на оптовом рынке. Однако для генерирующих объектов биоэнергетики – это совсем не

выгодно. Таким образом, строительство крупных генерирующих мощностей на основе биомассы государством фактически не стимулируется.

Объем выработки электроэнергии, подтвержденный сертификатом, на квалифицированных объектах ВИЭ с различными источниками энергии 2014–2019 г. на розничном и оптовых рынках представлен на рис. 12.4.1.

С 2013 г. в России реализуется поддержка развития ВИЭ через договоры на поставку мощности (ДПМ): на конкурсе побеждает тот инвестор, который максимально снизит CAPEX (капитальные вложения) в проект. CAPEX возвращается за счет повышенных платежей потребителей.

Стоимость строительства ветроэлектростанций (ВЭС) и солнечных электростанций (СЭС) значительно снизилась за последние годы, что делает их конкурентоспособными по сравнению с традиционными источниками. В таблице 12.4.1. представлена динамика снижения капитальных затрат на проекты ВИЭ за период 2013–2019 г.¹² Благодаря сложившейся конкуренции на рынке ВИЭ в 2016–2019 гг. удалось значительно снизить среднюю величину плановых капитальных затрат по проектам на 1 кВт установленной мощности: в солнечной энергетике этот показатель по итогам 2019 г. упал на 59,5% по сравнению с 2015 г., в сфере ветрогенерации за аналогичный период – на 58,2%.

Таблица 12.4.1

Средняя величина плановых капитальных затрат по итогам конкурсных отборов проектов ВИЭ, тыс. руб./кВт

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
СЭС	115,7	111,6	122,8		112,5	78,2	49,8
ВЭС	64,9		155,1	136,0	102,9	67,6	64,9
МГЭС		146,0	174,0		163,9	174,5	175,9

¹² По данным Минэнерго <https://minenergo.gov.ru>

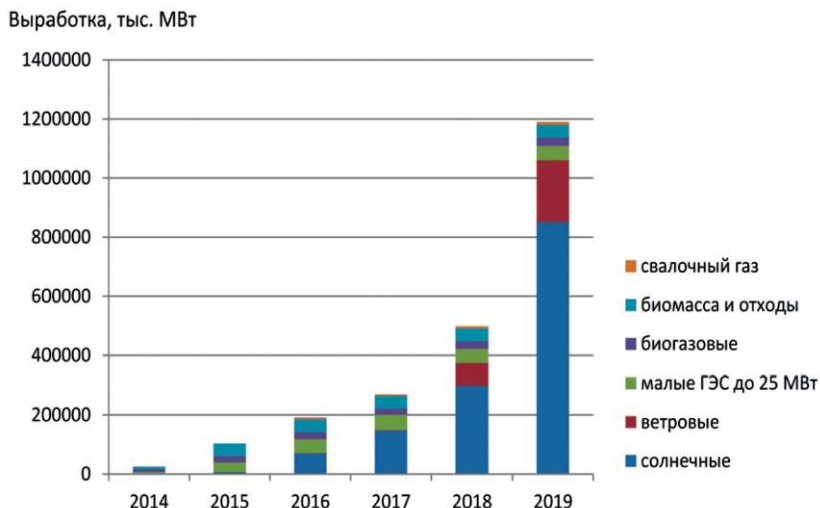


Рис. 12.4.1. Объем выработки э/э на квалифицированных объектах ВИЭ 2014–2019 года на розничном и оптовых рынках¹³

Как предполагает Минэнерго, энергорынок сможет «полностью прекратить практику применения каких-либо специальных мер поддержки ВИЭ с 2036 г. По данным министерства экономики САРЕХ на отборе 2035 г. упадет до 42,54 тыс. руб. за 1 кВт для ВЭС и 17,651 тыс. руб. за 1 кВт для СЭС.

Правительством РФ приняты принципиальные решения о продлении программы поддержки ДПМ ВИЭ в РФ на период 2025–2035 гг. в сегменте оптового рынка. Это решение позволит сохранить создающийся российский промышленный потенциал производства энергооборудования на базе ВИЭ, встроиться в общемировые тренды развития энергетических систем, снизить негативное воздействие на окружающую среду и использовать значительные российские природно-климатические ресурсы.

¹³ НП «СОВЕТ РЫНКА».

При реализации этой программы предполагается не только продлить возможность заключения ДПМ ВИЭ, но и усовершенствовать эту модель исходя из:

- поэтапного повышения значений КИУМ (табл. 12.4.3) и снижения уровня затрат на единицу вырабатываемой электрической энергии, что приведет к поэтапному снижению цены электрической энергии, выработанной объектами ВИЭ;

- повышения глубины локализации производства компонентов;

- установления норм о том, что полная оплата мощности, поставленной на ОРЭМ объектами, вводимыми по ДПМ ВИЭ, будет производиться лишь при условии соблюдения целевых показателей уровня экспорта основного и вспомогательного оборудования.

В *солнечной энергетике* наблюдается экспоненциальное снижение стоимости фотоэлементов из кристаллического кремния (с 76 долл. в 1997 г. до 0,30 долл. в 2019 г.). Среди перспективных технологий фотоэлементов можно назвать плоские солнечные многопереходные панели, тонкопленочные солнечные панели, гибридные солнечно-ветровые установки и перовскитные солнечные батареи. В настоящее время в России введено в эксплуатацию 46 и строится еще 27 солнечных электростанций (СЭС) в различных регионах страны. Самой крупной является СЭС Перово (Республика Крым) с установленной мощностью 105,56 МВт, объем инвестиций составил 15 млрд 767 млн руб.

Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России представлена в табл. 12.4.2. В рамках программы ДПМ в 2024 г. доля ВИЭ в энергетическом балансе РФ должна составить 4,5%

Из таблицы видно, что лидером среди регионов стал Южный Федеральный округ, где за 10 лет введены СЭС установленной мощностью 642 МВт, а вложения в них составили 74 млрд рублей. При этом, Краснодарский край испытывают дефицит мощностей порядка 7 ГВт и как следствие сталкиваются с регулярными перебоями в энергоснабжении, особенно в летние месяцы. Все это совместно с низкой стоимостью СЭС будет стимулировать российский бизнес переходить на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в ближайшие годы.

**Структура установленной мощности электростанций
объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2020**

Энергообъединение	Всего, МВт	ВЭС		СЭС	
		МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	246 342,45	184,12	0,07	1362,72	0,55
ОЭС Центра	52 648,58	–	–	–	–
ОЭС Средней Волги	27 493,88	85,4	0,31	120	0,44
ОЭС Урала	53 696,44	1,66	0,00	329	0,61
ОЭС Северо-Запада	24 472,11	5,1	0,02	–	–
ОЭС Юга	24 857,73	91,96	0,37	688,52	2,77
ОЭС Сибири	52 104,76	–	–	225,2	0,43
ОЭС Востока	11 068,95	–	–	–	–

В настоящее время в России введено 16 *ветроэлектростанций* (ВЭС), а 7 изолированных ВЭС расположенных в северных отдаленных населенных пунктах. Важно отметить, что распространение технологий ВИЭ на удаленных территориях, не охваченных централизованным электро-, тепло- и газо-снабжением, способствует значительному развитию этих территорий.

Можно отметить основные технологические тренды в области ветроэнергетики: увеличение габаритов ВЭУ; использование легких высокопрочных материалов в лопастях, башнях, гондолах и др.; совершенствование систем управления и силовой электроники; совершенствование редукторных и безредукторных ВЭУ.

Сравнительный анализ коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) СЭС и ВЭС по сравнению с традиционной энергетикой электростанций по отдельным регионам представлен в табл. 12.4.3.

**Коэффициенты использования
установленной мощности СЭС и ВЭС
по сравнению с традиционной энергетикой электростанций
по ЕЭС России и отдельным ОЭС в 2019 гг., %**

	2019				
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
ЕЭС России	45,68	43,85	79,82	19,91	14,14
ОЭС Центра	40,35	22,06	76,53	–	–
ОЭС Средней Волги	38,94	37,71	85,60	27,77	14,23
ОЭС Урала	54,98	44,90	75,17	6,24	13,17
ОЭС Северо-Запада	44,20	46,71	74,09	23,36	–
ОЭС Юга	41,38	37,77	95,98	12,70	14,91
ОЭС Сибири	42,99	48,64	–	–	12,18
ОЭС Востока	47,04	41,01	–	–	–

Для более быстрого перехода к использованию ВИЭ необходима разработка инструментов стимулирования «зеленой энергетики»:

- выдача зеленых сертификатов;
- налоговые льготы;
- специальные условия кредитования;
- приоритет в подключении к сетям.

Зеленые сертификаты – достаточно распространенный в мире инструмент учета (подтверждения происхождения) и поддержки ВИЭ в электроэнергетике (применяются ко всем типам ВИЭ, включая солнечную энергию, энергию ветра, геотермальную энергию, энергию вод, энергию биомассы и другие). Существуют рынки добровольных зеленых сертификатов и рынки с обязательствами. В первом случае речь идет о покупке сертификатов компаниями с корпоративными целями по доле ВИЭ в производстве или потреблении энергии для формирования положительного климатического имиджа. Во втором случае – об обяза-

тельств компаний производить или потреблять энергию на основе ВИЭ для подтверждения достижения установленных целей.

Инициатором введения в России зеленых сертификатов является Ассоциация «НП Совет рынка», которая в 2018 г. подготовила концепцию системы обращения сертификатов, подтверждающих производство электроэнергии с использованием ВИЭ.

Для отработки возможностей использования платформенных и цифровых решений Совет рынка в рамках «Энерджинет» НТИ планирует запустить пилотный проект в московском регионе по цифровой идентификации электроэнергии, выработанной на основе ВИЭ, с использованием технологии блокчейн.

Необходимо подчеркнуть, что увеличение доли ВИЭ в энергобалансе имеет мультипликативный эффект и способствует развитию таких технологий, как: системы накопления энергии; технологии smart grid; интеллектуальные системы прогнозирования выработки и спроса; системы предиктивной аналитики состояния энергооборудования; интеллектуальные системы диспетчеризации и коммерческого учета; решения интернета энергии IoEN (в части развития микрогенерации).

12.5. Перспективы развития водородной энергетики

Водород – бесцветный газ без вкуса и запаха, легче воздуха в 15 раз. Водород не встречается на Земле в свободной форме, а встречается в виде соединений, таких, как например вода, метан, соли и кислоты различных веществ. Поэтому водород необходимо извлекать из прочих связанных соединений и преобразовать для получения конечной энергии, и то и другое требует энергозатрат.

Основное направление *водородной энергетики* изучает полный жизненный цикл водородной отрасли, которая включает в себя: получение, хранение, транспортировку, полезное использование водорода.

На сегодняшний день водородная энергетика развивается по основным направлениям:

– разработка эффективных методов добычи водорода, которые могут стать широкомасштабными, однако при этом будут максимально экономичными и безопасными для окружающей среды;

– развитие инфраструктурной сети, позволяющей дешево и оперативно транспортировать, перекачивать и сохранять добываемый водород.

– совершенствование водородных топливных элементов. Водород – один из наиболее эффективных способов создания долгосрочных хранилищ энергии.

Методы получения водорода. Одним из главных преимуществ водородной энергетики является большое разнообразие химических способов получения водорода. Сегодня в качестве сырья для производства водорода доминируют углеводороды. Более 68% водорода получают сейчас из природного газа, 16% из нефти, 11% – из угля и 5% – из воды с помощью электролиза.

Большую часть водорода и водородсодержащих продуктов производят при помощи *паровой конверсии природного газа*: водяной пар при температуре 700–1000°C смешивают с метаном под давлением в присутствии катализатора. Этот дешевый процесс еще долго не будет иметь никаких конкурентов по себестоимости получаемого водорода. При этом половина газа расходуется на сам процесс. Чтобы сэкономить природный газ и снизить нагрузку на окружающую среду, разработали схему паровой конверсии метана с подводом тепла от высокотемпературного газоохладителя реактора (ВТГР).

Самым старым в мире считается способ получения водорода при помощи процесса газификации угля. Для этого он нагревается до диапазона температур от 800 до 1300 градусов Цельсия. Полученным водородом снабжают турбины электростанций для выработки электричества. Необходимо отметить, что использование угля сопровождается большими выбросами CO₂ и ртути. Схематически метод представлен на рис. 12.5.1.

Существуют три промышленных способа реализации *электролизной технологии производства* водорода. Они отличаются типом используемого электролита и условиями проведения электролиза. Метод высокотемпературного электролиза водяного пара представлен на рис. 12.5.1. Важно отметить, что себестоимость производства водорода из воды (различные виды электролиза) в 3–6 раз выше, чем получение водорода из природного газа. Это обусловлено высокими (70–90%) затратами на электроэнергию.

Этот метод используют лишь тогда, когда необходимо получить особо чистый водород.

В перспективе можно ожидать, что параллельно с разработкой термических, термохимических, биохимических и других методов получения водорода из воды, в ближайшее время начнутся интенсивные работы по усовершенствованию существующих и созданию более экономичных новых методов электролитического разложения воды на базе электрической энергии выработанной на основе ВИЭ и станций, работающих на атомной энергии.

Паровая конверсия метана и электролиз – это базовые технологии, вокруг которых, по мнению большинства исследователей, будет развиваться сектор производства водорода.

В современных условиях, кроме экономических показателей, не менее важной характеристикой процессов получения водорода становится их углеродный след. Паровая конверсия метана приводит к эмиссии углекислого газа – 10 кг CO₂ / кг H₂. Поэтому такой водород называют «серым» – он либо сопоставим с обычным природным газом, либо в 2,5 раза хуже него по этому показателю (если в качестве сырья используется уголь).

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду производство «серого» водорода необходимо комбинировать с технологиями по улавливанию и хранению углекислого газа. Полученный таким образом водород называют «голубым». Другая альтернатива «серому» водороду – «зеленый» водород, получаемый электролизом с помощью энергии с минимальным углеродным следом – в первую очередь, от ВИЭ и АЭС.

Сократить себестоимость «зеленого» водорода может помочь ускоренное развитие рынка электролизеров и удешевление электроэнергии от ВИЭ. Глобальный рынок электролизеров находится в очень ранней фазе развития: объемы производства в год недостаточны для быстрого движения по «кривой обучения» – мало поставщиков компонентов, малая степень автоматизации и т.д.

«Голубой» и «зеленый» водород, таким образом, могут дополнять друг друга: в период до 2040–2050 гг. (когда их цена в среднем по миру сравняется) «голубой» водород может стать эффективным посредником для развития других элементов технологической цепочки. В настоящее время активно развивается инфраструктура по доставке и хранению водорода.

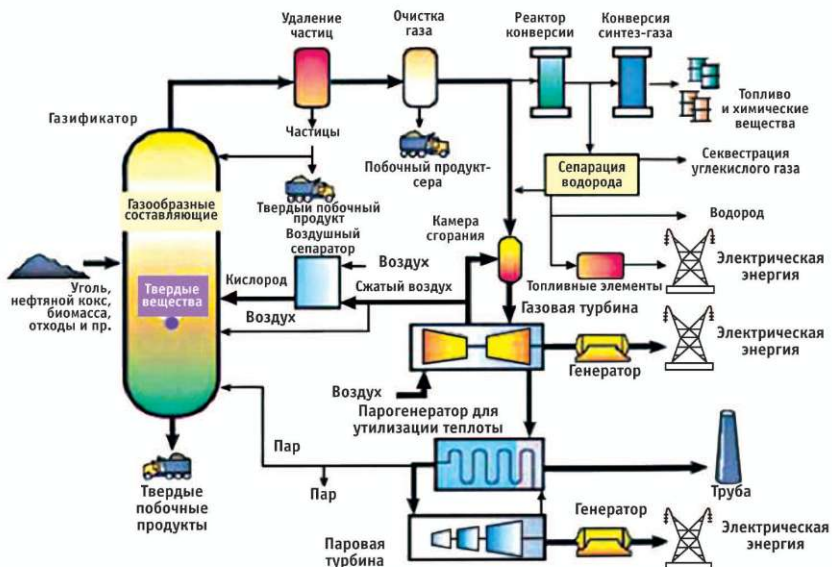


Рис. 12.5.1. Метод газификации угля

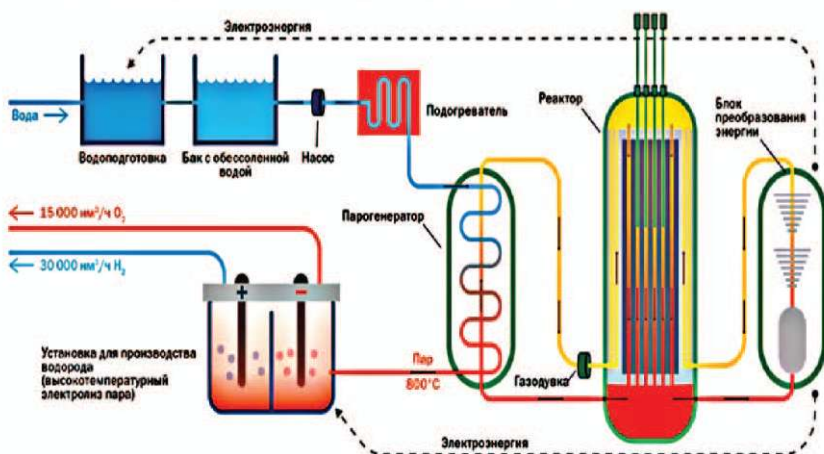


Рис. 12.5.2. Метод температурного электролиза

Транспорт водорода. Водород также отличает относительное удобство долгосрочного масштабного хранения и транспортировки на любые расстояния. Наземный транспорт водорода в сжатом и сжиженном виде (автомобильный, железнодорожный и трубопроводный) – десятилетиями отработанная технология, которая является основной сегодня и останется таковой в среднесрочной перспективе. Для водорода не обязательно создавать собственную трубопроводную систему – можно использовать уже имеющуюся, созданную для природного газа, подмешивая водород в газ до определенного предела

В США действует 750 километров, а в Европе – 1500 километров водородных трубопроводных систем. Трубопроводы действуют при давлении 10–20 бар, изготовлены из стальных труб диаметром 25–30 см. Старейший водородный трубопровод действует более 50 лет в районе германского Рура, 210 километров трубопровода соединяют 18 производителей и потребителей водорода. Самый длинный трубопровод длиной 400 километров проложен между Францией и Бельгией.

Потребление водорода. На сегодня существует два основных рынка потребления водорода (до 80% общего потребления):

- производство аммиака;
- производство метанола.

В химической промышленности водород также используют в производстве мыла и пластмасс. В газопереработке водород необходим для получения смесей, например, с этиленом и пропиленом.

К примеру, в Японии действует целая госпрограмма создания бытовых автономных водородных станций – их уже несколько тысяч. Также японцы работают над программой широкомасштабного использования водорода для производства электричества и тепла. Прежде всего посредством модернизации энергетического сектора и увеличения числа электростанций, работающих на водородном топливе.

В перспективе водород будет использоваться в качестве топлива на транспорте. Автопроизводители уже сейчас серийно выпускают автомобили на водородном топливе. Стоимость

наиболее распространенных моделей на рынке Honda Clarity – 51,000 евро, Toyota Mirai – 78,600 евро, Hyundai ix35 Fuel Cell – 65,400 евро.

Ожидается существенное повышение спроса на водород в нефтепереработке – с его помощью будут повышать качество нефти. Водород активно используют для увеличения глубины переработки, очистки нефтепродуктов от серы, производства ГСМ.

Возможность кратко- и долгосрочного хранения – это базовое преимущество водорода, как энергоносителя, по сравнению с электроэнергией.

Все чаще водород используют в автономных источниках электроэнергии мощностью от одного до нескольких тысяч кВт.:

- портативные приборы и аккумуляторы,
- резервные генераторы,
- системы энергообеспечения собственных нужд различных энергоустановок,
- робототехника,
- беспилотные аппараты,
- генераторы для постоянного снабжения теплом и электричеством частных домов, бизнес-центров, больниц.

В России уже сегодня есть частные примеры применения водородной энергии: водородные топливные элементы неожиданно оказались отличным решением для квадрокоптеров. При аналогичной массе по сравнению с аккумулятором запас водорода обеспечивает до пяти раз большее время полета квадрокоптера. При этом мороз никак не влияет на эффективность. Экспериментальные дроны на топливных элементах производства российской компании AT Energy применялись для съемок на Олимпиаде в Сочи.

В России есть не только огромные неиспользованные ресурсы, но и собственные теоретические технологические разработки и перспективный внутренний спрос на водородные технологии.

Согласно энергетической стратегии России на период до 2035 г. «Прогнозируется, что водород, используемый сегодня в основном в химической и нефтехимической промышленности,

в перспективе способен стать новым энергоносителем, замещающим углеводородные энергоносители, и сформировать «водородную экономику». Необходимо подчеркнуть, что водородные технологии наукоемки, находятся в самом начале «кривой обучения», у них большой потенциал к росту эффективности и снижению стоимости.

Для реализации имеющегося в стране потенциала и достижения заложенных в Энергетической стратегии целей планом мероприятий («дорожной картой») по развитию водородной энергетики предусмотрены следующие основные направления работ:

- разработка отечественных низкоуглеродных технологий производства водорода методами конверсии, пиролиза метана, электролиза и других технологий, в том числе с возможностью локализации зарубежных технологий;

- увеличение масштабов производства водорода из природного газа, а также с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), атомной энергии;

- обеспечение законодательной поддержки производства водорода;

- разработка и реализация мер государственной поддержки создания инфраструктуры транспортировки и потребления водорода и энергетических смесей на его основе;

- стимулирование спроса на внутреннем рынке на топливные элементы на водороде в российском транспорте, а также на использование водорода и энергетических смесей на его основе в качестве накопителей и преобразователей энергии для повышения эффективности централизованных систем энергоснабжения;

- создание нормативной базы в области безопасности водородной энергетики; интенсификация международного сотрудничества в области развития водородной энергетики и выход на зарубежные рынки.

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите три ключевых элемента модели развития энергетики?
2. В чем заключается цифровая трансформация отрасли?
3. Какие особенности технологии генерации электроэнергии с использованием ядерного топлива определяют её конкурентные преимущества?
4. Назовите основные направления технологического развития атомной энергетики, которые позволят расширить сферу применения ядерной энергетики.
5. Какие факторы необходимо учитывать при прогнозировании динамики доли российской атомной энергетики на мировом рынке ядерных технологий?
6. Какие преимущества имеют АЭС малой мощности по сравнению с альтернативными видами генерации?
7. Назовите факторы, определяющие высокую эффективность производства электроэнергии на ГЭС.
8. Какое воздействие на окружающую среду оказывает возведение ГЭС? Перечислите положительные и отрицательные факторы.
9. Опишите различные виды возобновляемой генерации.
10. Какие цели развития ВИЭ запланированы в России?
11. Назовите перспективные методы получения водорода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данный учебник является результатом труда сотрудников кафедры экономики в энергетике и промышленности в области изучения, систематизации и представления данных о взаимосвязи и взаимного влияния таких аспектов экономики энергетике, как технологическая структура, проектирование и капитальные затраты, имущество энергокомпаний, рынка труда, рынка финансов и инвестиций, а также энергомашиностроения, влиянии процессов, происходящих в технической сфере в энергетике, организации рынков и экономики отрасли. Издание является четвертым по счету, улучшенным и дополненным по содержанию.

В учебник традиционно вошли такие разделы, как анализ ресурсов организации, финансовые результаты, экономическая оценка инвестиций, управление кадрами. Подробно рассмотрены все составляющие имущества энергокомпаний, подходы к оценке их стоимости, методики анализа эффективности их использования и выявления резервов.

При этом актуальными представляются как вопросы непосредственно экономического характера, такие как анализ издержек, инвестиции, ценообразование и развитие рынков, так и разделы, касающиеся организации технологических процессов и их отражение в бухгалтерской и операционной документации, планирование операционной деятельности и организации ремонтов на энергопредприятии. Некоторые разделы претерпели значительную модернизацию и совершенствование, актуализацию в части анализа и учета стратегического развития отрасли и современных тенденций трансформации экономики отрасли.

С развитием технологий, трансформацией рынков и эволюцией системы регулирования и контроля энергетике, как крупнейшей сферы не только производства, но и финансов, всё большую значимость приобретает всесторонняя подготовка инженеров и менеджеров, занимающих различные должностные позиции как в энергокомпаниях, так и в органах государственной власти, работа которых связана с регулированием, контролем, мониторингом и координацией деятельности в

энергокомплексе и смежных отраслях промышленности, таких как энергомашиностроение, биллинг, жилищно-коммунальное хозяйство, ресурсоснабжение.

Данное издание содержит необходимые сведения об экономических процессах, протекающих на предприятиях отрасли, о элементах для отражения специфики отраслевого производства в финансовых и коммерческих документах, а также современные инструменты анализа, позволяющие сформулировать выводы об эффективности инвестиционных решений, целесообразности производства и реализации работ и услуг, необходимости привлечения тех или иных ресурсов для развития предприятия.

Однозначно можно утверждать, что, овладев комплексными знаниями по экономике энергетике, представленными в данном учебнике, обучающийся приобретёт уверенность в понимании сути взаимосвязи технологических процессов в энергетике (технике и технологии) и их отражении на экономических параметрах деятельности энергокомпании и отрасли в целом.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ работы энергетических блоков мощностью 150–1200 МВт за 2000 г. М.: СПО ОРГРЭС, 2001.
2. Барановский, А.И. Экономика промышленности: учеб. пособие – В 3-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 1 Общие вопросы экономики и управления / А.И. Барановский, Н.Н. Кожевников, Н.В. Пирадова и др. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
3. Быстрицкий, Г.Ф. Основы энергетики: учебник / Г.Ф. Быстрицкий; 4-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2017.
4. Волкова, И.О. Эффективное управление производственными активами электросетевых компаний / И.О. Волкова. – СПб.: изд-во Политехн. ун-та, 2008.
5. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2035 года. Утв. Распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2017 г. 1209-р.
6. Горфинкель, В.Я. Экономика предприятия: учебник / В.Я. Горфинкель / под ред. проф. В.Я. Горфинкеля; 6-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2013.
7. Дворецкая, М.И. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России: справочник / М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Лушников и др. / под общей ред. В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2018.
8. Зубакин, В.А. Математические методы и модели на оптовом рынке электрической энергии и мощности: учебно-метод. пособие / В.А. Зубакин, Н.П. Тихомиров, А.И. Голик и др. – М.: РЭУ им. Г.В. Плеханова, 2014.
9. Каленская, Е.В. Экономика предприятия и оценка экономической эффективности инвестиционных проектов: учеб. пособие / Е.В. Каленская, В.А. Щевьёва, В.В. Бологова и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
10. Катаргин, Н.В. Экономико-математическое моделирование: учеб. пособие / Н.В. Катаргин. – СПб.: Лань, 2018.
11. Кожевников Н.Н. Экономика промышленности: учеб. пособие – В 3-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2 РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети /

Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова, Н.С. Чинакаева и др. – М.: Издательство МЭИ, 1998.

12. Кожевников Н.Н. Экономика промышленности: учеб. пособие – В 3-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 3 Промышленная энергетика. Реализация продукции / Н.Н. Кожевников, А.Н. Златопольский, И.С. Бохман и др. – М.: Издательство МЭИ, 1998.

13. Лыкова, О.А. Оценка финансово-экономической эффективности инвестиций в развитие электрических сетей района: учеб. пособие / О.А. Лыкова, В.В. Бологова, Г.В. Шведов. – М.: Изд-во МЭИ, 2016.

14. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – М.: Экономика, 2000.

15. О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций / Постановление Правительства РФ №43 от 25.01.2019.

16. Обзор российского ветроэнергетического рынка за 2018 год / Российская ассоциация ветроиндустрии (РАВИ), март 2019.

17. Рогалев, Н.Д. Введение в специальность. Основы экономики топливно-энергетического комплекса: учеб. пособие / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, В.Я. Пейсахович и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009.

18. Рогалев, Н.Д. Экономика энергетики: учеб. пособие / Н.Д. Рогалёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2005.

19. Рогалев, Н.Д. Экономика энергетики: учебник / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011.

20. Рогалев, Н.Д. Экономические и технологические основы энергоэффективного производства электроэнергии и тепла с использованием турбин малой и средней мощности / Н.Д. Рогалев, В.А. Федоров, Е.А. Федоров. – М.: Издательство МЭИ, 2002.

21. Сухарева, Е.В. Методы распределения затрат при формировании себестоимости энергии: монография / Е.В. Сухарева. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2018.

22. Сухарева, Е.В. Экономика топливно-энергетического комплекса России: учеб. пособие / Е.В. Сухарева. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2018.

23. Фомина, В.Н. Экономика электроэнергетики: учебник / В.Н. Фомина. – М.: Государственный университет управления, 2005.

24. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс] Дата обращения: 12.09.2020. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/nodc/1026>

25. «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»)/Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 29.08.2020)

26. Child M. [et al.]. Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100 % renewable energy system in Europe // Renewable Energy. 2019. No. 139. P. 80–101.

27. Jadun, Paige, Colin McMillan, Daniel Steinberg, Matteo Muratori, Laura Vimmerstedt, and Tricu Mai. Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2019.c.

28. World Atlas and Industry Guide – Hydropower&DAMS London: The International Journal on Hydropower and Dams. Aqua-Media International Ltd, 2014.

Учебное издание

**Рогалев Николай Дмитриевич, Курдюкова Галина Николаевна,
Абрамова Елена Юрьевна, Амелина Анна Юрьевна,
Бологова Валентина Владимировна, Кетоева Наталья Леонидовна,
Коповалова Оксана Геннадьевна, Крыленко Елизавета Евгеньевна,
Лькова Ольга Александровна, Мусасва Диана Эркиновна,
Никифорова Дарья Владимировна, Сухарева Евгения Викторовна,
Фрей Диана Аркадьевна, Шувалова Дарья Георгиевна,
Щевьева Вера Александровна**

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Учебник

Редактор Д.Р. Чернова
Компьютерная верстка Л.А. Маматовой

Подписано в печать 14.06.21. Печать офсетная. Формат 60х90 1/16
Печ. л. 25,25. Тираж 100 экз. Изд. № 20у-113 Заказ № 174

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.
Отпечатано в типографии ИИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.