

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное агентство по образованию

ГОУВПО

«Амурский государственный университет»

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой энергетики

\_\_\_\_\_ Н.В.Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2007 г.

Г.В. Судаков, Н.С. Бодруг

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС  
ПО ДИСЦИПЛИНЕ  
«ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО  
ПРОИЗВОДСТВА»**

Благовещенск, 2007

*Печатается по разрешению  
редакционно-издательского совета  
энергетического факультета  
Амурского государственного  
университета*

Г.В. Судаков, Н.С. Бодруг

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Организация энергетического производства» для студентов очной и заочной форм обучения специальностей: 140101 – «Электрические тепловые станции», 140204 – «Электрические станции», 140211 – «Электроснабжение», 140205 (100200) – «Электроэнергетические системы и сети», 140203 (210400) – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

Учебное пособие составлено в соответствии с Государственным стандартом по направлению «Электроэнергетика» и «Теплоэнергетика», включает в себя: наименование тем, цели и содержание лекционных, семинарских и практических занятий; тестовые задания для контроля изученного материала; темы рефератов, докладов, вопросы для самостоятельной работы; а также вопросы для итоговой оценки знаний; список рекомендуемой литературы; учебно-методическую карту дисциплины.

## АННОТАЦИЯ

Настоящий УМКД предназначен в помощь студентам всех форм обучения на энергетическом факультете при изучении дисциплины «Организация энергетического производства».

При его написании учитывались рекомендации из положения «Об учебно-методическом комплексе дисциплины». УМКД разрабатывался на основе утвержденных в установленном порядке Государственного образовательного стандарта, типовых учебных планов.

В данном учебно-методическом комплексе отражены следующие вопросы: соответствие дисциплины «Организация энергетического производства» стандарту; показана рабочая программа дисциплины; подробно описан график самостоятельной учебной работы студентов по дисциплине на каждый семестр с указанием ее содержания, объема в часах, сроков и форм контроля; расписаны методические указания по проведению самостоятельной работы студентов и практических занятий; предложен краткий конспект лекций по данному курсу; методические рекомендации по выполнению курсовой, практических и домашних работ; показан перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятельности студентов; методические указания по применению современных информационных технологий для преподавания учебной дисциплины; контрольные вопросы к зачету и экзамену.

Исключением стали следующие пункты, которые не предусматриваются рабочей программой дисциплины «Организация энергетического производства»:

- методические рекомендации по проведению лабораторных занятий;
- методические указания по выполнению лабораторных работ;
- комплекты заданий для лабораторных работ, контрольных работ, домашних заданий.

Данная дисциплина введена в учебный план как факультативная дисциплина, поэтому типовая Федеральная программа отсутствует.

## СОДЕРЖАНИЕ

|   |            |
|---|------------|
| <b>Введение</b>   | <b>5</b>   |
| <b>1. Рабочая программа дисциплины</b>                                  | <b>7</b>   |
| <b>2. График самостоятельной учебной работы студентов по дисциплине</b> |            |
| <b>«Организация энергетического производства»</b>                       | <b>30</b>  |
| <b>3. Практические занятия. Методические рекомендации.</b>              | <b>31</b>  |
| <b>4. Краткий конспект лекций по дисциплине «Организация</b>            |            |
| <b>энергетического производства»</b>                                    | <b>33</b>  |
| <b>5. Методические указания к практическим занятиям</b>                 | <b>161</b> |
| <b>6. Методические указания по выполнению домашних заданий и</b>        |            |
| <b>контрольных работ</b>  | <b>174</b> |
| <b>7. Перечень программных продуктов, используемых при изучении</b>     |            |
| <b>курса «Организация энергетического производства»</b>                 | <b>175</b> |
| <b>8. Методические указания по применению современных</b>               |            |
| <b>информационных технологий для преподавания учебной дисциплины</b>    | <b>176</b> |
| <b>9. Методические указания профессорско-преподавательскому составу</b> |            |
| <b>по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний</b> | <b>177</b> |
| <b>10. Комплекты заданий для выполнения практических работ</b>          | <b>178</b> |
| <b>12. Контрольные вопросы к экзамену</b>                               | <b>200</b> |
| <b>13. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-</b>        |            |
| <b>преподавательского состава</b>                                       | <b>203</b> |

## ВВЕДЕНИЕ

Изучения данного курса «Организация энергетического производства» студентами электроэнергетических специальностей вызвано тем, что деятельность энергетического предприятия (компании, объединения) в рыночных условиях требует от инженера умения компетентно, ответственно и главное эффективно принимать решения в производственном и технологическом процессе, умения и практики организации производства, а также планирования, координирования и контроля работы предприятия в целом, умения управлять реализацией инвестиционного проекта.

Так как профессиональная работа выпускника по направлениям «Электроэнергетика» и «Теплоэнергетика» связана с управленческой деятельностью, а также с проектной деятельностью, то необходимо признать целесообразность изучения курса «Организация энергетического производства» студентами, обучающимися по специальностям: 140101 – «Электрические тепловые станции», 140204 – «Электрические станции», 140211 – «Электроснабжение», 140205 (100200) – «Электроэнергетические системы и сети», 140203 (210400) – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» в соответствии с требованиями Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению 140000 «Электроэнергетика».

В процессе изучения данной курса перед студентами ставятся следующие задачи:

- овладение знаниями в области организации энергетического производства;
- изучение основ и методов управления предприятием, методов оптимизации его работы;
- изучение основ управления проектами в области энергетики и энергосбережения;

- применение полученных знаний в практике управленческой работы в организациях и учреждениях электроэнергетики и энергетических подразделений организаций и предприятий.

Формирование у будущих специалистов теоретических знаний и практических навыков организации и управления деятельностью предприятия энергетической отрасли, а также в подразделениях энергетических служб промышленных и жилищно-коммунальных предприятий во многом зависит от организации преподавателем учебного процесса по отдельной дисциплине, а учебно-методический комплекс учебной дисциплины одна из важных составляющих этого процесса.

Данное пособие составлено с учетом рекомендаций учебно-методического отдела АмГУ

# 1. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

Федеральное агентство по образованию Российской Федерации  
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
Государственное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
(ГОУВПО «АмГУ»)

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по учебно-научной работе

\_\_\_\_\_ Е.С. Астапова

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2006 г.

## РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

По дисциплине «Организация энергетического производства»

для специальностей:

140205 (1002) – «Электроэнергетические системы и сети»

140211 (1004) – «Электроснабжение»

140203 (2104) – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»

140204 (1001) – «Электрические станции»

140101 (1005) – «Тепловые электрические станции»

| Курс 4, семестры | 140204 |    | 140211 |    | 140205 |    | 140203 |    | 140101 |    |
|------------------|--------|----|--------|----|--------|----|--------|----|--------|----|
|                  | 8      | 9  | 8      | 9  | 8      | 9  | 8      | 9  | 8      | 9  |
| Лекции часов     | 30     |    | 30     |    | 30     |    | 30     |    | 30     |    |
| Практ. часов     | 15     |    | 15     |    | 15     |    | 15     |    | 15     |    |
| Самост. часов    | 15     | 30 | 15     | 30 | 15     | 30 | 15     | 30 | 15     | 30 |
| Курс. раб.       |        | +  |        | +  |        | +  |        | +  |        | +  |
| Экзамен          | +      |    | +      |    | +      |    | +      |    |        |    |
| Зачет            |        |    |        |    |        |    |        |    | +      |    |
| Всего часов      |        |    |        |    |        |    |        |    |        |    |

Составитель Судаков Г.В., к.э.н., доцент

Факультет энергетический

Кафедра Энергетики

Благовещенск 2006

Рабочая программа составлена на основании Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению 140000 (650800) «Электроэнергетика». В рамках данного направления на кафедре Энергетики реализуется подготовка дипломированного специалиста по специальностям: 140101 (100500) – «Электрические тепловые станции», 140204 (100100) – «Электрические станции», 140211 (100400) – «Электроснабжение», 140205 (100200) – «Электроэнергетические системы и сети», 140203 (210400) – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»

Рабочая программа обсуждена на заседании кафедры  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_ г., протокол № \_\_

Зав. кафедрой энергетики

Н.В. Савина

Рабочая программа рассмотрена на заседании учебно-методического совета  
направления электроэнергетика и теплоэнергетика  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_ г. Протокол № \_\_

Председатель УМС \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_)

СОГЛАСОВАНО

Начальник УМУ

\_\_\_\_\_ Г.Н. Торопчина

«\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_ г.

СОГЛАСОВАНО

Заведующий выпускающей  
кафедрой

\_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_ г.

СОГЛАСОВАНО

Председатель УМС факультета

\_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_ г.

## 1. Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе

Государственный образовательный стандарт предусматривает изучение курса "Экономика и организация энергетического производства" для всех энергетических специальностей.

Энергетика является базовой инфраструктурной отраслью, обеспечивающей внутренние потребности народного хозяйства и населения в электро- и теплоэнергии, а также экспорт электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья. От ее функционирования зависят состояние систем жизнеобеспечения и развитие экономики России.

Новые сложные задачи, стоящие перед энергетикой (развитие рыночных отношений, разделение энергокомпаний по видам бизнеса; формирование оптового и потребительского рынков электрической энергии и мощности, повышение эффективности работы реформируемых энергокомпаний), требуют подготовки специалистов более высокого уровня квалификации, владеющих вопросами экономики, управления, организации и планирования энергетического производства, анализа финансово-хозяйственной деятельности; управления финансами, инвестициями, рисками компании.

### **Выдержки из государственного стандарта:**

#### **СП.02. (140204) Электрические станции**

#### **СД. 05. Экономика и организация энергетического производства:**

Экономика использования энергетических ресурсов страны; организация проектирования и строительства энергообъектов; финансовое хозяйство энергопредприятия; расчет себестоимости производства и передачи электроэнергии и теплоты; маркетинг на предприятии; ценообразование; методы формирования тарифов на энергию; налоги, прибыль, рентабельность; новые формы управления в энергетике; планирование производственной мощности энергопредприятий; организация труда; организация планирования и ремонтов оборудования; учет и отчетность на энергопредприятиях; бухгалтерский учет.

#### **СП.03. (140205) – Электроэнергетические системы и сети.**

### **ГСЭ. В.3 Организация энергетического производства:**

Определение экономической эффективности капитальных вложений в объект; составление сметно-финансового расчета; финансирование строительства новых объектов; кредитование строительства; заказчики, подрядные организации, связь заказчиков с подрядными и проектными организациями; основные и оборотные фонды; амортизация основных фондов и их воспроизводство; себестоимость выработки и передачи электроэнергии.

#### **СП.04. (140211) – Электроснабжение**

### **ГСЭ.В.3. Организация энергетического производства:**

Определение экономической эффективности капитальных вложений в объект; составление сметно-финансового расчета; финансирование строительства новых объектов; кредитование строительства; заказчики, подрядные организации, связь заказчиков с подрядными и проектными организациями. Фонды; амортизация основных фондов и их воспроизводство; себестоимость выработки и передачи.

#### **СП. 05. (140101) Тепловые электрические станции**

#### **СД.08. Экономика и управление энергетическими предприятиями**

Структура производства электрической энергии и теплоты и организация управления энергетическими предприятиями, пути их совершенствования; капитальные вложения, источники инвестиций; основные фонды и оборотные средства: структура, динамика, показатели, пути повышения эффективности использования; ценообразование, прибыль, налоги, рентабельность; приведенные затраты; финансирование, кредитование, ценные бумаги; учет и анализ производственно-хозяйственной деятельности энергетических предприятий.

#### **СП.06. (140203) Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем**

### **ГСЭ.В.3. Организация энергетического производства:**

Характеристика энергетических предприятий и энергоресурсов, экономика их использования. Особенности структуры основных и оборотных

---

средств в энергетике, инвестирование в энергетическую отрасль. Экономические показатели деятельности энергопредприятий. Особенности ценообразования в энергетике. Критерии финансово-экономической эффективности инвестиций в энергообъекты. Выбор оптимального варианта энергообъекта.

### **1.1. Пояснительная записка**

**Организация энергетического производства** – это наука, изучающая особенности функционирования и развития отрасли во взаимосвязи с другими отраслями экономики страны, а также особенности управления ею при формировании рыночных отношений.

**Предметом изучения данного курса** являются экономические взаимоотношения субъектов энергетики между собой, с субъектами других отраслей на рынках ресурсов, а также с государственными и региональными органами власти: в том числе: организация проектирования и строительства энергообъектов; организация рыночных отношений в энергетике; изучение основ развития электроэнергетической отрасли РФ, новые формы управления в энергетике; планирование производственной мощности энергопредприятий; организация труда; организация планирования и ремонтов оборудования; финансовый анализ предприятия, управление риском проекта.

**Основная цель дисциплины** – раскрытие экономической природы отношений субъектов рынка, возникающих в процессе их хозяйственной деятельности, на основе экономического анализа факторов производства и реализации энергии, а также знания экономической природы и механизмов формирования себестоимости, рентабельности, ценообразования и эффективности энергетического бизнеса.

**Объектом изучения дисциплины** является энергетическая компания или энергетическое подразделение, основным видом деятельности которых является обеспечение потребителей электрической энергией, а также поддержание энергетического объекта в рабочем состоянии и строительство новых энергетических объектов.

---

### **Основные задачи курса:**

- сформировать у студента современные навыки организационной работы на предприятии;
- выработать системный подход к профессиональной работе в организации;
- дать представление о стадиях проектирования энергетических объектов;
- научить применять на практике принципы разработки и бизнес-планирования экономических и проектных решений;
- выработать навыки разработки, реализации управленческих решений.

### **1.2. Принцип построения курса**

В лекционном курсе в целостной форме обобщаются полученные ранее знания по экономике и математике и на их основе формируются задачи изучения данного курса – получение студентами знаний структуры управления энергетическими предприятиями, основ ценообразования на продукцию энергетических предприятий, знание методов оценки эффективности инвестиционных проектов, знаний организации работы энергетических предприятий на энергетическом рынке, знания принципов формирования себестоимости и прибыли, знания основ бизнес-планирования инвестиционных проектов, знания принципов формирования системы планово-предупредительных ремонтов на предприятии.

Курс базируется на использовании материала общенаучных и обще профессиональных дисциплин (математики, экономики, психологии, деловому общению и культуре речи) и специальных дисциплин «Электроснабжение», «Эксплуатация и ремонт электрооборудования».

Курс взаимосвязан с дисциплинами: «Управление персоналом» и «Надежность в энергетике».

### **1.3. Знания и умения студента**

В результате изучения курса студент должен знать:

- цели и задачи реформирования электроэнергетики России,;
-

- организационную структуру управления отраслью и энергокомпаниями;
- основные экономические категории и понятия;
- основные методы экономической оценки проектов;
- основы бизнес-планирования инвестиционных проектов;
- основы бухгалтерского учета и отчетности на предприятии;
- основные методы оценки риска;
- основы организации системы планово-предупредительных ремонтов;

Студент должен уметь:

- планировать и прогнозировать спрос на электрическую и тепловую энергию;
- рассчитывать основные технико-экономические показатели;
- составлять график ремонтов оборудования;
- определять себестоимость продукции по экономическим элементам;
- оценивать финансовую состоятельность и экономическую эффективность проекта;
- рассчитывать штатную численность и формировать структуру персонала организации;
- оценивать риск принятия производственных и проектных решений;
- рассчитывать оптимальное распределение мощности между энергетическими агрегатами в энергокомпании;
- разрабатывать бизнес-план и резюме проекта.

Курс состоит из лекционной части, практических занятий и курсовой работы. На практических занятиях закрепляются теоретические знания, полученные на лекциях и при самостоятельном изучении нормативных документов. Курсовая работа является продолжением курсового проекта по специальности.

#### **1.4. Лекционный курс 30 часов**

ТЕМА 1. МЕСТО И РОЛЬ ОРГАНИЗАЦИИ (ФИРМЫ) В ОБЩЕСТВЕ. (2 часа)

---

Организация и ее роль в современном обществе. Производственный процесс – основа деятельности организации. Особенности промышленного производства. Содержание управления производственной деятельностью. Внешняя и внутренняя среда организации (основные факторы). Основные тенденции развития мирового рынка.

Юридические лица, коммерческие и не коммерческие организации. Организационно-правовые формы юридических лиц – субъектов энергетического рынка: государственное, унитарное, индивидуальное (семейное) частное предприятие; товарищества, акционерные общества (открытые и закрытые), филиалы, представительства, объединения.

Основы деятельности юридических лиц. Порядок учреждения и прекращения деятельности, определенные Федеральным законом «Об акционерных обществах» от 26.12.1995 г. № 208-ФЗ и Гражданским Кодексом Российской Федерации (статьи 48-106, 113-115).

**ТЕМА 2. ЕДИНАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА СТРАНЫ.**  
(2 часа)

Единая энергетическая система и процесс создания. Развитие энергетической системы. План ГОЭРЛО, этапы его развития.

Схема подчинения оперативного персонала. Основные факторы повышения экономической эффективности при создании мощных энергообъединений (ЭО).

Аварии в зарубежных ЭО. Надежность ЕЭС России.

**ТЕМА 3. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РФ. НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА РЕФОРМИРОВАНИЯ. ЦЕЛЕВАЯ СТРУКТУРА ОТРАСЛИ.** (2 часа)

Базовые термины и определения: объекты и субъекты рынка (потребители производители). Услуги по передаче электрической энергии. Сетевые организации. Администратор торговой системы. Системный оператор.

Особенности формирования акционерных обществ в энергетике (АО - энерго), определенные указами Президента РФ «Об особенностях

---

преобразования государственных предприятий, объединений организаций топливно-энергетического комплекса в акционерные общества» от 14 августа 1992 года № 922 и «Об организации управления электроэнергетическим комплексом Российской Федерации в условиях приватизации» от 15 августа 1992 года № 923. Создание РАО «ЕЭС России»

Структура акционерного капитала в 1999 г. Схема управления электроэнергетикой на момент окончания приватизации и начала реструктуризации. Результаты структурной перестройки.

Процесс реструктуризации электроэнергетики (Постановление правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526). Концепция стратегии развития РАО «ЕЭС России» на 2003 – 2008 гг. Основные цели и задачи реструктуризации РАО «ЕЭС России». Переход от вертикально – интегрированных энергокомпаний к разделению видов деятельности. Целевая структура отрасли электроэнергетики к 2008 г.

Межрегиональные распределительные сетевые компании. Генерирующие компании (ОГК и ТГК). Независимые генерирующие компании. Сбытовые компании. Ремонтные компании.

#### ТЕМА 4. РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. (2 часа)

Монополистический рынок и рынок совершенной конкуренции: особенности формирования цены на электроэнергию, предельные издержки и предельный доход, средние издержки. Парето-оптимальность. Недостатки и преимущества монополистического рынка и рынка совершенной конкуренции. Оптовый и розничный рынок. Организация продаж электроэнергии: договор электроснабжения - договор купли-продажи и договор на присоединение. Перекрестное субсидирование.

Структурная схема оптового и розничного конкурентного рынка. Гарантирующие поставщики. Требования к учету электроэнергии. Гарантии надежного обеспечения потребителей электрической энергией. Регулирование деятельности по снабжению электрической энергией граждан.

---

## ТЕМА 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ. (2 часа)

Сравнение показателей инвестиционного проекта (ИП). Норма дисконтирования. Уровень риска вложения капиталов. Подготовка исходных данных. Учет инфляции. Базисные и прогнозные цены.

Методы оценки инвестиционного проекта: статические и динамические. Экономическая оценка ИП. Простая норма прибыли простой срок окупаемости. Чистый дисконтированный доход. Внутренняя норма доходности (ВНД). Пороговые значения ВНД. Дисконтированный срок окупаемости. Преимущества и недостатки различных методов расчета. Эквивалентный аннуитет. Дисконтированный срок окупаемости.

## ТЕМА 6. ОЦЕНКА ФИНАНСОВОЙ СОСТОЯТЕЛЬНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ. (2 часа)

Понятие финансовой состоятельности ИП, Расчет потребности в основном и оборотном капитале. Собственный и заемный капитал. Производственные запасы. Дебиторская задолженность. Краткосрочная кредиторская задолженность. Оборотный капитал. Инвестиции.

Формы финансовой отчетности: Отчет о прибылях и убытках. Отчет о движении денежных средств. Балансовый отчет. Структура основных форм отчетности. Актив и пассив баланса.

Коэффициенты финансовой оценки. Показатели рентабельности, оборачиваемости, ликвидности, финансовой независимости.

## ТЕМА 7. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ. (2 часа)

Классификация тепловых электростанций и их экономические особенности (ТЭС, ТЭЦ, АЭС). Ресурсосберегающие и экологически совершенные технологии (ГТУ, КЭС, ПГУ).

Себестоимость электрической энергии. Себестоимость тепловой энергии.

---

Капиталовложения в энергетическое оборудование тепловых станций. Зависимость удельных капиталовложений от мощности оборудования электростанции. Пути повышения эффективности капитальных вложений.

Управление тепловыми электростанциями. Производственные структуры. Нормирование труда

## ТЕМА 8. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ. (2 часа)

Стадии проектирования. Определение стоимости строительства ГЭС на различных стадиях проектирования. Структура смет на строительство ГЭС.

Структура себестоимости. Расчет издержек производства. Факторы влияющие на себестоимость электроэнергии. Реализация продукции. Средний отпускной тариф.

Управление гидроэлектростанцией. Организационная структура. Штаты ГЭС и ее каскадов. Организация оперативного обслуживания

Капиталовложения в энергетическое оборудование ГЭС. Зависимость удельных капиталовложений от мощности оборудования ГЭС. Пути повышения эффективности капитальных вложений.

## ТЕМА 9. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. (2 часа)

Капитальные вложения в электрические сети. Структура строительной сметы. Приближенные методы оценки капитальных вложений. Факторы влияющие на капитальные вложения.

Себестоимость передачи распределения электрической энергии. Методы расчета и влияющие факторы. Структура потерь электроэнергии.

Организационная структура. Коэффициенты расчета объема работ в электрических сетях. Ремонт хозяйственным и подрядным способом. Удельные показатели численности персонала. Оплата труда. Оперативное обслуживание. График дежурств. Эксплуатационно-ремонтное обслуживание. Периодичность ремонтов.

---

## ТЕМА 10. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ. (2 часа)

Классификация тепловых сетей. Централизованные и децентрализованные системы теплоснабжения. Водяные и паровые системы. Выбор теплоносителя. Сверхдальняя транспортировка тепла. Элементы оборудования и строительные конструкции.

Капитальные вложения в тепловые сети. Структура строительной сметы. Приближенные методы оценки капитальных вложений. Факторы влияющие на капитальные вложения.

Себестоимость передачи распределения электрической энергии. Методы расчета и влияющие факторы. Структура себестоимости.

Организационная структура. Затраты на оплату работ. Удельные показатели численности персонала. Оплата труда. Оперативное обслуживание. График дежурств. Эксплуатационно-ремонтное обслуживание. Периодичность ремонтов.

## ТЕМА 11. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ХОЗЯЙСТВОМ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ. (2 часа)

Себестоимость передачи распределения электрической энергии. Методы расчета и влияющие факторы. Структура себестоимости в системе электроснабжения города, села, предприятия..

Организационная структура и структура цехов промышленного предприятия и городской электрической сети. Затраты на оплату работ. Условные единицы. Оплата труда. Оперативное обслуживание. График дежурств. Эксплуатационно-ремонтное обслуживание. Периодичность ремонтов.

Нормирование расхода энергоресурсов.

## ТЕМА 12. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. (2 часа)

Основные методы выбора оптимальных решений. Риск. Лицу, принимающему решения (ЛПР). Математическое моделирование. Целевая

---

функция (ЦФ). Проектные параметры. Ограничения (ОГР). Оптимум. Исходные данные модели: детерминированные и случайные, линейные и нелинейные.

Вариантный анализ. Оптимальное решение.

ТЕМА 13. ОСНОВЫ ПЛАНИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ. (2 часа)

Виды и характеристики энергооборудования: абсолютные, относительные, дифференциальные. Расходные характеристики. Характеристики относительных приростов. Максимальная и минимальная реактивные мощности. Принципы оптимального распределения нагрузки между котлами и турбоагрегатами. Планирование мощности и распределения нагрузки между электростанциями в ЭС. Уравнение цели. Уравнение ограничений. Уравнение управления. Выбор оптимального состава оборудования.

ТЕМА 14. МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ РИСКА В ЭНЕРГЕТИКЕ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ. (2 часа)

Финансовые риски потребителей при крупных закупках электроэнергии. Классификация рисков. Постановка задачи – минимизация рисков. Управление риском. Процедура оценки риска.

Меры риска при принятии финансовых решений. Качественный фактор риска. Количественный фактор риска. Минимаксные и максимаксные решения. Игра. Игрок. Чистая верхняя цена игры. Матрица игры. Оценка риска методом «дерева решений».

Учет риска и неопределенности при оценке инвестиционных проектов в области энергосбережения. Общий риск, систематический и несистематический.

ТЕМА 15. СИСТЕМНЫЙ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ. (2 часа)

Системный экономический анализ. Стратегия коммерческого управления предприятием. Стратегический анализ. Основные требования.

---

Цель финансового экспресс-анализа. Динамический норматив финансовой устойчивости. Ранжирование. Темпы роста показателей. Инверсии показателей. Основы факторного анализа.

### **1.5. Содержание практических занятий (16 часов)**

ТЕМА 1. СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИП (2 часа)

ТЕМА 2. ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ (2 часа)

ТЕМА 3. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА (2 часа)

ТЕМА 4. ОЦЕНКА ФИНАНСОВОЙ СОСТОЯТЕЛЬНОСТИ ПРОЕКТА (2 часа)

ТЕМА 5. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ОДНОСТАВОЧНОГО, ДВУХСТАВОЧНОГО И ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО ПО ВРЕМЕНИ СУТОК (ЗОНАМ) ТАРИФА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ (2 часа)

ТЕМА 6. ОЦЕНКА РИСКА И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ (2 часа)

ТЕМА 7. ОСНОВЫ ФИНАНСОВОГО АНАЛИЗА.(2 часа)

ТЕМА 8. ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ. РЕЗЮМЕ.(1 час)

Цель практических занятий – научить студентов эффективно принимать управленческие и проектные решения, планировать и организовывать оперативное обслуживание и ремонт оборудования, оценивать риски, проводить оценку финансовой состоятельности проекта и пр.

---

## 1.6. Учебно-методическая (технологическая) карта дисциплины

Таблица 1

Учебно-методическая (технологическая) карта дисциплины

| Номер недели | Номер темы | Вопросы, изучаемые на лекции   | Занятия (номера)  |          | Используемые нагляд. и метод. пособия | Самостоятельная работа студентов  |      | Формы контроля     |
|--------------|------------|--|-------------------|----------|---------------------------------------|---|------|--------------------|
|              |            |  | практич.(семина.) | лаборат. |                                       | содерж.   | часы |                    |
| 1            | 2          | 3  | 4                 | 5        | 6                                     | 7   | 8    | 9                  |
| 1            | 1          | Место и роль организации (фирмы) в обществе.   |                   |          | Компьютерные слайды                   |   |      |                    |
| 2            | 2          | Единая электроэнергетическая система страны  | 1                 |          | Компьютерные слайды                   | Тема 1. Стоимостная оценка результатов ИП   | 2    | контрольная работа |
| 1            | 3          | Реформирование энергетической отрасли РФ. Нормативно-правовая база реформирования. Целевая структура отрасли |                   |          | Компьютерные слайды                   |   |      |                    |
| 2            | 4          | Рынок электрической энергии  | 2                 |          | Компьютерные слайды                   | Тема 2. Оценка стоимости проектных работ  | 2    | контрольная работа |
| 1            | 5          | Технико-экономическое обоснование эффективности проектов   |                   |          | Компьютерные слайды                   |   |      |                    |
| 2            | 6          | Оценка финансовой состоятельности инвестиционных проектов  | 3                 |          | Компьютерные слайды                   | Тема 3. Оценка экономической эффективности проекта  | 2    | контрольная работа |
| 1            | 7          | Экономика и управление тепловыми электростанциями  |                   |          | Компьютерные слайды                   |   |      |                    |
| 2            | 8          | Экономика и управление гидроэлектростанциями   | 4                 |          | Компьютерные слайды                   | Тема 4. Оценка финансовой состоятельности проекта   | 2    | контрольная работа |
| 1            | 9          | Экономика и управление предприятиями электрических сетей   |                   |          | Компьютерные слайды                   |   |      |                    |
| 2            | 10         | Экономика и управление предприятиями тепловых сетей.   | 5                 |          | Компьютерные слайды                   | Тема 5. Методы расчета одноставочного, двухставочного и дифференцированного по времени суток (зонам) тарифа на электроэнергию | 2    | контрольная работа |
| 1            | 11         | Экономика и управление энергетическим хозяйством   |                   |          | Компьютерные слайды                   |   |      |                    |

|   |    |   |   |  |                     |  |   |                    |
|---|----|---|---|--|---------------------|--|---|--------------------|
|   |    | промышленного предприятия   |   |  |                     |  |   |                    |
| 2 | 12 | Выбор оптимальных решений на рынке электрической энергии  | 6 |  | Компьютерные слайды | Тема 6. Оценка риска и неопределенности при принятии решений в области энергетики (2 часа) | 2 | контрольная работа |
| 1 | 13 | Основы планирования мощности в энергосистеме и распределения нагрузки между агрегатами электростанций | 7 |  | Компьютерные слайды | Тема 7. Основы финансового анализа.  | 2 | контрольная работа |
| 2 | 14 | Методология оценки риска в энергетике и промышленности.   |   |  | Компьютерные слайды |  |   |                    |
| 1 | 15 | Системный финансово-экономический анализ деятельности предприятия                                     | 8 |  | Компьютерные слайды | Тема 8. Инвестиционные проекты. Резюме   | 1 | Письменный доклад  |

## 1.7. Распределение часов по темам дисциплины

Таблица 2

### Распределение часов по темам дисциплины

| Наименование тем дисциплины  | Объем в часах |        |
|--|---------------|--------|
|  | Лекции        | Практ. |
| Тема 1. Место и роль организации (фирмы) в обществе.   | 2             | 2      |
| Тема 2. Единая электроэнергетическая система страны  | 2             |        |
| Тема 3. Реформирование энергетической отрасли РФ. Нормативно-правовая база реформирования. Целевая структура отрасли | 2             | 2      |
| Тема 4. Рынок электрической энергии  | 2             |        |
| Тема 5. Технико-экономическое обоснование эффективности проектов   | 2             | 2      |
| Тема 6. Оценка финансовой состоятельности инвестиционных проектов  | 2             |        |
| Тема 7. Экономика и управление тепловыми электростанциями  | 2             | 2      |
| Тема 8. Экономика и управление гидроэлектростанциями   | 2             |        |
| Тема 9. Экономика и управление предприятиями электрических сетей   | 2             | 2      |
| Тема 10. Экономика и управление предприятиями тепловых сетей.  | 2             |        |
| Тема 11. Экономика и управление энергетическим хозяйством промышленного предприятия                                  | 2             | 2      |
| Тема 12. Выбор оптимальных решений на рынке электрической энергии  | 2             |        |
| Тема 13. Основы планирования мощности в энергосистеме и распределения нагрузки между агрегатами электростанций       | 2             | 2      |
| Тема 14. Методология оценки риска в энергетике и промышленности.   | 2             |        |
| Тема 15. Системный финансово-экономический анализ деятельности предприятия   | 2             | 1      |

### 1.8. Входной контроль

Тестирование по базовым дисциплинам.

### 1.9. Индивидуальная работа студента

Проработка содержания дисциплины по всем темам.

Подготовка к практическим занятиям и семинарам, решение задач.

Подготовка докладов по темам практических и семинарских занятий.

### **1.10. Контролирующие материалы**

Опрос студентов на практических занятиях по темам дисциплины.

Проверка выполненных домашних заданий.

Зачет.

### **1.11. Критерии оценки**

Студент получает допуск к экзамену при условии выполнения индивидуальной работы и контрольных работ, выдаваемой на практических и семинарских занятиях.

Положительная оценка ставится при показанных студентом не менее 80% основных знаний и умений по данному предмету

### **1.12. Вопросы к экзамену**

1. Сущность организации, планирования и управления производством.
  2. Понятие организационно-правовой формы предприятия.
  3. Особенности энергетического производства и их влияние на организационную структуру управления.
  4. Организационно-производственные структуры управления в энергетике.
  5. Сущность, цели и задачи управления производством.
  6. Системный подход к организации управления.
  7. Классификация целей управления.
  6. Характеристика энергопредприятия, как производственной системы.
  7. Принцип управления.
  8. Функции управления.
  9. Методы управления.
  10. Характеристика административных методов управления.
  11. Бизнес-план - основа управления энергокомпанией.
  12. Бизнес-план, как внешний документ, его структура.
  13. Представление бизнес-плана.
  14. Необходимость и направления маркетинговых исследований в электроэнергетике.
  15. Формирование целей энергокомпании.
-

16. Анализ рынка по региону.
  17. Анализ рынка по клиентуре.
  18. Анализ рынка по конкурентам.
  19. Выработка стратегии поведения на рынках: определение объемов потребления по каждой группе потребителей; эластичность спроса, замены, по цене, по доходу.
  20. Выработка стратегии поведения на рынках: выбор системы тарифов на энергию и мощность.
  21. Выработка стратегии поведения на рынках: выбор методов продвижения товаров потребителю.
  22. Выработка стратегии поведения на рынках: работа с общественностью.
  23. Выработка стратегии поведения на рынках: отношение с инвесторами.
  24. Выработка стратегии поведения на рынках: организация послепродажного (сервисного) обслуживания.
  25. Планирование объемов производства: составление баланса электрической энергии и мощности по энергокомпании.
  26. Планирование объемов производства: расчет полезного отпуска электрической и тепловой энергии.
  27. План топливоснабжения энергокомпании.
  28. План затрат на производство: смета затрат на производство энергии.
  29. План затрат на производство: калькуляция себестоимости производства электрической (тепловой) энергии, передача и распределение ее в сетях.
  30. Расчет затрат на электроэнергию, получаемую предприятием от энергокомпании.
  31. Организационный план энергокомпании.
  32. План по страхованию: классификация рисков энергокомпании.
  33. План по страхованию: организационные меры по профилактике и нейтрализации рисков энергокомпании.
-

34. Юридический план энергокомпании; юридическое сопровождение договоров на энергоснабжение потребителей. (ГКРФ ч.II, гл. 30, § 6).
35. План управления инвестициями АО - энерго и бизнес-план инвестиционного проекта: цели, задачи, отличие.
36. Этапы планирования инвестиций составление перечня проектов и мероприятий, требующих вложения инвестиций и капитализация затрат.
37. Внешние экологические, производственные и рыночные критерии отбора инвестиционных проектов.
38. Отбор инвестиционных проектов для включения в план: критерии инвестора, реализующего проект, критерии региональных особенностей реализации проекта, научно-технические и коммерческие критерии.
39. Оценка влияния проектов на основные сферы деятельности энергокомпании при составлении инвестиционного плана: на финансовую деятельность и окружающую среду.
40. Оценка влияния проектов на основные сферы деятельности энергокомпании при составлении инвестиционного плана: на энергоснабжение и обслуживание потребителей; на экономическое развитие района размещение энергокомпании; на отношение общественности к объектам энергетики.
41. Определение экономической эффективности инвестиций: понятие потока наличности и чистого дисконтированного дохода.
42. Определение экономической эффективности инвестиций: определение сроков окупаемости инвестиций.
43. Основные источники финансирования инвестиционных проектов энергокомпаний.
44. Формы финансирования инвестиционных проектов энергокомпаний.
45. Способы и сроки возмещения инвестиций, вкладываемых в проект.
46. Формирование потока реальных денег и его анализ.
47. Финансовый план энергокомпании: прогноз объема реализации денежных средств.
-

48. Финансовый план энергокомпании: форма платежных средств, план доходов и расходов, политика распределения чистой прибыли.
49. Финансовый план энергокомпании: балансовый план, реквизиты и характеристика кредиторов.
50. Анализ самокупаемости производства. График безубыточности.
51. Анализ финансовых результатов энергокомпании: рост продаж, распределение активов и источников средств.
52. Анализ финансовых результатов энергокомпании: ликвидность, оборачиваемость текущих активов, дебиторской задолженности, запасов.
53. Анализ финансовых результатов энергокомпании: рентабельность текущих активов, собственного капитала, реализации продукции и другие показатели.
54. Оценка влияния регулирования тарифов и проведения политики взаиморасчетов на коммерческую деятельность энергокомпании.
55. Оценка влияния изменения потребления электрической и тепловой энергии на коммерческую деятельность энергокомпании.
56. Оценка влияния производственных расходов на коммерческую деятельность энергокомпании.
57. Сущность, цели и принципы государственного регулирования тарифов (ФЗ "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ" от 14.04.95г.; Об электроэнергетике. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35 – ФЗ.)
58. Основные положения ценообразования на электрическую и тепловую энергию на территории РФ (О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 26.02.2004 г. №109; Об электроэнергетике. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35 – ФЗ.).
59. Ценообразование на потребительском рынке энергии и мощности (О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 26.02.2004 г. №109).
-

60. Ценообразование на оптовом рынке энергии и мощности (О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 26.02.2004 г. №109).

61. Основные принципы функционирования ФОРЭМ (Постановление правительства РФ № 793 от 12.07.96г.; Об электроэнергетике. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35 – ФЗ.).

### **1.13 Курсовая работа**

Цель курсовой работы – определение эффективности инвестиций в проекты, выполненные по профильным дисциплинам. Для её достижения студенты разрабатывают бизнес-план инвестиционного проекта, который включает в себя следующие разделы (в зависимости от масштаба проекта): краткое описание проекта; его техническая осуществимость; юридический статус участников реализации инвестиционного проекта; анализ их технико-экономических показателей до реализации проекта (и после); жизненный цикл проекта; график реализации проекта; источники инвестиций; маркетинговая информация; анализ и выбор методов оценки эффективности инвестиций; расчет эффективности инвестиций, включая ожидаемый системный эффект и экономические, финансовые и коммерческие последствия для всех участников инвестиционного проекта.

### **1.13. Библиографический список**

#### **Источники**

1. Гражданский кодекс Российской Федерации
  2. Трудовой кодекс Российской Федерации.
  3. Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов (ОК 016-94), принятый постановлением Госстандарта России от 26 декабря 1994 г. № 367 и введенный в действие с 1 января 1996 года, с последующими изменениями.
  4. Квалификационный справочник должностей руководителей, специалистов и других служащих, утвержденный постановлением
-

Минтруда России от 21 августа 1998 г. № 37, с последующими изменениями.

5. Налоговый Кодекс РФ от 31.07.98г. № 146-ФЗ.
6. Методические указания по бухгалтерскому учету основных средств, утв. Приказом Минфина РФ от 20.07.98г. № 33 н.
7. Положение по бухгалтерскому учету "Учет материально – производственных.

### **Основная литература**

1. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учеб. для выс. учеб заведений / Т.Ф. Басова, Е.И Борисов, В.В. Бологова и др.: Под ред. Н.Н. Кожевникова. – М.: Изд-во центр «Академия», 2004. – 432, с.
  2. Судаков Г.В. Экономическая эффективность внедрения информационных автоматизированных систем и продуктов: Учебное пособие / Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2006. – 151 с.
  3. Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2006. – 191 с.
  4. Непомнящий В..А. Рябов В.С. Экономические проблемы государственного управления топливно-энергетическим комплексом. СПб.: Энергоатомиздат, 2002. – 398 с. (2 экз)
  5. Максимов Б.К., Молодюк В.В. Формирование тарифов в условиях развития рынка электрической энергии в России: Учеб. пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 168 с. (10 экз.)
  6. Максимов Б.К., Молодюк В.В. Государственное регулирование тарифов и развитие конкурентного рынка в России: Учеб. пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2006. – 176 с. (10 экз.)
  7. Раппорт А.Н. Реструктуризация Российской электроэнергетики: методология, практика, инвестиции. – М.: ЗАО «Изд-во Экономики», 2005. – 213 с.
-

8. Хлебников В.В. Рынок электрической энергии в России: Учеб. пособие для вузов / В.В. хлебников. – М.: Гуманитарно-издательский центр «ВЛАДОС», 2005. – 206 с. (10 экз.).
9. Гителман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес: Учеб. пособие. – М.: Изд-во. «Дело», 2006. – 600с. (10 экз.).
10. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса/ Учеб. для вузов /В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – М.: Высш. шк., 2001. – 416 с.:ил. (10 экз.).

### **Дополнительная литература**

1. Новицкий Н.И., Пашутко .В.П. Организация, планирование и управление производством / Под. ред. Н.И. Новицкого: Учебно-методическое пособие. – М.: Финансы и статистика, 2006 – 576 с. ил. (25 экз.)
  2. Милгром П., Робертс Дж. Экономика. Организация, менеджмент: В 2-х Т., Т-2 / Пер. с англ., под ред И.И. Елисеевой, В.Л. Тамбовцева. – СПб.: «Экономическая школа», 2004. – 422 с. (5 экз.)
  3. Милгром П., Робертс Дж. Экономика. Организация, менеджмент: В 2-х Т., Т- / Пер. с англ., под ред И.И. Елисеевой, В.Л. Тамбовцева. – СПб.: «Экономическая школа», 2004. – 468 с. (5 экз.)
  4. Складенко В.К., Прудников В.М. Экономика предприятия. Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2007. – 528 с. (30 экз.)
  5. РД 34.12.102-96. Правила организации работы с персоналом на предприятия и в учреждениях энергетического производства. – М.: РАО «ЕЭС России».– 1996. – 57 с.
  6. Экономика промышленности. Учеб. пособие для вузов. – В 3-х т.
  7. Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы: Справочник / Под ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. – 3-е изд. Кн. 1 (Теплоэнергетика и Теплотехника)– М.: Изд-во МЭИ, 1999 – 528 с. ил.
  8. Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы: Справочник / Под ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. – 3-е изд. Кн. 3 (Тепловые и атомные станции)– М.: Изд-во МЭИ, 1999 – 528 с. ил.
-

9. Экономика машиностроительного комплекса / Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 432 с.: ил.

### **Периодические издания (профессиональные журналы)**

1. Энергетик.
2. Промышленная энергетика
3. Электрика
4. Новости электротехники
5. Менеджмент и кадры.

### **1.14. Информационное обеспечение дисциплины**

1. Центральное Диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС России  
<http://www.cdu.elektra.ru/>
  2. Служба релейной защиты и автоматики ЦДУ ЕЭС России  
<http://www.cdu.elektra.ru/rza/>
  3. Объединённое Диспетчерское Управление энергосистемами Востока (ОДУ Востока) <http://www.oduv.ru/>
  4. ОАО «АМУРЭНЕРГО» <http://www.ae.amur.ru/>
  5. ОАО «ДАЛЬЭНЕРГО» <http://www.dalenergo.org/>
  6. ОАО «ЗЕЙСКАЯ ГЭС» <http://www.rao-ees.ru/zges/>
-



## 2. ГРАФИК САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ УЧЕБНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «УПРАВЛЕНИЕ ПЕРСОНАЛОМ»

*Таблица 3*

| № темы | Содержание   | Объем, час | Форма контроля   |
|--------|--|------------|--|
| 1.     | Тема 1. Место и роль организации (фирмы) в обществе.   | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 2.     | Тема 2. Единая электроэнергетическая система страны  | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 3.     | Тема 3. Реформирование энергетической отрасли РФ. Нормативно-правовая база реформирования. Целевая структура отрасли | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 4.     | Тема 4. Рынок электрической энергии  | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 5.     | Тема 5. Технико-экономическое обоснование эффективности проектов   | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 6.     | Тема 6. Оценка финансовой состоятельности инвестиционных проектов  | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 7.     | Тема 7. Экономика и управление тепловыми электростанциями  | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 8.     | Тема 8. Экономика и управление гидроэлектростанциями   | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 9.     | Тема 9. Экономика и управление предприятиями электрических сетей   | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 10.    | Тема 10. Экономика и управление предприятиями тепловых сетей.  | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 11.    | Тема 11. Экономика и управление энергетическим хозяйством промышленного предприятия                                  | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 12.    | Тема 12. Выбор оптимальных решений на рынке электрической энергии  | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 13.    | Тема 13. Основы планирования мощности в энергосистеме и распределения нагрузки между агрегатами электростанций       | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 14.    | Тема 14. Методология оценки риска в энергетике и промышленности.   | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
| 15.    | Тема 15. Системный финансово-экономический анализ деятельности предприятия   | 3          | защита докладов, оформление результатов практических работ |
|        | Итого  | 45         |  |

Примечание. Список рекомендуемой литературы для изучения вопросов, вынесенных на самостоятельную работу, приведен в рабочей программе дисциплины.

### **Темы докладов на самостоятельную работу**

1 Проблемы развития производственного комплекса электроэнергетики России: электроэнергетика и ее основные функции

2. Особенности производственного процесса в энергетике и их влияние на организационно-производственную структуру энергокомпаний. Организационно-производственная структуры энергокомпаний, создаваемых в процессе реформирования отрасли.

3. Управление производственными запасами энергетической компании. Определение оптимального размера заказа и запаса топлива. Системы управления запасами (виды запасов). Управление дебиторской задолженностью энергетической компании.

4. Оборот и текучесть рабочей силы, высвобождение работников в связи с сокращением численности рабочих.

5. Показатели эффективности использования трудовых ресурсов в энергетике.

6. Производственная мощность энергетических компаний. Показатели использования производственной мощности.

7. Расход электроэнергии и мощности на собственные нужды электростанций. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях. Графики электрической нагрузки.

8. Влияние особенностей энергетического производства на себестоимость электроэнергии и тепла. Классификация затрат: по экономическому назначению (основные и накладные), по способу распределения на единицу изделия (прямые и косвенные), по связи и характеру влияния на них объема производства (условно-постоянные и переменные), по составу (простые и комплексные).

9. Методы распределения затрат между электроэнергией и теплом при их комбинированном производстве на ТЭЦ.

---

10. Основные формы разделения труда в энергетике: технологическое, функциональное, квалификационное, профессиональное. Трудовой Кодекс РФ.

11. Назначение, структура и содержание бизнес-плана энергокомпании.

Принципы и методы планирования. Методы планирования: статистический, нормативно-расчетный, программно-целевой, оптимального планирования.

12. Характеристика потребительского рынка электрической и тепловой энергии и мощности. Способы энергоснабжения потребителей. Потребители – перепродавцы.

13. Этапы планирования инвестицией: составление перечня проектов и мероприятий, требующих вложения инвестиций; капитализация затрат, отбор инвестиционных проектов

14. Инвестиционные риски. Учет и анализ рисков. Управление рисками.

15. Методы оценки эффективности инвестиций.

Возможен также выбор докладов по желанию студента с утверждение темы у преподавателя.

---

### **3. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ**

**Общая цель занятия:** закрепить на практике знания, полученные в лекционных курсах «Экономика энергетики» и «Организация энергетического производства».

Практические занятия предусмотрены в рабочей программе в объеме 15 часов. Тематика практических занятий представлена ниже:

Тема 1. Стоимостная оценка результатов ИП (2 часа).

Тема 2. Оценка стоимости проектных работ (2 часа).

Тема 3. Оценка экономической эффективности проекта (2 часа).

Тема 4. Оценка финансовой состоятельности проекта (2 часа).

Тема 5. Методы расчета одноставочного, двухставочного и дифференцированного по времени суток (зонам) тарифа на электроэнергию (2 часа).

Тема 6. Оценка риска и неопределенности при принятии решений в области энергетики (2 часа).

Тема 7. Основы финансового анализа (2 часа).

Тема 8. Инвестиционные проекты. Резюме (1 час).

Практические занятия проводятся согласно методическим указаниям по проведению практических занятий.

На практических занятиях предусматривается решения задач по темам практик, проверка самостоятельной работы студентов, проверка знаний с помощью тестов.

---

## **4. КРАТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА»**

### **ТЕМА 1. МЕСТО И РОЛЬ ОРГАНИЗАЦИИ (ФИРМЫ) В ОБЩЕСТВЕ.**

#### **Роль организации (фирмы) в современном обществе**

С точки зрения права, **организация** – самостоятельный хозяйствующий (ведущий ту или иную деятельность с целью реализации ее результатов на рынке) субъект, созданный в порядке, установленном Гражданским кодексом РФ, для производства продукции, выполнения работ и оказания услуг в целях удовлетворения общественных потребностей и получения прибыли.

С точки зрения экономики, организация представляет собой (рис. 1.2):

- хозяйственную единицу;
- в которой планомерно и целенаправленно комбинируются факторы производства;
- чтобы посредством изготовления и реализации изделий (работ, услуг);
- обеспечить достижение целей этой хозяйственной единицы и ее собственника.

#### **Роль фирмы в современном обществе**

До середины XX в. подход менеджеров к взаимоотношениям фирмы и общества базировался на следующих положениях:

- «Что хорошо для фирмы, то хорошо и для общества»;
- «Дело бизнеса – бизнес»;
- Надо реализовать принцип свободного предпринимательства (прибыль должна получаться при минимальных ограничениях со стороны общества).

Этот подход был воспринят и обществом. Однако с началом НТР возобладало мнение, что такое отсутствие ограничений порождает серьезную социальную несправедливость. Общество ввело ряд ограничений: законы о детском труде, минимальной заработной плате, охране труда, антитрестовские и т. д.

---

В то же время потребители начали предъявлять требования из-за монопольных цен, фальсификации товаров, невыгодных условий покупок, нечестности, сговора, политического влияния, загрязнения среды и т. д.

Все это привело к значительному усилению контроля за деятельностью фирм. Например в США, фирмы контролируются по следующим направлениям:

- технические характеристики товара, объем производства, загрязнение среды);

- процессы производства (охрана труда, нормы загрязнений, контроль заработной платы, обеспечение занятости);

---

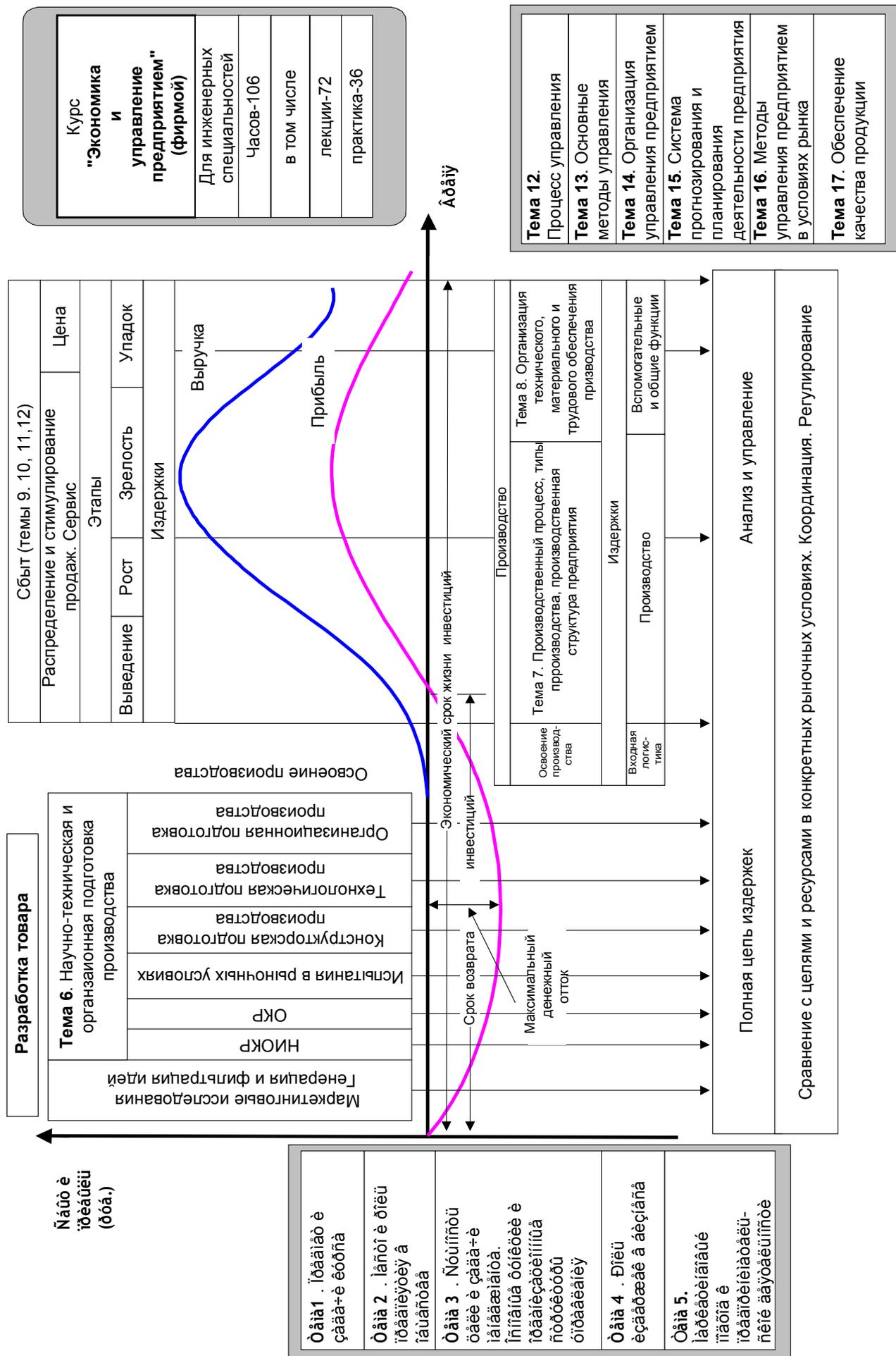


Рис. 1.1. Содержание курса «Экономика и управление предприятием»



Рис. 1.2. Модель организации

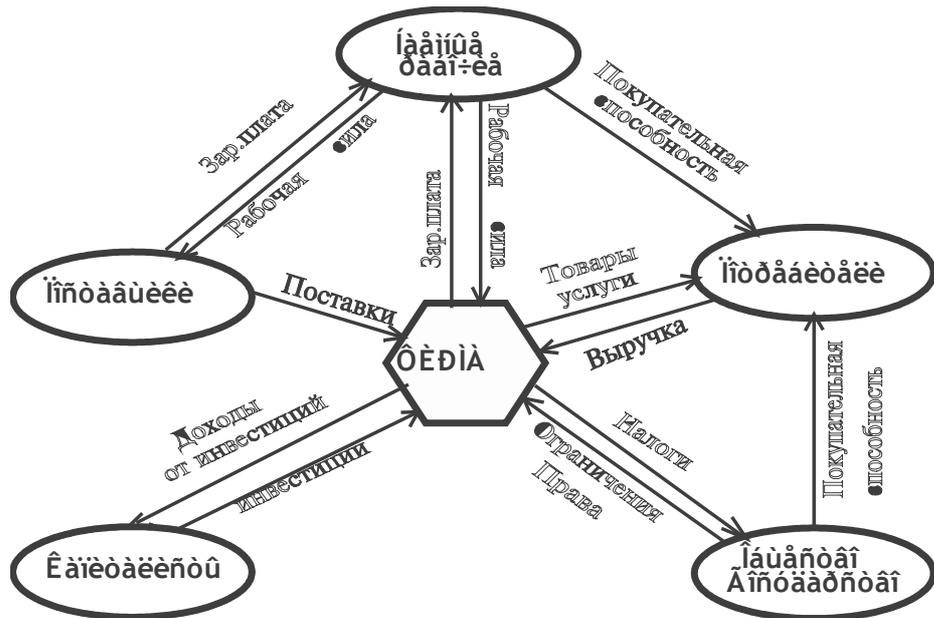


Рис. 1.3. Роль фирмы в обществе (фирма – «генератор богатства»)

- поведение в конкуренции (цены, сговор, сокрытие истины);
- прибыль (утаивание, распределение);
- доступ к ресурсам;
- управление (участие рабочих; решения, связанные с занятостью).

В то же время фирма – «генератор богатства» общества (рис. 1.2):

- генерирует товары и покупательную способность для их приобретения;
- поддерживает расширение социальной инфраструктуры и обеспечивает доход на капитал;
- создает рабочие места у себя, поставщиков, в госсекторе;
- обеспечивает собственный рост.

В то же время видны многочисленные связи, и очевидно, что успех фирмы зависит от того, как они отрегулированы, кто и как их регулирует и контролирует.

### Производственный процесс – основа деятельности фирмы

Производственная деятельность в широком смысле – деятельность человека, коллектива людей, государства, направленная на создание новых материальных и иных ценностей.

Общая системотехническая модель производственного процесса показана на рис. 1.4.

Место производственного процесса в общей схеме воспроизводства отражено на рис. 1.5.

Как правило, современное промышленное производство очень сложно. Его особенности заключаются:

- в комплексном характере необходимости учета экономических, технических, политических факторов;
- сложности как технической, так и организационной;
- тесной связи с внешней средой предприятия;

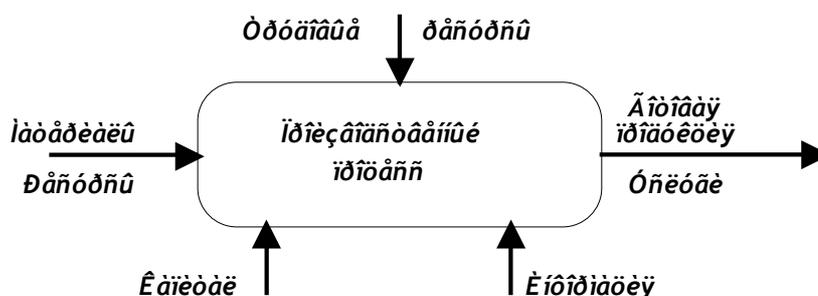
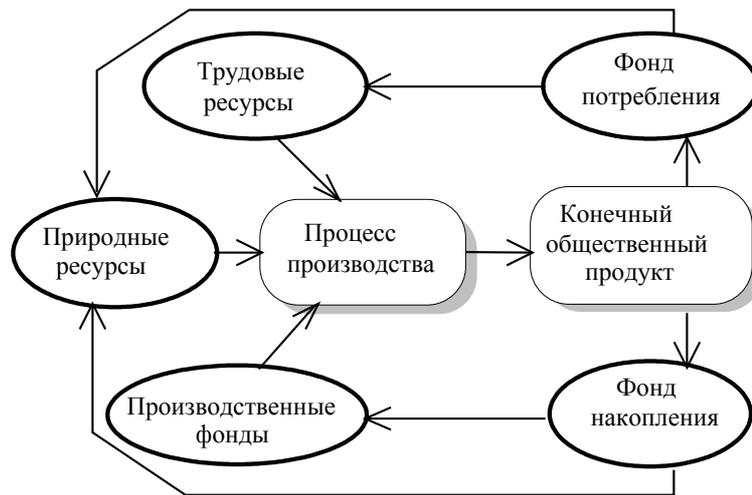


Рис. 1.4. Модель производственного процесса



**Рис. 1.4.** Роль производственного процесса в системе воспроизводства

- быстрой номенклатурной обновляемости;
- резком росте значения кадрового потенциала предприятий.

Конкретным содержанием управления производственной деятельностью являются, в частности:

- выбор и обоснование производственной структуры предприятия, его производственной мощности, специализации цехов, организации участков, рабочих мест;
- определение состава оборудования с учетом его технико-экономических характеристик;
- организация технической подготовки и технического обслуживания производства;
- определение и управление кадровым составом предприятия;
- выбор и организация производства продукции, исходя из интересов рыночных потребителей;
- получение в результате производства необходимого соотношения экономических результатов (прибыли и затрат);
- определение и организация рационального движения предметов труда, темпов выпуска и запуска в производство всей номенклатуры продукции;
- организация материально-технического снабжения производства, исходя из его бесперебойного функционирования;

- организация управления предприятием;
- решение задач социального развития коллектива.

**Внутренняя и внешняя среда организации (фирмы) и их взаимосвязь. Мировой рынок и его развитие.**

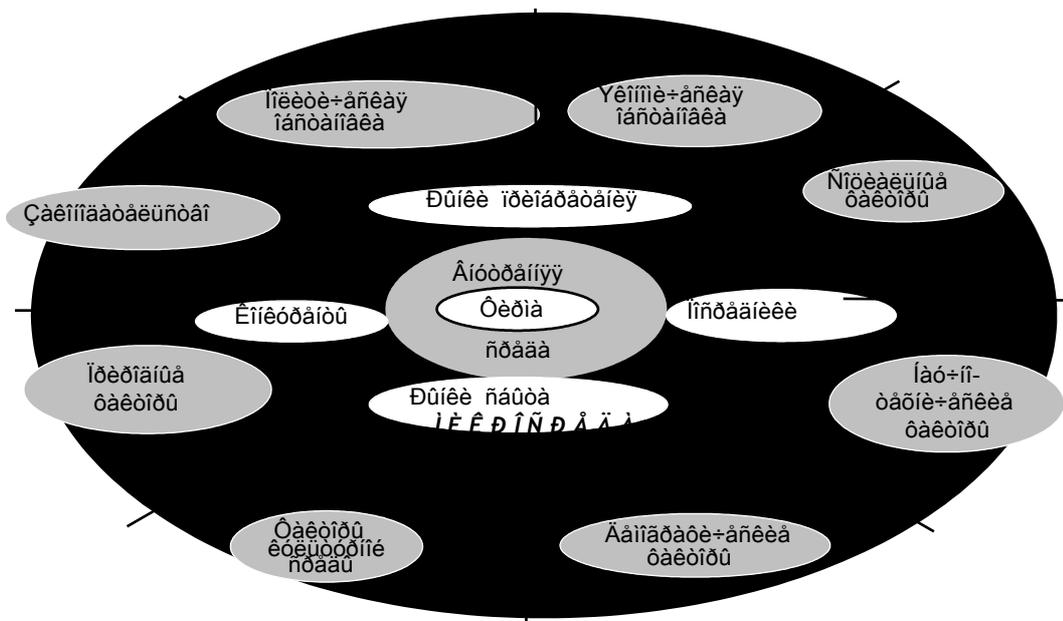
Внутрифирменное управление и управление фирмой как субъектом рынка – две ступени в иерархии управления жестко связаны между собой диалектическим единством внешней и внутренней среды фирмы.

**Внешняя среда** фирмы (рис. 1.5) выступает как нечто заданное.

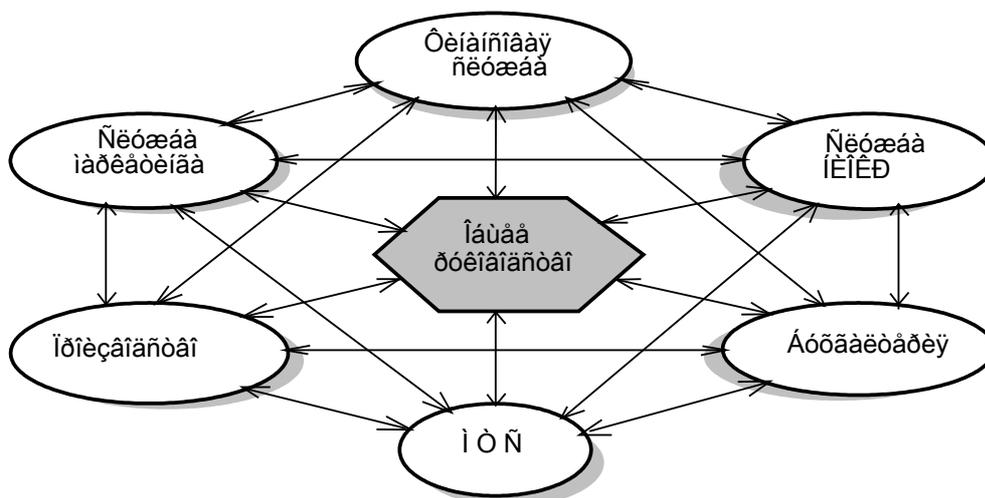
**Внутренняя среда** фирмы является по существу реакцией на внешнюю среду (рис. 1.6).

Основные цели, которые ставит перед собой фирма, сводятся к одной обобщенной характеристике – прибыли. При этом, естественно, должны учитываться и внутренняя среда фирмы, и внешняя. Все многообразие внутренней среды предприятия можно свести к следующим укрупненным сферам: производство; маркетинг и материально-техническое снабжение (МТС); НИОКР; финансовое управление, бухгалтер и отчетность; общее управление.

Такое деление на сферы деятельности носит условный характер и конкретизируется в общей и производственной организационной структурах. На нашем уровне рассмотрения эти сферы деятельности связаны основными информационными потоками в управлении предприятием.



*Рис. 1.5.* Внешняя среда фирмы



*Рис. 1.6.* Внутренняя среда фирмы

Взаимосвязь основных внутренних сфер деятельности фирмы иллюстрируется схемой рис. 1.6.

**Внешняя микросреда фирмы.**

Упрощенно внешняя микросреда фирмы показана на рис. 1.7 как система ее (фирмы) материальных, финансовых и информационных связей.

**Основные факторы внешней макросреды фирмы.**

1. Политическая обстановка (стабильность, нестабильность).
2. Экономическая обстановка:

– состояние общей деловой активности (снижение, стагнация, подъем, стабильность);

– инфляция, дефляция;

– политика цен;

– кредитно-денежная политика и др.

3. Социальные факторы:

– глубина расслоения общества;

– уровень доходов;

– уровень безработицы;

– социальная защита;

– покупательная способность и др.

4. Законодательство:

– налоги;

– правовая защита предпринимательской деятельности  
(законодательство: антимонопольное, о недобросовестной рекламе, антидемпинговое и другие);

– защита прав потребителей;

– законодательство по безопасности и качеству товаров;

– законодательство по охране труда и технике безопасности;

– законодательство по охране окружающей среды и т. д.

5. Научно-технические факторы:

– ускорение НТП;

– рост ассигнований на НИР и ОКР;

– технологическое развитие отрасли и др.

6. Природные факторы:

– доступность (дефицит) сырья;

– рост цен на топливо и энергию;

– загрязнение окружающей среды.

7. Демографические факторы:

– изменение народонаселения (старение общества, снижение рождаемости);

– возрастной состав населения;

– миграция населения;

– род занятий;

– образование.

8. Факторы культурной среды:

– культура;

– субкультура и др.

Фирма не имеет возможности влиять на внешнюю среду и для эффективной деятельности должна приспосабливаться к ней, неустанно следить за ее изменениями, прогнозировать и своевременно реагировать.

Из сказанного выше видно, что деятельности основных сфер фирмы переплетены и зависят друг от друга и от внешней среды. Таким образом, можно говорить о том, что управление фирмой определяется двумя факторами:

– особенностью производственного процесса;

– характером внешней среды.

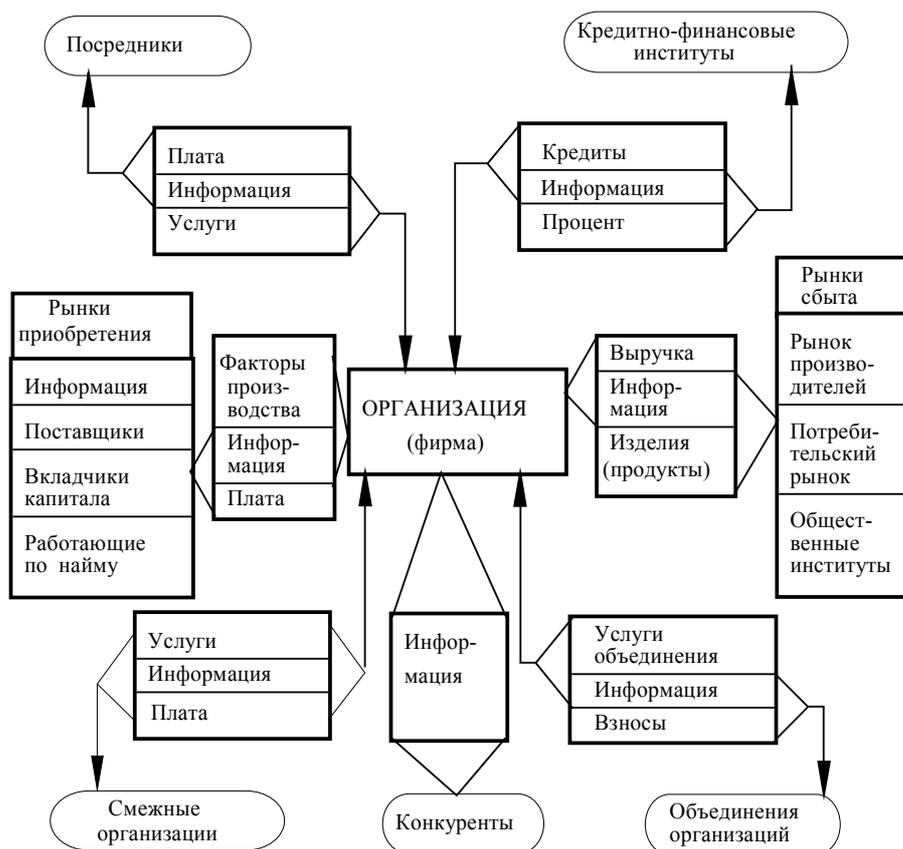
Современная тенденция состоит во все увеличивающемся значении второго фактора, который становится определяющим.

### **Основные тенденции развития мирового рынка.**

В течение двадцатого столетия мировой рынок прошел ряд этапов развития.

А. Эпоха массового производства (1900–1930).

Этот период характерен ненасыщенностью рынка предметами массового спроса. Поэтому потребитель был готов приобретать такие товары по приемлемым ценам, не требуя их большого разнообразия.



**Рис. 1.7.** Внешняя микросреда фирмы

В этих условиях основная политика маркетинга – предложение стандартного продукта по наиболее низкой цене, а главная задача предпринимателя – усовершенствование массового производства с целью снижения его издержек. Еще одной характерной чертой рынка являлось практическое отсутствие политического и социального контроля со стороны общества за предпринимательской деятельностью. Характерно высказывание президента фирмы «Дженерал моторс» Д.М. Уилсона: «Что хорошо для «Дженерал моторс» – хорошо и для Соединенных Штатов».

Б. Эпоха массового сбыта – индустриальная эпоха (1930–1950).

После великой депрессии 1929–1930 гг. в США президентом стал Д.Ф. Рузвельт, провозгласивший «новый курс» в экономике. Его лозунгом являлось: «В каждом гараже – по автомобилю, в каждой кастрюле – по курице». Смысл курса состоял в изъятии у предпринимателей дополнительной части прибыли с целью распределения ее в порядке социальной помощи, способствуя тем самым увеличению совокупной

покупательной способности. В результате спрос на основные продукты потребления был быстро удовлетворен и фирмы были вынуждены приспосабливаться к новой рыночной реальности – рынку покупателей. Все задачи фирмы надо было теперь рассматривать «извне» со стороны рынка (то есть должен был быть реализован маркетинговый подход). При этом возникла задача сбалансирования противоречивых интересов производства и сбыта. Насыщенность рынка товарами потребовала расширения и сферы НИОКР.

| Годы                             | 1900                         | 1930                     | 1950                                      | 1970   | 1990 |
|----------------------------------|------------------------------|--------------------------|---|--|------|
| Привычность событий              | привычные                    | в пределах экстраполяции | неожиданные, но имеющие аналоги в прошлом | неожиданные и совершенно новые               |      |
| Темп изменений                   | медленнее, чем реакция фирмы | сравним с реакцией фирмы |   | быстрее, чем реакция фирмы                   |      |
| Предсказуемость будущего         | по аналогии с прошлым        | путем экстраполяции      | предсказуемы новые проблемы и возможности | частичная предсказуемость по слабым сигналам |      |
| Методы управления                | на основе контроля           | на основе экстраполяции  | на основе предвидения изменений           | на основе гибких экстренных решений          |      |
| Шкала нестабильности (баллы) (Т) | 1                            | 2                        | 3   | 4  | 5 →  |

**Рис. 1.8.** Основные тенденции развития мирового рынка в XX веке  
В. Постиндустриальная эпоха (1950–1970).

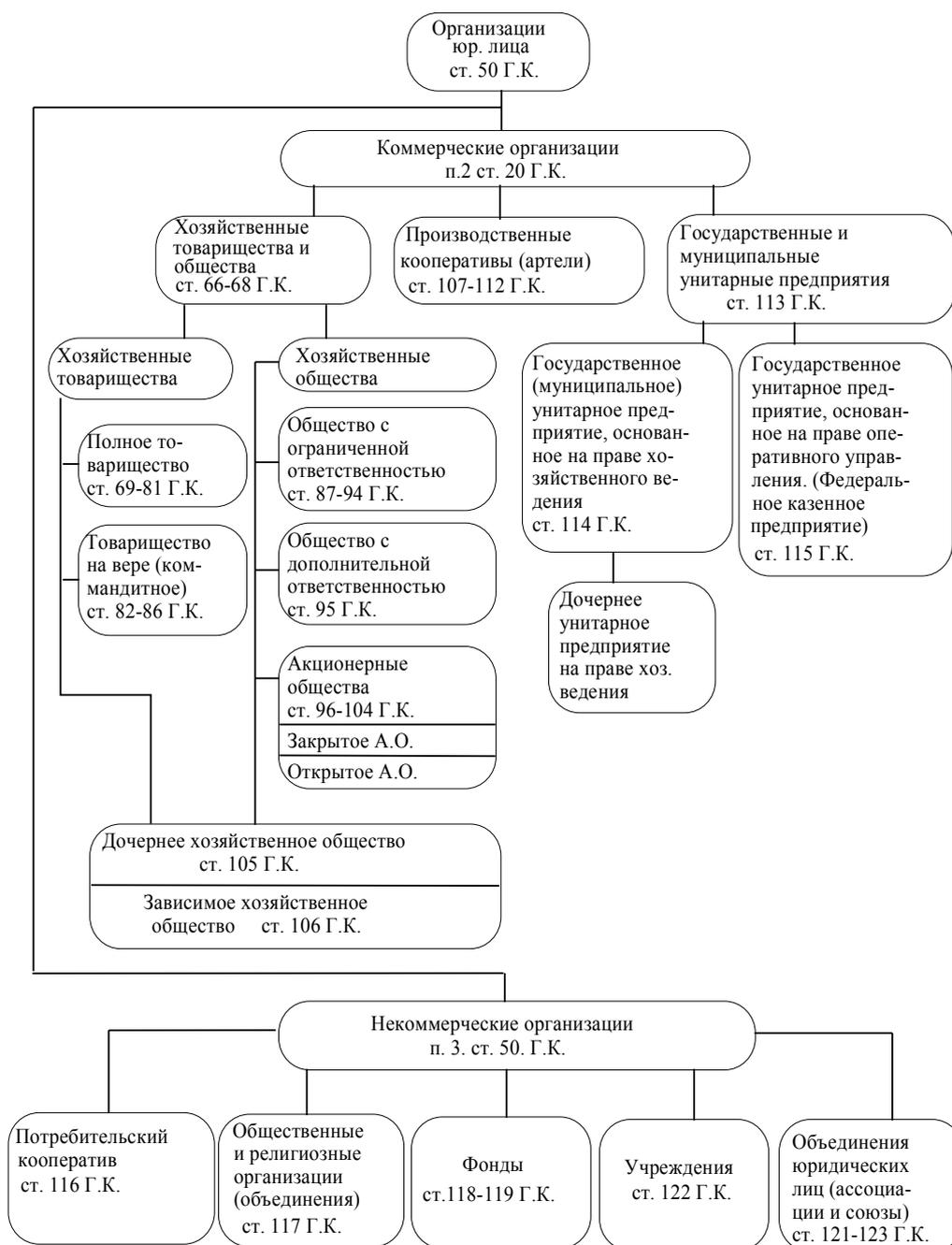
Наблюдается ускорение развития событий, возникают новые неизвестные ранее задачи бизнеса, технический прогресс изменяет и спрос, и предложение. Резко увеличиваются вложения в НИОКР, развиваются международные рынки, индустрия досуга, быстро меняется технология производства. Общество реагирует на загрязнение среды, монополизм, требует от фирм социальной ответственности.

Основной задачей предпринимателя становится поставка на рынок товаров с принципиально новыми качествами. Только так становится возможным победить в конкуренции. Таким образом, конкуренция и,

соответственно, маркетинговая политика строится теперь на обеспечении качественных преимуществ товара.

### Г. Продолжение постиндустриальной эпохи (1970–1990).

Возникают нефтяные кризисы, сильное влияние на рынок политической нестабильности, сказывается ограниченность мировых ресурсов. Все это усиливает нестабильность рынка и обостряет тенденции его развития, выявившиеся в предыдущие годы.



**Рис. 1.9.** Организационно-правовые формы организации

Таблица 4

## Характеристика коммерческих организаций по основным признакам

| № п/п | Организация:<br>а) учредительные документы<br>б) участники   | Уставной капитал  | Риск убытков,<br>ответственность<br>по<br>обязательствам                                    | Распределение<br>прибыли                                    | Управление<br>(в том числе<br>высший орган)   | Примечание   |
|-------|--|---|---|---|---|--|
| 1     | Полное товарищество (ПТ):<br>а) учредительный договор;<br>б) участники – индивидуальные предприниматели и (или) коммерческие организации   | Складочный, разделенный на доли (вклады)  | Солидарная. Субсидиарная ответственность всем своим имуществом                              | Пропорционально доле вклада каждого участника               | Управление по общему согласию всех участников (совместное ведение дел или поручение одному или нескольким участникам)           | Каждый участник имеет 1 голос, если уставом не предусмотрено иное. Участник обязан участвовать в деятельности ПТ. ПТ не имеет права на выпуск акций  |
| 2     | Товарищество на вере (коммандитное товарищество) (ТВ)<br>2.1. Полные товарищи<br>2.2. Вкладчики (коммандитисты):<br>а) учредительный договор;<br>б) то же, что и ПТ + вкладчиками (коммандитистами) могут быть граждане и юридические лица | ->-   | ->-<br>Только своим вкладом   | ->-<br>Пропорционально доле вклада                          | ->-<br>Не может принимать участие в управлении  | Не участвует в деятельности ТВ   |
| 3     | Общество с ограниченной ответственностью (ООО):<br>а) учредительный договор. Устав;<br>б) участники – граждане и юридические лица  | Складочный, разделенный на доли (вклады)  | Участники ООО не отвечают по его обязательствам. Риск убытков в пределах вкладов            | Пропорционально доле вклада                                 | Высший орган – общее собрание учредителей. Исполнительный орган – коллегиальный или единоличный                                 | Участник ООО имеет право продать или уступить свою долю другим участникам ООО или третьим лицам. Участник ООО может работать или не работать в ООО   |
| 4     | Общество с дополнительной ответственностью (ОДО):<br>а) учредительный договор. Устав;<br>б) участники – граждане и юридические лица  | ”   | Участники ОДО солидарно несут субсидиарную ответственность своим имуществом, кратную вкладу | ”   | ”   | ”  |
| 5     | Акционерное общество (АО):<br>закрытое АО (ЗАО);<br>открытое АО (ОАО):<br>а) устав АО;<br>б) участники – граждане и юридические лица   | Складочный, разделенный на акции  | Акционеры не отвечают по его обязательствам. Риск убытков в пределах стоимости акций        | Пропорционально стоимости акций простых и привилегированных | Высший орган – общее собрание акционеров. Совет директоров (наблюдательный совет). Исполнительный орган – дирекция или директор | ОАО – акционеры могут свободно отчуждать свои акции третьим лицам. ЗАО – акции распределяются только среди его учредителей или иного, заранее определенного круга лиц. Число голосов по количеству акций (простых) |
| 6     | Дочернее хозяйственное общество (ДХО)  | 1. Хозяйственное общество признается дочерним, если другое (основное) хозяйственное общество или товарищество в силу преобладающего участия в его уставном капитале, либо в соответствии с заключенным между ними договором, либо иным образом имеет возможность определять решения, принимаемые таким обществом.<br>2. ДХО не отвечает по долгам основного общества (товарищества). Основное общество (товарищество), которое имеет право давать дочернему обществу, в том числе по договору с ним, обязательные для него указания, отвечает солидарно с дочерними обществами по сделкам, заключенным последним во исполнение таких указаний. В случае несостоятельности (банкротстве) дочернего общества по вине основного общества (товарищества) последнее несет субсидиарную ответственность по его долгам |   |   |   |  |
| 7     | Зависимое хозяйственное общество (ЗХО)   | Хозяйственное общество признается зависимым, если другое (преобладающее, участвующее) общество имеет более двадцати процентов голосующих акций акционерного общества или двадцати процентов уставного капитала общества с ограниченной ответственностью.  |   |   |   |  |
| 8     | Производственный кооператив (ПК) (артель):<br>а) устав, утверждаемый общим собранием его членов;<br>б) добровольное объединение  | Имущество ПК состоит из имущественных паев (взносов) участников с   | Субсидиарная ответственность в размерах и порядке, предусмотренных                          | В соответствии с трудовым участием                          | Высший орган – общее собрание членов. При числе членов более 50 может быть  | Число членов не менее 5. ПК – совместная деятельность на основе личного трудового или иного участия.   |

|    |   |  |   |  |   |  |
|----|---|--|---|--|---|--|
|    | граждан на основе членства для совместной хозяйственной деятельности  | образованием неделимого фонда  | законом о ПК и уставом  |  | создан наблюдательный совет. Исполнительный орган – правление и (или) его председатель. | 1 член ПК имеет 1 голос  |
| 9  | Государственное (муниципальное) унитарное предприятие, основанное на праве хозяйственного ведения:<br>а) устав, утвержденный учредителем (собственником);<br>б) собственник           | Имущество – государственная или муниципальная собственность, закрепленная за предприятием на правах хозяйственного ведения. Уставной фонд полностью оплачивается собственником | Собственник имущества не отвечает по обязательствам предприятия, как и предприятие не отвечает по обязательствам собственника. Предприятие отвечает по своим обязательствам всем принадлежащим ему имуществом | Собственник имущества имеет права на часть прибыли         | Управление осуществляется руководителем, назначенным собственником                      | Предприятие не имеет права распоряжаться недвижимым имуществом без согласия собственника |
| 10 | Государственное унитарное предприятие, основанное на праве оперативного управления (Федеральное казенное предприятие).<br>а) Устав, утвержденный Правительством РФ;<br>б) собственник | Имущество – федеральная собственность, закрепленная за предприятием на правах оперативного управления  | Российская Федерация несет субсидиарную ответственность по обязательствам казенного предприятия при недостаточности его имущества   | Распределение прибыли определяется собственником имущества | ”   | Предприятие не имеет права распоряжаться имуществом без согласия собственника            |

### **Влияние характера изменений мирового рынка на деятельность фирмы.**

В целом такое влияние можно характеризовать диаграммой на рис. 1.8.

Мы видим, что основная тенденция развития мирового рынка состоит в непрерывном увеличении его изменчивости и нестабильности. Недаром в качестве некой обобщенной меры состояния рынка на диаграмме приведена шкала нестабильности в баллах, где большее количество баллов соответствует повышению уровня нестабильности. Эта шкала приведена здесь в связи с тем, что и сегодня ряд предприятий и отраслей могут работать в условиях относительной стабильности (газовая, нефтяная, лесная промышленность – индекс 2–2,5), это характерно и для предприятий электроэнергетики. А другие – в обстановке большой нестабильности (радиотехническая, автомобильная – соответствующий индекс 4–5).

Таким образом, можно образно сказать, что одни фирмы работают сегодня в условиях 1930–1940 гг., а другие – в текущих быстроизменяющихся условиях рынка. В целом временные привязки диаграммы характерны для

экономики США. Для стран Западной Европы соответствующий сдвиг запаздывания равен примерно пяти годам.

Наиболее существенной характеристикой мирового рынка, определяющей характер менеджмента фирм, является темп изменений во внешней среде в сравнении с реакцией фирмы. Если в начале века большинство фирм при наступлении изменений имело время на обдумывание, разработку и реализацию необходимых мероприятий в качестве реакции на изменения, то сейчас основная задача менеджмента состоит в том, чтобы предугадать эти изменения и подготовить загодя реакцию фирмы.

### **Организационно-правовые формы организации**

Организационно-правовые формы организации в соответствии с Гражданским кодексом РФ приведены на рис. 1.9.

Характеристика коммерческих организаций по основным признакам приведены в табл. 1.

Для предприятий электроэнергетики характерно преобладания форм собственности в виде акционерных обществ (ФСК ЕЭС, СО РДУ, ОГК, ТГК, Энергосбыт и т.д.). Но существуют и другие формы организации (НП АТС – некоммерческое партнерство, муниципальных предприятий электрических и тепловых сетей в некоторых регионах и т.д.)

## **ТЕМА 2. ЕДИНАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА СТРАНЫ.**

### **Создание и развитие Единой энергосистемы.**

Процесс создания энергетических систем был поставлен под контроль и приобрел целенаправленный характер в начале XX в. Так, еще в 1908 г. был разработан комплексный план развития электроэнергетических систем России, который в 1920 г. был творчески переработан, принят как пятнадцатилетний план ГОЭЛРО и успешно реализован к началу 1930-х гг. Электроэнергетика нашей страны прошла в своем развитии огромный путь от предусмотренного планом ГОЭЛРО сооружения первых крупных районных

электростанций и объединяющих их электрических сетей до образования Единой энергосистемы – самого крупного в мире централизованно управляемого энергообъединения (ЭО).

Процесс развития и создания ЕЭС России можно разделить на четыре этапа. На первом этапе существовали лишь изолированно работающие станции, он завершился примерно к 1920 г. С 1921 г. начался второй этап. Для рационального восстановления и развития энергетического хозяйства страны требовалось объединение электростанций. Были созданы первые энергетические системы: Московское объединение государственных электрических станций (МОГЭС) и «Электроток» в Петрограде. Объединение электростанций осуществлялось в Донбассе, Туле, Брянске и других районах. Этап образования и развития изолированных энергетических систем продолжался в годы первой, второй и третьей пятилеток. Наконец, в 1940 г. были образованы энергетические системы: Московская, Ленинградская, Днепровская, Уральская.

Третий этап – образование объединенных энергосистем (ОЭС) – начался в 1940 г. Первой межсистемной линией связи была сооруженная в этом году линия электропередачи Днепр – Донбасс напряжением 220 кВ, связавшая энергосистему Донбасса с Днепровской. В 1942 г. Уралэнерго было разделено на три энергосистемы – Свердловэнерго, Пермэнерго и Челябинэнерго. Для координации их деятельности были организованы Главуралэнерго и Объединенное диспетчерское управление (ОДУ). В 1945 г. была создана объединенная энергосистема Центра, в состав которой входили Московская, Ярославская, Ивановская и Горьковская энергосистемы. В этот же период к объединению Днепр–Донбасс была присоединена Ростовская энергосистема, в результате чего образовалась ОЭС Юга.

В 1955 г. на базе ОЭС начался этап формирования ЕЭС страны (четвертый этап). Были сооружены линии электропередачи 500 кВ, связавшие ГЭС Среднего Поволжья: Волжскую ГЭС им. В. И. Ленина, а затем и Волжскую ГЭС им. XXII съезда КПСС с ОЭС Центра и ОЭС Урала. По линии

220 кВ Волгоград–Донбасс к ним была присоединена ОЭС Юга. В 1959 г. создано ОДУ ЕЭС, что ознаменовало начало образования Единой энергетической системы страны.

Дальнейшее развитие ЕЭС страны было связано с освоением более высоких напряжений – 500, 750 и 1150 кВ. В 1959 г. была принята в эксплуатацию первая цепь электропередачи 500 кВ Волгоград– Москва, после чего Волгоградская ЭЭС отделилась от ОЭС Юга и вошла в состав ОЭС Центра. В 1960 г. была введена в работу вторая цепь 500 кВ на участке Волгоград–Липецк и в 1961 г. на участке Липецк–Москва и ЭЭС Центрально-Черноземной области (Липецкэнерго) она также вошла в состав ОЭС Центра.

К концу 1960 г. мощность всех электростанций страны достигла 66,72 тыс. МВт, а выработка электроэнергии составила 292,27 млрд. кВт-ч; в ЕЭС европейской части СССР входили четыре ОЭС, включающие в себя 27 ЭЭС. В 1962 г. было создано центральное диспетчерское управление (ЦДУ) энергообъединения энергосистем стран–членов СЭВ, призванное обеспечить надежную параллельную работу ЭЭС ряда стран Восточной Европы (Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, Румынии, СССР и Чехословакии). Продолжался рост темпов ввода генерирующих мощностей: в 1965 г. ввод составил 10,6 млн. кВт, в 1970 г. превысил 12 млн. кВт. В конце 1970 г. суммарная мощность составила 166,2 млн. кВт, а годовая выработка электроэнергии достигла 741 млрд. кВт-ч.

К концу 1960-х гг. завершилось формирование ОЭС Средней Азии. В 1962 г. на параллельную работу с ОЭС Юга присоединилась ОЭС Северного Кавказа. В 1967 г. была введена в эксплуатацию опытно-промышленная ЛЭП-750 кВ Канаковская ГРЭС–Москва

К концу 1970 г. в составе ЕЭС СССР работали параллельно ОЭС Центра, Урала, Средней Волги, Северо-запада, Северного Кавказа и Закавказья. Объединенные энергосистемы Казахстана, Сибири и Средней Азии работали отдельно, а ОЭС Востока находилась в стадии формирования. В течение 1970-х гг. ежегодный ввод энергетических мощностей находился в

пределах 8...13 тыс. МВ. В конце 1980 г. суммарная мощность всех электростанций страны достигла 266,7 тыс. МВт; выработка электроэнергии в 1980 г. составила 1293,9 млрд. кВт·ч. Шло дальнейшее интенсивное развитие ЕЭС стран: в 1972 г. в состав ЕЭС СССР вошла ОЭС Казахстана; в 1973 г. – Болгарская ЭЭС была включена на параллельную работу с ЕЭС СССР; в 1978 г. на параллельную работу с ЕЭС присоединилась ОЭС Сибири; в том же году было завершено сооружение ЛЭП-750 кВ Западная Украина – Венгрия и с 1979 г. началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран–членов СЭВ. С включением в состав ЕЭС СССР ОЭС Сибири, имеющей электрические связи с ЭЭС Монголии, образовалось уникальное межгосударственное объединение энергосистем с установленной мощностью более 300 тыс. МВт, охватывающее территорию от Улан-Батора до Берлина.

В течение 1981 – 1990 гг. продолжалось развитие энергетики и совершенствование ЕЭС СССР: была введена в строй Саяно-Шушенская ГЭС мощностью 6400 МВт, вышла на проектную мощность первая ГРЭС Экибастузского комплекса, началось строительство Богучанской ГЭС мощностью 4000 МВт на Ангаре, Бурейской ГЭС мощностью 1700 МВт на Дальнем Востоке. В 1985 г. были введены в строй первые энергоблоки мощностью 800 МВт на Сургутской и Пермской ГРЭС; успешно работали крупнейшие ТЭС – Костромская, Запорожская, Угрегорская мощностью 3600 МВт и др. Ускоренными темпами шло развитие АЭС: с 1981 по 1985 г. мощность АЭС выросла на 125 %. В 1985 г. электростанциями СССР было выработано 1545 млрд. кВт·ч.

На конец 1990 г. установленная мощность по всем ОЭС (без учета зарубежных электростанций) достигла 287,66 тыс. МВт. Выработка электроэнергии в 1990 г. снизилась до 1429,3 млрд. кВт·ч. Объясняется это тем, что начиная с 1989 г. в странах участницах ЦДУ ОЭС произошли серьезные политические и хозяйственные преобразования, которые сопровождались снижением потребления и производства электроэнергии. После распада СССР значительно снизился объем производства и,

соответственно, потребность в электроэнергии и ее производстве (в 1997 г. выработка на электростанциях ЕЭС России снизилась до 780 млн. кВт·ч).

К началу 1998 г. переходные процессы начали стабилизироваться и в 1999 г. начался некоторый рост производства электроэнергии, с годовой выработкой в 2000 г. на уровне 865 млрд. кВт·ч.

На 2004 г. ЕЭС России включала в себя несколько сотен совместно работающих электростанций общей мощностью 197 млн. кВт, в том числе ТЭС и ТЭЦ 132 млн. кВт, ГЭС - 43,6 и АЭС - 21,4 млн. кВт. Энергетические предприятия (электростанции, предприятия электрических и тепловых сетей), расположенные на территории «субъекта Российской Федерации (области, республики), образовывали районную энергетическую систему, организатором функционирования которой является АО-Энерго. В РАО «ЕЭС России» входило 72 АО-Энерго. Районные энергетические системы, расположенные в определенном регионе и соединенные между собой линиями электропередачи, образуют объединенную энергетическую систему. На территории страны образовано семь ОЭС: Центра, Северо-запада, Волги, Юга, Урала, Сибири и Востока, которые существуют только как технологические системы, но не как организационно-правовые.

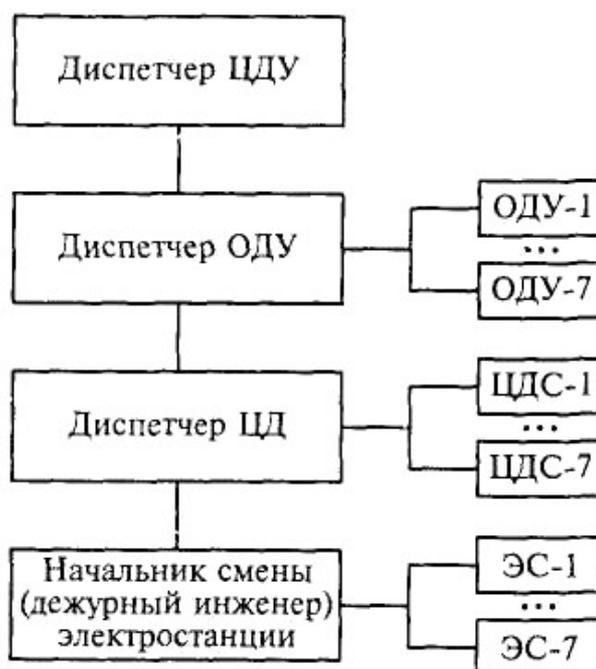


Рис. 2.1. Схема подчинения оперативного персонала

Оперативное управление режимами работы ОЭС ЕЭС России производится из Центрального диспетчерского управления; режимами работы РЭС – из объединенных диспетчерских управлений; управление режимами работы электростанций, входящих в состав РЭС, осуществлялось центральной диспетчерской службой (ЦДС) каждого АО-Энерго (рис. 2.1).

### **Преимущества, достигаемые при образовании региональных энергетических объединений и ЕЭС России.**

Современная энергетическая система создает условия для широкого внедрения средств автоматизации на всех стадиях электроэнергетического процесса, позволяет полностью автоматизировать мощные блоки ТЭС, отдельные электростанции (в первую очередь ГЭС) и подстанции, а также управление режимами работы электростанций, входящих в нее. Это обстоятельство приобретает особое значение при разработке и внедрении автоматизированных систем управления в энергетике, что, в свою очередь, приводит к улучшению экономических показателей.

Основными факторами повышения экономической эффективности при создании мощных энергообъединений являются:

- снижение суммарной установленной мощности ЭС, необходимой для покрытия максимума нагрузки ЭО в целом посредством совмещения графиков нагрузки ЭЭС;

- снижение аварийного резерва мощности ЭО за счет взаимопомощи параллельно работающим ЭЭС;

- снижение ремонтного резерва мощности (облегчает проведение капитального ремонта);

- выигрыш в установленной мощности за счет снижения годового максимума нагрузки ОЭС, например в ЕЭС бывшего СССР, он составлял 3...4 млн. кВт, а эффект совмещения графиков всех параллельно работающих ЭЭС достигал 8...10 млн. кВт. Эффект снижения максимума за счет совмещения графиков нагрузки ОЭС во время ремонтного сезона составлял 4...6 млн. кВт, что позволило снизить требования к резерву мощности, необходимому для

проведения капитального ремонта оборудования. Реализация аварийной взаимопомощи ЭЭС дало эффект, эквивалентный экономии аварийного резерва в ЕЭС бывшего СССР около 4...5 млн. кВт. Таким образом, суммарный выигрыш в установленной мощности электростанций ЕЭС посредством совмещения графиков нагрузки ЭЭС и аварийной взаимопомощи ЭЭС составил 19...25 млн. кВт;

- укрупнение ЭС и увеличение единой мощности агрегатов (позволяет снизить стоимость 1 кВт новой генерирующей мощности, повысить производительность труда при строительстве и эксплуатации ЭС). Благодаря преимущественному вводу на ТЭС высокоэкономичных энергоблоков большой мощности снижаются удельные расходы топлива и себестоимость вырабатываемых электроэнергии и теплоты;

- повышение качества электроснабжения, благодаря поддержанию более стабильных значений частоты и напряжения;

- объединение ЭЭС – необходимое условие рационального решения комплексных гидроэнергетических проблем на основе создания крупных каскадов ГЭС, мощности и ресурсы которых могут быть использованы при их работе в мощных ЭО, в том числе и в многоводные годы (обеспечивает дополнительную экономию топлива).

В ЕЭС работают Волжско-Камский и Ангаро-Енисейский каскады ГЭС, с сооружением которых наряду с энергетическими были решены задачи улучшения водоснабжения, развития речного транспорта, обеспечения нужд сельского и рыбного хозяйства, регулирования режима ЕЭС и ОЭС. При этом обеспечивается оптимальное для экономики в целом использование водных ресурсов с учетом требований энергетики и других водопользователей и водопотребителей. Особое значение в условиях мощного энергообъединения приобретает удельный вес ГЭС и ГАЭС, позволяющих облегчить прохождение пиков и провалов суточных графиков нагрузки энергосистем.

В условиях работы мощного ЭО легче преодолеваются трудности, вызванные внеплановыми отклонениями балансов мощности и

электроэнергии отдельных энергосистем, – изменениями сроков ввода новых мощностей, изменениями в располагаемых энергоресурсах, отклонениями электропотребления от данных прогноза и т.д. Регулирование межсистемных перетоков, маневрирование генерирующими мощностями, координация ремонта оборудования позволяют уменьшить влияние резких метеорологических условий, затрагивающих, как правило, одновременно лишь часть территории, охватываемой сетями ЕЭС. Высокая эффективность объединения ЭЭС обусловлена также протяженностью сетей ЕЭС в широтном направлении на семь часовых поясов; климатические условия отдельных частей этой территории (простирающейся то Забайкалья до западной границы страны, от Северного Урала до Черного и Каспийского морей) различны.

### **Состояние надежности ЕЭС России.**

Очень важным является то обстоятельство, что при создании энергосистем наряду с улучшением экономических показателей обеспечивается высокий уровень надежности и энергетической безопасности (бесперебойности энергоснабжения). Для сравнения рассмотрим показатели надежности энергоснабжения зарубежные I энергообъединений и России.

### **Аварии в зарубежных ЭО.**

После двух тяжелых аварий, происшедших в Западном ЭО, США, в июле и августе 1966 г., разделением ЭО на 4...5 частей и длительным нарушением электроснабжения потребителей на большой территории страны, включая такие огромные мегаполисы, как Лос-Анджелес и Сан-Франциско, в зарубежной печати появились аналитические статьи, посвященные исследованию крупных системных аварий, происшедших в мире за последние 30 лет. Так, в частности, приведены сведения о 14 крупнейших авариях, происшедших в США и Канаде за период 1965-1997гг. (табл. 2.1).

В Японской печати была дана информация о 10 наиболее крупных авариях, имевших место в США (3), Японии, Франции, Канаде (2), Швеции (1).

Обобщив все перечисленные выше случаи, можно сказать, что за период 1965 г. в крупнейших зарубежных энергообъединениях произошло следующее число крупных системных аварий: США и Канада – 19; Западно-Европейское – 5; Северо-Европейское – 2.

К наиболее серьезным проблемам энергоснабжения последних десятилетий, которые стимулировали корректировку энергетической политики государства, стали кризис в Калифорнии в 2000'2001 г. и массовые отключения (Blackout) в августе 2003 г в Северо-восточных районах США.

Калифорнийский кризис привел к росту оптовых цен почти до 40 центов за кВт·ч, периодическим отключениям электроэнергии, финансовым проблемам крупнейших коммунальных компаний региона. К причинам кризиса относились недостатки регулирования и модели регионального рынка, недоинвестирование энергосистемы (с 1990 года совокупная установленная мощность энергосистемы снизилась на 2%, в то время как потребление выросло на 11%), недостаточный объем выработки электроэнергии вследствие вывода из эксплуатации ряда мощностей и снижения объема генерации на гидроэлектростанциях из-за низкого уровня воды.

14 августа 2003 г. произошла крупнейшая в истории энергоснабжения США авария. Массовые отключения электроэнергии затронули мегаполисы в штатах Нью-Йорк, Огайо, Мичиган, Пенсильвания, Коннектикут, Нью Джерси, а также в Канаде (Торонто, Оттава). Общая потеря нагрузки составила 61 800 МВт. В процессе развития аварии отключились 263 электростанции, включая 10 АЭС. Без электроснабжения остались 50 миллионов человек. Энергоснабжение Нью-Йорка было восстановлено только за 24 часа, а в течение 44 часов было подано энергопитание всем потребителям.

Среди основных причин аварии совпадение ряда сбоев в оперативном функционировании энергосистемы (сбой в компьютерной системе предупреждения аварийных ситуаций, замыкания линий электропередачи на

деревья, ошибки персонала), которые осложнялись системными особенностями электроэнергетики США (недостаточное развитие межсистемных связей, несоответствие масштабов оперативно-диспетчерского управления масштабам коммерческих операций и перетоков электроэнергии, необязательный характер (на момент аварии) стандартов надежности и др.).

**Надежность ЕЭС России.** Не случайно в списках стран, население которых испытало на себе последствия тяжелых системных аварий, отсутствуют СССР и Россия. Это объясняется тем, что последняя тяжелая авария за период до 2005 г. произошла в Московской энергосистеме 18 декабря 1948 г. и в 1956 г. в Молдавской ЭС. В 1997 г. суммарный недоотпуск электроэнергии, вызванный авариями, технологическими и функциональными отказами, составил в ЕЭС России 0,014 % общего производства электроэнергии.

*Таблица 5*

#### **Сведения об авариях за рубежом**

| Место аварии                  | Время аварии,<br>Мес., год | Суммарные мощности<br>потребителей, оставшихся без<br>электропитания, МВт |
|-------------------------------|----------------------------|---|
| Восточное ЭО, США             | октябрь, 1965              | 43 000  |
|                               | июнь, 1977                 | 6000  |
|                               | август, 1991               | 4400  |
|                               | август, 1992               | 1500  |
|                               | январь, 1994               | 2800  |
|                               | март, 1996                 | 3400  |
|                               | апрель, 1996               | 2000  |
|                               |                            | 4235  |
| Западное ЭО, США              | январь, 1994               | 5000  |
|                               | декабрь, 1994              | 11860   |
|                               | июнь, 1996                 | 30392   |
|                               | август, 1996               | 4000  |
| Провинция Квебек,<br>Канада   | 1990                       | 4500  |
|                               | 1995                       | 7000  |
| Австрия – Бавария –<br>Италия |                            | 20000   |
|                               |                            | 25 000  |
|                               |                            | 4000  |
|                               | 1976                       | 15 000  |
|                               | 1976                       | 2500  |
|                               | 1978                       |   |

|        |              |
|--------|--------------|
| Канада | 1978<br>1982 |
| Швеция | 1979         |

В период 1976–1990 гг. суммарный недоотпуск электроэнергии из-за нарушений, приравненных к авариям, находился в пределах 200 млн кВт · ч, а суммарный недоотпуск (от аварий и отказов в работе) – 100 млн кВт·ч. Приведенные значения всего учтенного недоотпуска электроэнергии из-за аварий и отказов в работе характеризуют высокий уровень надежности работы энергосистем: отнесенный к суммарной выработке электроэнергии недоотпуск находится в пределах 0,011...0,023 %, а отнесенный к полезному отпуску составляет 0,013...0,025 %.

### **ТЕМА 3. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РФ**

#### **Базовые термины и определения**

**Единая энергетическая система России** – совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

**Субъекты электроэнергетики** – лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической и тепловой энергии, поставки (продажу) электрической энергии, энергоснабжение потребителей, предоставление услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической энергии, организацию купли-продажи электрической энергии;

**Потребители электрической и тепловой энергии** – лица, приобретающие электрическую и тепловую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд.

**Оптовый рынок электрической энергии (мощности) (далее – оптовый рынок)** – сфера обращения особого товара – электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с настоящим Федеральным законом Правительством Российской Федерации. Критерии отнесения производителей и покупателей электрической энергии к категории крупных производителей и крупных покупателей устанавливаются Правительством Российской Федерации.

**Субъекты оптового рынка** – юридические лица, получившие в установленном ФЗ «Об электроэнергетике» порядке право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии на оптовом рынке, в соответствии с утвержденными правилами оптового рынка.

**Розничные рынки электрической энергии (далее – розничные рынки)** – сфера обращения электрической энергии вне оптового рынка с участием потребителей электрической энергии.

**Объекты электросетевого хозяйства** – линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование.

**Услуги по передаче электрической энергии** – комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с техническими регламентами.

**Услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике** – комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы технических устройств электростанций, электрических сетей и энергопринимающего оборудования потребителей

электрической энергии с управляемой нагрузкой, осуществляемых в целях обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих техническим регламентам и иным обязательным требованиям.

**Энергобытовые организации** – организации, осуществляющие в качестве основного вида деятельности продажу другим лицам произведенной или приобретенной электрической энергии.

**Двусторонний договор купли-продажи электрической энергии** – соглашение, в соответствии с которым поставщик обязуется поставить покупателю электрическую энергию в определенном количестве и определенного соответствующими техническими регламентами и иными обязательными требованиями качества, а покупатель обязуется принять и оплатить электрическую энергию на условиях заключенного в соответствии с правилами оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков договора.

**Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой** – категория потребителей электрической энергии, которые в силу режимов работы (потребления электрической энергии) влияют на качество электрической энергии, надежность работы ЕЭС России и оказывают в связи с этим на возмездной договорной основе услуги по обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций. Указанные потребители могут оказывать и иные согласованные с ними услуги на условиях договора.

**Зона оптового рынка** – территория, которая определяется Правительством Российской Федерации и в границах которой происходит формирование равновесной цены оптового рынка в порядке, предусмотренном настоящим Федеральным законом и правилами оптового рынка (далее – ценовая зона оптового рынка).

**Гарантирующий поставщик электрической энергии (далее – гарантирующий поставщик)** – коммерческая организация, обязанная в соответствии с настоящим Федеральным законом или добровольно

принятыми обязательствами заключить договор купли-продажи электрической энергии с любым обратившимся к нему потребителем либо с лицом, действующим от имени и в интересах потребителя и желающим приобрести электрическую энергию.

**Территориальная сетевая организация** – коммерческая организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

**Администратор торговой системы** – некоммерческое партнерство, основной целью деятельности которого является предоставление услуг по организации торговли на оптовом рынке электроэнергии (мощности), а также ведение финансовых расчетов за поставляемую электроэнергию и услуги, оказываемые участникам оптового рынка.

**Системный оператор** – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы (ОАО «СО ЦДУ ЕЭС»): специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики. Системный оператор уполномочен на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

#### **Создание РАО «ЕЭС России».**

В декабре 1992 г. в соответствии с Указом Президента Российской Федерации «Об организации управления электроэнергетическим комплексом Российской Федерации в условиях приватизации» от 15.08.92 № 923 на базе ЕЭС России была организована новая рыночная структура – Российское акционерное общество «Единая электроэнергетическая система России». С этой целью ранее существовавшие энергетические объединения были преобразованы в акционерные общества. При этом в уставный фонд (состав) РАО «ЕЭС России» были переданы все системообразующие линии

электропередачи напряжением от 330 кВ и выше, до того входившие в состав региональных энергетических объединений. В результате сложились благоприятные условия для развития рынка электрической энергии и мощности на базе принадлежащих РАО «ЕЭС России» системообразующих линий электропередачи. До начала преобразований из 72 энергетических объединений России 20 были избыточными, т.е. производили на своей территории электроэнергию больше, чем необходимо для удовлетворения потребностей региона. Во избежание территориального монополизма и в целях развития конкурентного рынка из состава большинства энергетических объединений были изъяты и переданы в уставный фонд РАО «ЕЭС России» тепловые электростанции мощностью 1000 МВт и выше и гидроэлектростанции мощностью 300 МВт и выше. В результате практически все участники рынка (АО-Энерго) оказались в равных условиях: стали одинаково дефицитными, т. е. для удовлетворения спроса потребителей региона АО-Энерго должны приобретать недостающую электроэнергию на оптовом рынке.

Вновь созданные АО-Энерго передали в уставный фонд РАО «ЕЭС России» контрольные пакеты своих акций. Крупные ГЭС и ТЭС были преобразованы в дочерние акционерные общества РАО «ЕЭС России» с передачей своих акций в уставный фонд материнской компании. Центральное диспетчерское управление также стало дочерним акционерным обществом РАО «ЕЭС России» без права приватизации, а объединенные диспетчерские управления были преобразованы в филиалы РАО «ЕЭС России». Все проектные институты и НИИ были преобразованы в акционерные общества без права приватизации и переданы РАО «ЕЭС России»; строительные тресты акционированы с передачей контрольного пакета акций в траст (доверительное управление) РАО «ЕЭС России». В результате таких преобразований удалось сохранить целостность энергетической системы России и не утратить возможность централизованного управления электроэнергетическим комплексом, в частности, за счет участия государства

в управлении электроэнергетикой через контрольный пакет акций РАО «ЕЭС России».

На момент создания РАО «ЕЭС России» все его акции принадлежали государству, а к началу 1999 г. доля государственного участия в компании сократилась до 52,24 %. Остальные 47,76 % были переданы трудовым коллективам АО-Энерго и проданы частным инвесторам.

К 1999 г. структура акционерного капитала РАО «ЕЭС России» состояла из следующих долей, %:

Государства..... 52,24;  
Иностранных инвесторов..... 33,69;  
Российских физических и юридических лиц 14,07.

Одна из крупнейших компаний страны, РАО «ЕЭС России», контролирует более 74 % выработки электроэнергии в Российской Федерации и 58 % выработки тепловой энергии. Контрольный пакет акций компании (52,24 %) до настоящего времени остался в государственном (федеральном) управлении, что позволяет Правительству Российской Федерации через своих представителей, составляющих большинство в совете директоров РАО «ЕЭС России», проводить государственную политику и принимать решения в государственных интересах. Создание РАО «ЕЭС России» позволило организовать условия для оптовой торговли электрической энергией за счет формирования Федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии и мощности. Следующим важным шагом на пути к развитию рыночных отношений стало отделение конкурентных видов деятельности (по производству электроэнергии) от монопольных услуг по ее передаче и диспетчеризации.

Существенный вклад в обеспечение потребностей страны в электроэнергии вносит атомная энергетика. В нашей стране действуют 10 атомных электростанций общей установленной мощностью 21,3 млн. кВт: Балаковская, Белоярская, Курская, Калининская, Кольская, Ленинградская, Нововоронежская, Волгодонская и Смоленская. Билибинская АЭС работает

изолированно от ЕЭС России, однако также является субъектом ФОРЭМ. Доля атомных электростанций в общем объеме электроэнергии, поставляемой на ФОРЭМ, составляет около 40 %, а в общем объеме производства электроэнергии в России – 15 %. Эксплуатация атомных электростанций связана с необходимостью обеспечения их безопасного функционирования. На АЭС применяется ядерное топливо, производство и использование которого не может быть отдано в частные руки. В любом государстве, имеющем атомную энергетику, эта отрасль находится под его строгим контролем. Поэтому в ходе проведения реформ в нашей стране АЭС были акционированы (стали отдельными хозяйствующими субъектами), однако приватизированы не были, оставаясь 100%-й собственностью государства.

Эксплуатация атомных электростанций находится под контролем Министерства Российской Федерации по атомной энергии (Минатом России). Организатором безопасного функционирования и развития АЭС является государственное предприятие (ГП) – концерн «Росэнергоатом», в состав которого входят все АЭС (кроме Ленинградской). В 2002 г. на базе ГП «Росэнергоатом» образована первая в России генерирующая компания «Росэнергоатом», объединившая атомную энергетику России. Схема управления электроэнергетикой России приведена на рис. 3.1.



**Рис. 3.1.** Схема управления электроэнергетикой «России» на момент окончания приватизации и начала реструктуризации

В ходе структурной перестройки электроэнергетики в первую очередь было необходимо:

- создать экономические условия для самофинансирования текущей деятельности и развития ЕЭС России и региональных энергоснабжающих организаций, а также ограничить их монополистическую деятельность за счет государственного регулирования;
- сохранить целостность электроэнергетического комплекса и его опорных структур (региональных энергоснабжающих организаций);
- сохранить управляемость электроэнергетическим производством и его сбалансированным развитием в рамках ЕЭС России;
- организовать конкурентный рынок электрической энергии как инструмент повышения эффективности и минимизации цен на энергию в России;
- включить субъекты Российской Федерации в процесс управления развитием электроэнергетики;

- создать необходимые условия для привлечения инвестиций на развитие ЕЭС России и региональных энергетических компаний.

Особенности электроэнергетики и поставленные задачи предопределили три основных направления преобразования:

- 1) образование на базе действовавших производственных объединений энергетики и электрификации акционерных обществ (АО-Энерго). Основная задача этих предприятий – обеспечение бесперебойного энергоснабжения потребителей на закрепленной территории;
- 2) образование РАО «ЕЭС России», на которое в соответствии с его уставом возложена задача по обеспечению надежного функционирования и развития ЕЭС России;
- 3) разработка и внедрение оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности с элементами конкуренции в сфере производства электроэнергии.

Реструктуризация – представляет собой изменение структуры системы, которой происходит в связи с ухудшением работы хозяйственной системы.

Ухудшение работы системы может быть вызвано как внутренними, так и внешними факторами и может быть вызвано снижением спроса на товар, появление новых технологий, делающих невыгодным производство товара по старой технологии, изменением рыночных условий и т.д.

В сущности, задача реструктуризации является адаптация хозяйственной системы к изменившимся условия внешней и внутренней среды.

Причины дальнейшей реструктуризации энергетической отрасли РФ:

- низкий уровень производства электроэнергии на душу населения страны (в 2 раза ниже в сравнении с США), при наибольшей концентрации энергетических ресурсов;
- низкий уровень эффективности использования электрической и тепловой энергии в сравнении с развитыми странами Европы и США (энергоёмкость продукции в 4-6 раз выше);

- низкая эффективность производства и передачи электрической и тепловой энергии, в связи с высоким износом основных фондов энергетики и их высоким моральным старением;

- снижение надежности энергоснабжения в связи с высоким износом основных фондов;

- опасность появления угрозы энергетической безопасности в связи с низким вводом новых энергетических мощностей в РФ;

- экологические проблемы;

- растущие требования потребителей к качеству электрической энергии;

- низкая конкуренция производителей электроэнергии в отрасли, возможность манипулирования ценой электроэнергии. Исходя из этих причин возникла концепция дальнейшей реструктуризации РАО «ЕЭС России».

Процесс реструктуризации был положен Постановлением правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики РФ» и распоряжением от 3 августа 2001 г № 1040-р, которые фактически утвердили план реструктуризации энергетики первого этапа.

Концепция стратегии развития РАО «ЕЭС России» на 2003 – 2008 гг. (5+5).

За 5 лет (1998-2003 гг.) была подготовлена база для реформирования компании. Стратегия предполагала, что на процесс реформирования компаний холдинга РАО «ЕЭС России» потребуется 3 года, и к 2006 году из РАО «ЕЭС России» будут выделены все основные субъекты отрасли. После этого потребуется еще 2 года на их деформирование и завершение корпоративных процедур. В результате этого через 5 лет (в 2008 году) будет сформирована целевая структура отрасли.

В настоящее время большая часть, рассматриваемой далее концепции выполнена. Ниже нами будут рассмотрены структура отрасли на момент начала реформы, промежуточный ход реструктуризации и целевая структура отрасли к 2008 г.

### **Основные цели и задачи реструктуризации РАО «ЕЭС России»:**

- обеспечение реализации реформирования ПАО «ЕЭС России», активное участие в формировании предложений для Правительства РФ в соответствии с законодательством РФ о реформировании отрасли, таким образом, чтобы это в полной мере соответствовало требованиям и целям, которые предъявляет государство, а также гарантировало соблюдение прав и максимизировало стоимость для акционеров ПАО «ЕЭС России»;

- обеспечение надежности и бесперебойности электро- и теплоснабжения потребителей предприятий, входящих в ПАО «ЕЭС России», в течение всего переходного периода;

- увеличение рыночной стоимости холдинга ПАО «ЕЭС России» и компаний, создаваемых в ходе реструктуризации;

- выделение из состава ПАО «ЕЭС России» в ходе реформирования эффективных, инвестиционно-привлекательных компаний;

- повышение текущей эффективности и развитие профильных бизнесов ПАО «ЕЭС России»;

- повышение прозрачности компании, совершенствование системы корпоративного управления, превращение ее в бизнес-ориентированную компанию;

- соблюдение всех прав и законных интересов акционеров компании (как ПАО «ЕЭС России», так и его дочерних и зависимых обществ), в том числе — миноритарных акционеров.

### **Цели и задачи реформы отрасли.**

Основными целями реформирования электроэнергетической отрасли являются:

- повышение эффективности предприятий электроэнергетики;

- создание условий для развития отрасли на основе частных инвестиций.

### **При этом основными задачами реформы являются следующие:**

- разделение отрасли на естественно-монопольные (в основном, передача и распределение электроэнергии, диспетчеризация) и конкурентные (производство электроэнергии, сбыт) виды деятельности;

- создание системы эффективных рыночных отношений в конкурентных видах деятельности;
- обеспечение недискриминационного доступа к услугам естественных монополий;
- эффективное и справедливое государственное регулирование естественных монополий, создающее стимулы к снижению издержек и обеспечивающее инвестиционную привлекательность естественных монополий.

Реформирование отрасли было подтверждено необходимыми нормативными актами, так как реализация реформирования электроэнергетики Российской Федерации невозможна без формирования соответствующей правовой основы. В связи с этим Правительством Российской Федерации был разработан и внесён в Государственную Думу пакет законопроектов, регламентирующий реформирование электроэнергетической отрасли и РАО «ЕЭС России», задающий основные контуры и принципы функционирования электроэнергетики в будущем в условиях конкуренции и строго регламентированного государственного вмешательства в хозяйственные отношения.

Государственной Думой и Советом Федерации РФ указанный пакет законопроектов был одобрен и подписан Президентом РФ.

Исходя из содержания указанных законопроектов, структура экономических отношений в электроэнергетическом комплексе, после их вступления в силу, окончательно будет выглядеть следующим образом.

#### **Переходный период.**

С момента вступления в силу закона «Об электроэнергетике») и до вступления в силу утверждённых Правительством правил оптового рынка (которое состоялось 1 сентября 2006 года Постановление Правительства РФ) функционирование электроэнергетики происходит в условиях переходного периода. Данный период необходим с целью отработки рыночных механизмов организации хозяйственных отношений в электроэнергетике и

обеспечения последовательного перехода от существующей системы административной регуляции к формированию конкурентной среды. В переходный период будет обеспечена подготовка электроэнергетического комплекса к работе в новых условиях, предполагающих конкурентную организацию хозяйственных отношений с сохранением необходимого уровня административного регулирования в секторах, где формирование рыночных условий невозможно. В данный период изменения в отрасли будут протекать по следующим основным направлениям:

**Переход от вертикально – интегрированных энергокомпаний к разделению видов деятельности.**

В переходный период будет обеспечено полное разделение потенциально конкурентных и естественно–монопольных видов деятельности в электроэнергетике. Последовательность перехода от вертикально–интегрированных компаний к раздельному осуществлению видов деятельности будет достигнута за счёт поэтапного процесса разделения.

Так, до 1 января 2005 года все виды деятельности в электроэнергетике будут распределены между самостоятельными организациями. Эти организации будут создаваться путём реорганизации региональных АО–энерго. В результате будет достигнуто организационное разграничение генерации, передачи, сбыта, диспетчеризации и ремонтной деятельности, а также непрофильных видов деятельности.

В результате первоначально существующую структуру вертикальной интеграции на региональном уровне, в основе которой лежит организационное единство, практически заменила система объединения направлений хозяйственной деятельности в рамках управляющих компаний.

В дальнейшем, до момента окончания переходного периода было достигнуто разделение видов деятельности в рамках аффилированных лиц и групп лиц (т.е. физических и юридических лиц, способных оказывать влияние на деятельность юридических и (или) физических лиц, осуществляющих предпринимательскую деятельность).

Вместе с тем, в ряде случаев совмещение видов деятельности в электроэнергетике будет необходимо. В связи с этим, право на одновременное осуществление монопольных и конкурентных видов деятельности будут иметь хозяйствующие субъекты, которые:

- функционируют в рамках изолированных энергосистем, при условии отсутствия или ограничения конкуренции;

- осуществляют деятельность по оперативно–диспетчерскому управлению и деятельность по передаче электроэнергии исключительно в целях удовлетворения собственных производственных нужд;

- территориальные сетевые компании, которые получили статус гарантирующего поставщика.

Непосредственно с момента вступления в силу закона «Об электроэнергетике» начали действовать его положения, определяющие порядок оказания услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению.

Такие меры помогли осуществить последовательный переход от интеграции к рыночной системе отношений и стали фундаментом для последующей отмены регулирования в сфере ценообразования и развития конкурентных рынков.

В результате вступления положений закона «Об электроэнергетике» и принятия новых правил функционирования оптового рынка появилась возможность продажи электроэнергии не только по регулируемым ценам, так и по ценам свободного оптового рынка, речь о котором пойдет дальше.

В целях регулирования тарифов в этот период Правительство ежегодно, до принятия бюджета устанавливает предельные уровни тарифов на электрическую энергию. При этом обеспечивается защита интересов населения посредством утверждения для нее отдельных предельных уровней цен.

В рамках переходного периода практически завершён процесс формирования организационной и имущественной структуры новых участников хозяйственных отношений в сфере электроэнергетики.

### **Целевая структура отрасли электроэнергетики к 2008 г.**

Предполагается, что к 2008 году будут завершены основные процессы реструктуризации электроэнергетической отрасли и полностью либерализованы оптовый и розничный рынки электроэнергии. К этому году закончатся основные преобразования, начатые РАО «ЕЭС России» в 2006 году (выделение компаний из РАО «ЕЭС России»), включая обеспечение прямого участия акционеров РАО «ЕЭС России» в выделенных компаниях. К 2008 году должна быть обеспечена независимость большинства генерирующих компаний друг от друга путем снижения доли государственного владения.

В итоге реструктуризации холдинга РАО «ЕЭС России» и других предприятий отрасли должны сложиться следующие субъекты и структура собственности.

Основными субъектами отрасли должны стать:

#### **А. Инфраструктурные организации:**

**Организация по управлению Единой национальной электрической сетью.**

ФСК – компания, исполняющая роль организации по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС), которая обеспечивает единство технологического управления ЕНЭС, оказывает на возмездной договорной основе услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС.

Основные активы ОАО «ФСК ЕЭС» – практически все магистральные сети РФ (сейчас находящиеся в собственности холдинга РАО «ЕЭС России»).

Созданная в 2002 году как 100%-ная дочерняя компания РАО «ЕЭС России», к 2008 году ФСК (как организация по управлению ЕНЭС) будет являться самостоятельной компанией, выделенной из РАО «ЕЭС России»,

владеющей активами магистральных сетей, в настоящее время находящихся в АО-энерго, или акциями компаний, созданных на базе этих активов. В последнем случае ФСК будет стремиться к образованию единой операционной компании (путем перехода на единую акцию) при условии не снижения доли владения государства.

В то же время, происходит процесс создания семи Межрегиональных магистральных сетевых компаний (ММСК) путем внесения активов магистральных сетей АО-энерго в оплату дополнительной эмиссии ММСК до реорганизации АО-энерго.

После выделения ОАО «ФСК ЕЭС» из РАО «ЕЭС России», в соответствии с законом «Об электроэнергетике» произошло увеличение всеми законными способами доли государства в ОАО «ФСК ЕЭС» до 75% плюс одна голосующая акция, в том числе за счет продажи или обмена доли государства в генерирующих компаниях.

Основные доходы ОАО «ФСК ЕЭС» формируются за счет тарифа на передачу электроэнергии по магистральным сетям. Перспективная деятельность ОАО «ФСК ЕЭС» (строительство новых сетей, долгосрочные и сложные проекты) может финансироваться за счет заемного капитала.

Ключевым фактором экономического успеха ОАО «ФСК ЕЭС» будет являться формирование прозрачной системы регулирования и тарифообразования и определение регулирующим органом справедливой регуляторной базы капитала (РБК) и справедливой нормы возврата на вложенный капитал. Создание крупной компании ФСК обеспечило оптимальную ликвидность и способность привлекать заемные средства, что будет приводить к снижению стоимости капитала и, как следствие, сдерживанию роста тарифов.

### **Системный оператор.**

Системный оператор осуществляет единоличное управление технологическими режимами работы Единой энергетической системы России

и уполномочен на выдачу обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления команд.

Созданное как 100%-ное дочернее общество ОАО РАО «ЕЭС России» ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в 2006 году будет самостоятельной компанией, владеющей активами ЦДУ, ОДУ, а также РДУ, находящимися в настоящий момент в собственности АО-энерго.

Активы РДУ выкуплены ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» за счет привлечения заемных средств на рынке. Обслуживание займа на рынке капитала предполагается за счет включения данных расходов в тариф ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС».

Доля государства в уставном капитале ОАО «СО ЦДУ ЕЭС» доведено до уровня 75% плюс 1 акция.

#### **Межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК).**

Созданные в ходе реструктуризации АО-энерго распределительные сетевые компании на этапе их межрегиональной интеграции объединены в несколько (до 5) холдинговых компаний по ОЭС. Тарифообразование в МРСК в будет осуществляться на основе установления справедливой РБК и справедливой нормы возврата на вложенный капитал.

В 2006-2007 г. произошло их обособление, а в 2007 ликвидация АО-энерго.

После завершения всех основных мероприятий по реформированию холдинга РАО «ЕЭС России» и формирования целевой структуры отрасли предполагается, что государство может принять стратегическое решение о распоряжении пакетами акций распределительных сетевых компаний исходя из целей государственной экономической политики, предусмотрев, в том числе возможность приватизации принадлежащих государству пакетов акций (путем продажи либо перехода на единую акцию) при условии установления регуляторного режима, обеспечивающего недискриминационный доступ к сетям.

#### **В. Генерирующие компании:**

## **Оптовые генерирующие компании (ОГК), созданные на базе РАО «ЕЭС России».**

В настоящее время создано 7 оптовых генерирующих компаний на базе крупных федеральных станций, принадлежащих РАО «ЕЭС России» и АО-энерго: 6 ОГК формируются на базе теплогенерирующих активов (ТЭС), 1 ОГК - на базе гидрогенерирующих активов (ГЭС). В целях ограничения монопольного влияния на оптовый конкурентный рынок электроэнергии тепловые ОГК формируются по экстерриториальному принципу.

На первом этапе ОГК созданы в форме 7 холдинговых компаний (100% дочерних обществ РАО «ЕЭС России») за счет внесения в их уставный капитал пакетов акций и имущественных комплексов электростанций, принадлежащих РАО «ЕЭС России». ОГК формировались до момента реорганизации АО-энерго на базе активов, принадлежащих материнской компании РАО «ЕЭС России», с последующим увеличением их уставного капитала за счет генерирующих активов АО-энерго, подлежащих вхождению в состав ОГК.

После выделения из РАО «ЕЭС России» (в 2006 году) все ОГК на базе гидрогенерации будут представлять собой производственно-финансовые холдинги, структура капитала каждой головной компании ОГК на базе гидрогенерации будет идентична структуре капитала ОАО «ФСК ЕЭС».

Целевой задачей является снижение доли государства в тепловых ОГК к 2008 году до нуля.

## **Территориальные генерирующие компании (ТГК), созданные на базе компаний РАО «ЕЭС России».**

ТГК (территориальные генерирующие компании) – это компании, созданные на базе генерирующих активов АО-энерго (за исключением станций, вошедших в ОГК и изолированных АО-энерго), укрупненные по региональному признаку. В 2006 году ТГК обособлены от РАО «ЕЭС России». При этом, предполагается, что государство будет снижать долю

своего участия в ТГК, и к 2008 году оно может не иметь в собственности акций ТГК.

ТГК будут формироваться по принципу максимального увеличения размера новых компаний при обеспечении конфигурации, не препятствующей свободному ценообразованию на оптовом рынке электроэнергии.

Ряд ТГК помимо генерирующих станций также включает активы тепловых сетей и котельных. Кроме того, в перспективе возможна интеграция с муниципальными предприятиями в сфере теплоснабжения. ТГК также могут впоследствии иметь в своем составе сбытовые подразделения, образуемые в порядке диверсификации бизнеса в целях финансового хеджирования при колебаниях цен на рынке электро- и теплоэнергии.

### **Независимые генерирующие компании.**

Помимо ОГК на базе активов организаций холдинга РАО «ЕЭС России» на рынке также будут действовать ОГК на базе атомной генерации, 100% акций которой принадлежит государству, и генерирующие компании на базе активов «независимых» АО-энерго (Иркутскэнерго, Башкирэнерго, Татэнерго, Новосибирскэнерго).

Увеличение числа независимых генерирующих компаний к 2008 году является важным приоритетом для РАО «ЕЭС России», так как именно это является залогом качественной работы либерализованного рынка электроэнергии и эффективного инвестиционного процесса.

### **С. Сбытовые компании:**

#### **Холдинг Гарантирующих поставщиков, изолированных АО-энерго.**

Гарантирующий поставщик (ГП) является регулируемым бизнесом. При этом в отличие от конкурентной сбытовой деятельности, деятельность гарантирующего поставщика, возможно совмещать с деятельностью по распределению электроэнергии (распределительные сети).

С 2007 г. Постановлением Правительства РФ ряду сбытовых компаний, выделенных из АО-энерго, присвоен статус Гарантирующего поставщика.

Предполагается, что к концу 2008 году большинство изолированных энергосистем будет реструктуризировано. Однако некоторые изолированные от Единой энергетической системы АО-энерго в 2008 году будут оставаться вертикально-интегрированными компаниями, в которых сетевой, генерирующий и сбытовой бизнесы будут выделены в 100% дочерние компании.

#### **Д. Ремонтные компании:**

В 2005 г. ремонтный бизнес РАО «ЕЭС России» был обособлен от АО-энерго и АО-электростанций

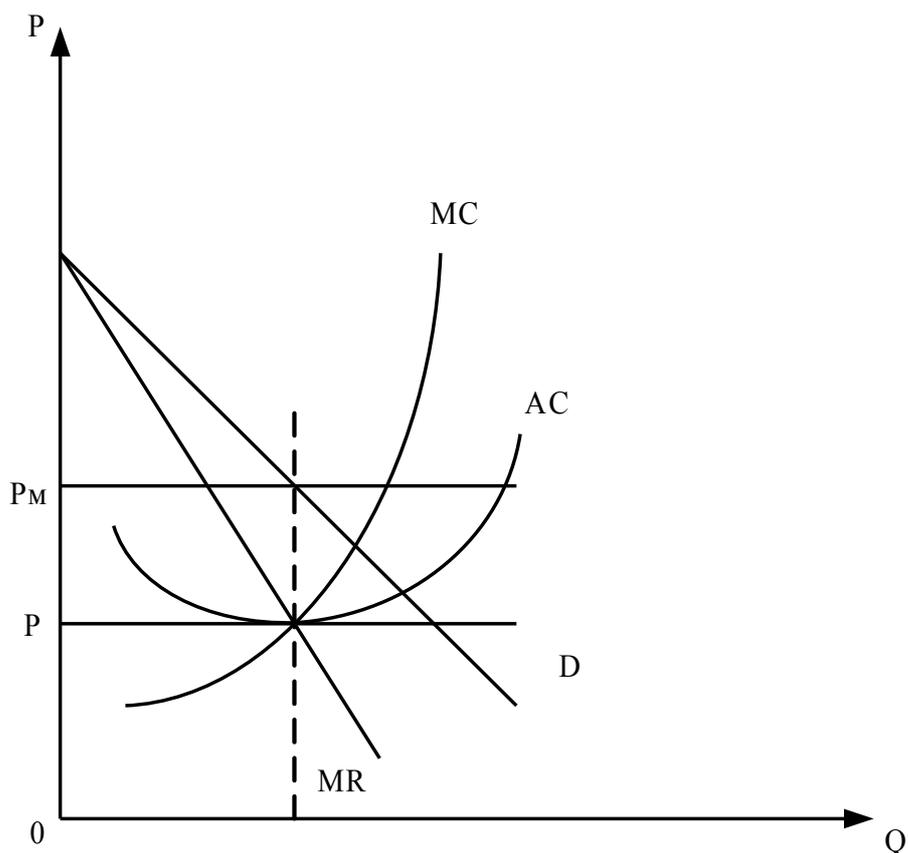
При этом в отдельных регионах, где невозможно формирование эффективного рынка ремонтных услуг, все ремонты могут осуществляться дочерними структурами генерирующих и сетевых компаний, а также собственным персоналом.

### **ТЕМА 4. РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.**

Монополистический рынок и рынок совершенной конкуренции: особенности формирования цены на электроэнергию, предельные издержки и предельный доход, средние издержки.

**Парето-оптимальность.** Недостатки и преимущества монополистического рынка и рынка совершенной конкуренции. Оптовый и розничный рынок. Организация продаж электроэнергии: договор электроснабжения - договор купли-продажи и договор на присоединение. Перекрестное субсидирование.

#### **Основы организации рынка.**



**Рис. 4.1.** Принципы ценообразования на конкурентном и монополистическом рынке

**Рынком** называют сферу обмена, в которой функционируют юридические и физические лица.

**Рынок совершенной конкуренции** имеет следующие особенности:

- 1) товар на рынке продают большое количество фирм;
- 2) покупателям безразлично, товар какой фирмы они купят, так как продукция фирм очень похожа и цены одинаковы;
- 3) ни продавцы, ни покупатели не могут повлиять на текущую рыночную цену товара (изменение объема покупок отдельными потребителями незначительно влияет на цену товара на рынке);
- 4) не существует жестких ограничений на свободу входа и выхода на рынок. На этом рынке всем его участникам доступна информация: о товарах, ресурсах, доходах, издержках фирм и о потерях от неиспользованных возможностей.

На конкурентном рынке фирма максимизирует свою прибыль, производя такой объем продукции, при котором предельный доход ( $MR$ ) равен предельным издержкам ( $MC$ ) и текущей рыночной цене ( $P$ ).

$$MR=MC=P$$

**Предельные издержки** – расходы предприятия на производство дополнительной единицы продукции сверх того количества, которое уже производится (дополнительные затраты на производство продукции).

Равновесная цена устанавливается на таком уровне, когда объем предложения равен объему спроса на продукцию.

Вход и выход в отрасль свободны, экономическая прибыль привлекает в отрасль новые фирмы, а убытки вынуждают некоторые фирмы ее покинуть. Рыночная цена товара устанавливается на уровне минимальных средних издержек ( $AC$ ) типичной фирмы. Каждая фирма отрасли устанавливает объем производства, при котором выполняется условие, когда цена равна предельному доходу.

$$P=MR=MC=AC$$

При совершенном конкурентном рынке нельзя повысить чье либо благосостояние, не снижая при этом благосостояние отдельных субъектов рынка, и в результате этого осуществляется эффективное распределение ресурсов (Парето-оптимальность).

**Парето-оптимальность** достигается при условии:

- потребитель максимизирует степень удовлетворения своих потребностей ( $MU=P$  цена равна предельной полезности);
- производитель производит такой объем продукции, когда предельные издержки равны цене ( $MC=P$ );
- $MU=MC$ .

На совершенном рынке конкуренции  $MU=MC$ .

Конкурентный рынок не решает всех проблем, стоящих перед обществом и экономикой и требует вмешательства государства даже в странах с развитой рыночной экономикой.

В настоящее время не существует идеальных рыночных структур с совершенной конкуренцией, так как существуют барьеры для входа в отраслевой рынок (патенты, лицензии, гос. регулирование, высокие издержки на рекламу). К нарушению конкуренции приводит возможность фирмы снизить издержки за счет увеличения объема выпуска продукции, а также, возможность фирм дифференцировать свою продукцию.

**Монополистическая конкуренция** характеризуется тем, что на рынке большое количество фирм (продавцов) предлагает дифференцированную продукцию.

**Олигополюсная структура рынка** определяется тем, что на нем несколько фирм (продавцов) предлагают либо идентичную, либо дифференцированную продукцию.

**Чистый (абсолютный) монополюсный рынок** отличается тем, что на нем единственная фирма предлагает товар, которому нет абсолютных заменителей в других отраслях (конкуренция отсутствует).

При **монополюсной конкуренции** есть элементы конкуренции и монополюсного давления.

Монополист максимизирует прибыль, когда производит такое количество продукции, при котором предельный доход равен предельным издержкам  $MR=MC$ .

Монополист устанавливает на свою продукцию такую цену, которая определяется кривой спроса при объеме продукции, обеспечивающем максимум прибыли.

Монополюсная цена всегда выше предельных издержек:

$$P > MC = MR .$$

Монополист имеет возможность менять объем производства и цену товара и для него не существует кривой предложения. Монополия стремится

увеличить свою прибыль, произвести меньшее количество продукции и установить высокую цену на свой товар. Она производит меньше, чем позволяют ресурсы, и общество несет потери, так как высокие цены монополиста позволяют ему перераспределять часть доходов потребителя.

В нашей стране производители электрической энергии, при сохранении определенных условностей, являются естественными монополистами, и рынок электрической энергии преимущественно является монополистическим. Естественная монополия существует всегда, когда экономия от масштабов производства позволяет одному потребителю удовлетворить весь рыночный спрос, получая при этом прибыль.

Для естественных монополий характерно то, что входные барьеры держаться на особенностях технологии, отражающих естественные законы природы, а не на правах собственности или правительственных лицензиях. К естественным монополистам следует отнести, прежде всего, сетевые предприятия, однако электрические станции, строго говоря, отнести к естественным монополиям нельзя. Особенности энергетической компании являются большие постоянные затраты на строительство, а предельные затраты, при этом, невелики. Ценообразование по предельным затратам будет для них убыточным. Естественная монополия может устанавливать более низкие цены, но делать она это будет только при государственном вмешательстве, когда:

- цена устанавливается на уровне предельных издержек ( $P=MC$ );
- цена устанавливается на уровне средних издержек ( $P=AC$ ).

Для контроля монополий в области недискриминационного предоставления услуг монополии регулируются государством.

**Основные принципы функционирования нового оптового рынка электроэнергии (мощности).**

С 1 сентября 2006 года [постановлением Правительства Российской Федерации](#) были введены **новые правила функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности)**. Новые правила работы оптового рынка

меняют всю систему взаимоотношений покупателей и поставщиков электрической энергии и мощности.



Рис. 4.2. Изменение структуры рынка с 2001 г. по настоящее время

На оптовом рынке поставщиками электроэнергии являются генерирующие компании и импортеры электроэнергии. В роли покупателей выступают:

- потребители, покупающие электроэнергию для удовлетворения собственных производственных нужд;
- сбытовые компании (включая гарантирующих поставщиков), приобретающие электроэнергию с целью дальнейшей перепродажи конечным потребителям и действующие от своего имени;
- экспортеры (операторы экспорта) электроэнергии – организации, осуществляющие деятельность по покупке электрической энергии с отечественного оптового рынка в целях экспорта в зарубежные энергосистемы.

Согласно [Постановлению](#), вместо регулируемого сектора и сектора свободной торговли на оптовом рынке внедряется система **регулируемых**

**договоров** между продавцами и покупателями электроэнергии. Договоры называются регулируемыми, поскольку цены на электроэнергию в рамках этих договоров регулируются **Федеральной службой по тарифам (ФСТ)**.

В 2006 году регулируемые договоры стали заключаться до окончания года. Начиная с 2007 года, продавцам и покупателям оптового рынка, предоставлено право, заключать долгосрочные регулируемые договоры (от 1 года).

Переход участников на долгосрочные двусторонние отношения в условиях либерализации рынка обеспечивает прогнозируемость стоимости электрической энергии (мощности) в среднесрочной и долгосрочной перспективе, что является залогом инвестиционной привлекательности электроэнергетики.

Регулируемые договоры в 2006 году стали заключаться на полные объемы производства и потребления электроэнергии в соответствии с прогнозным балансом ФСТ России на 2006 год. Начиная с 2007 года, объемы электрической энергии (мощности), продаваемые на оптовом рынке по регулируемым ценам, будут планомерно уменьшаться. Темпы такого снижения будут устанавливаться ежегодно Правительством Российской Федерации при утверждении прогнозов социально-экономического развития. На 2007 год доля электроэнергии, продаваемой по регулируемым ценам, зафиксирована в правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и составляет 95 процентов от объема прогнозного баланса производства и потребления.

Поставщики и покупатели электроэнергии на оптовом рынке – **контрагенты по регулируемым договорам** определяются **Администратором торговой системы**. Покупателям в новом рынке предоставляется право уменьшить объемы, покупаемые ими по регулируемым договорам, не более чем на 15 процентов. Кроме того, покупатель и поставщик могут по взаимному согласию уменьшить объемы купли-продажи электрической энергии, но не более чем на 15 процентов.

Конструкция регулируемых договоров позволяет без изменения ее конфигурации, постепенно снижая объемы электроэнергии (мощности) по регулируемым договорам, расширять сферу действия свободных (нерегулируемых) цен. Таким образом, к моменту окончания переходного периода реформирования электроэнергетики произойдет переход к **полностью конкурентному оптовому рынку**, что предусмотрено законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

Объемы электроэнергии, не покрытые регулируемыми договорами, продаются по свободным ценам. Таких способов торговли электроэнергией в новой модели оптового рынка два – это **свободные двусторонние договоры** и **рынок «на сутки вперед»**. В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. **Основой рынка «на сутки вперед»** является проводимый НП «АТС» конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. Если происходит отклонение от запланированных за сутки вперед объемов поставки, участники покупают или продают их на **балансирующем рынке**.

Рынок «на сутки вперед» в целом заменяет существовавший в прежней модели сектор свободной торговли – отличие состоит в том, что во вводимом рынке «на сутки вперед» участники подают заявки на полные объемы производства и потребления (на ранее действовавшем секторе свободной торговли – 15% объемов производства для поставщиков и 30% потребления для покупателей). Существенно, что результаты такого аукциона ценовых заявок являются основой для планирования Системным оператором режимов производства и потребления электроэнергии – загружаются в первую очередь наиболее экономически эффективные генерирующие мощности.



*Рис. 4.3.* Структурная схема оптового конкурентного рынка

Для снижения рисков манипулирования ценами на оптовом рынке вводится система стимулирования участников к подаче конкурентных ценовых заявок – в соответствии с правилами торговли, в первую очередь будут удовлетворяться заявки на поставку электроэнергии с наименьшей ценой. Порядок выявления случаев неконкурентного поведения (установление завышенных цен на электроэнергию, попытки генерирующих компаний «увести» с оптового рынка часть своих мощностей) будет установлен Федеральной антимонопольной службой России.

Изменения в системе регулируемого ценообразования также направлены на формирование в отрасли привлекательной инвестиционной среды. Вместо используемого прежде **метода экономически обоснованных расходов**, в условиях действия регулируемых договоров, начиная с 2008 года, для установления тарифов на электрическую энергию и мощность поставщиков будет использоваться **метод индексации**. Тарифы поставщиков будут рассчитываться методом индексации тарифов 2007 года, учитывающим уровень фактической, а не прогнозной инфляции.

**Особым сектором нового оптового рынка является торговля мощностью**, которая осуществляется в целях обеспечения надежной и бесперебойной поставки электрической энергии. До введения новых правил оптового рынка поставщики получали оплату 85% от установленной мощности генерирующего оборудования, а покупатели оплачивали эту мощность в составе одноставочного тарифа на электроэнергию (мощность). Теперь мощность и электроэнергия оплачиваются отдельно. При продаже мощности у поставщиков появляются обязательства по поддержанию их генерирующего оборудования в постоянной готовности к выработке электрической энергии. Эти обязательства заключаются в соблюдении поставщиком заданного Системным оператором режима работы генерирующего оборудования, включая соблюдение выбранного Системным оператором состава оборудования и его параметров, в участии генерирующего оборудования в регулировании частоты в сети и т.д. Стоимость мощности напрямую зависит от выполнения обязательств генерирующими компаниями, и у них появляется прямой финансовый стимул соблюдать все предъявляемые требования. Такие механизмы введены для страхования рисков снижения текущей надежности в работе энергосистемы при растущем спросе на электроэнергию.

**Для создания экономических условий притока инвестиций все новые мощности** (не учтенные в утверждаемом Федеральной службой по тарифам России прогнозном балансе на 2007 год) будут участвовать в оптовом рынке по свободным нерегулируемым ценам. Регулируемые договоры в отношении таких объектов генерации заключаться не будут. Это же касается и новых объектов потребления – регулируемые договоры могут быть заключены в отношении таких объектов лишь в случае, если в 2007 году имелись технические условия для их присоединения к электрическим сетям.

По сути, новая модель оптового рынка переходного периода является базой для формирования целевой (полностью конкурентной) модели: механизмы формирования равновесных цен и объемов на рынке «на сутки

вперед» и балансирующем рынке, механизмы учета двусторонних договоров, принципы оплаты отклонений – все эти ключевые элементы рынка в дальнейшем меняться уже не будут.

В дальнейшем либерализация оптового рынка электроэнергии (мощности) пойдет по пути создания «вспомогательных» рынков, обслуживающие работу энергосистемы. В последствии будут сформированы: рынок системных услуг, рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети и рынок производных финансовых инструментов.

Целью работы **рынка системных услуг** является поддержание заданных технических параметров энергосистемы. Рынок системных услуг это один из инструментов (механизмов) поддержания требуемого уровня надежности и надлежащего качества функционирования энергосистемы.

На этом рынке потребители, например, могут заключить договор на регулирование нагрузки («потребители с управляемой нагрузкой»). В случае резкого всплеска потребления электроэнергии Системный оператор может ограничить подачу энергии такому потребителю, при этом ограничение на поставку электроэнергии будет оплачено потребителю в соответствии с условиями договора. Производители могут заключить договоры на поддержание частоты и напряжения в сети, обеспечение резервов мощности и т.д.

**Рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети – финансовыми правами на передачу (ФПП)** позволит создать прозрачный рыночный механизм распределения ограниченного ресурса – пропускной способности электрических сетей, а также механизм поддержки частных инвестиций в строительство и развитие сетей с целью минимизации данных ограничений. Предполагается, что ФПП будут реализовываться на конкурентных аукционах.

**Рынок производных финансовых инструментов** позволит создать систему управления ценовыми рисками в рыночной электроэнергетике.

Основной инструмент – форвардный контракт (двухсторонний договор). Поиск контрагентов по таким договорам будет происходить путем непосредственного общения продавцов и покупателей. Привлечение на рынок производных финансовых инструментов участников, не связанных с энергетикой (инвестиционных компаний, банков и т.д.), перераспределит часть ценовых рисков в пользу продавцов и покупателей оптового рынка электроэнергии.

**Регулирование доступа к электрическим сетям и услугам по передаче электрической энергии** осуществляется на основе **технологического присоединения** энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, осуществляется в порядке, устанавливаемом Правительством, и носит однократный характер.

Указанный порядок регламентирует процедуру такого присоединения, предусматривает существенные условия договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, а также требования к выдаче индивидуальных технических условий для присоединения к электрическим сетям.

Любые юридические и физические лица имеют право на технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрическим сетям при наличии технической возможности для этого и соблюдении ими установленных правил такого присоединения. Отказ в технологическом присоединении при выполнении такими лицами указанных условий не допускается. Критерии наличия (отсутствия) технической возможности и правила технологического присоединения к электрическим сетям определяются Правительством РФ. Технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям осуществляется на основе договора. Договором об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств

(энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям не предусматривается оказание услуг по передаче электрической энергии.

**За технологическое присоединение к электрическим сетям плата взимается однократно.** Размер указанной платы устанавливается федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации, и должен компенсировать затраты на проведение мероприятий по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям. Включение указанных затрат в состав платы за услуги по передаче электрической энергии не допускается.

Оказание услуг по передаче электрической энергии осуществляется на основе **договора возмездного оказания услуг**. Договор оказания этих услуг является публичным.

Обязательным условием оказания услуг по передаче электрической энергии покупателю является его участие в оптовом рынке или наличие у такого покупателя заключенного с производителем или иным поставщиком электрической энергии **договора купли-продажи электрической энергии**, исполнение обязательств по которому осуществляется надлежащим образом.

Сетевая организация в соответствии с ФЗ, правилами оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков вправе отказать покупателю в исполнении своих обязательств по договору оказания услуг по передаче электрической энергии в случае, если такой организации стало известно о неисполнении покупателем своих обязательств по договору купли-продажи электрической энергии.

**Основные положения правил функционирования розничных рынков.**

[Постановление Правительства Российской Федерации](#) «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики и правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии в

случае нарушения своих обязательств потребителями электрической энергии, а также в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварий» (далее – Правила) разработано в соответствии с пунктом 1 статьи 21 Федерального закона «Об электроэнергетике» и статьей 6 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период...».

Правила также предусматривают внесение изменений в ряд действующих нормативных актов, регулирующих отношения в сфере электроэнергетики, а также поручения федеральным органам исполнительной власти по разработке сопутствующих нормативных актов.

Правила содержат положения о порядке заключения и исполнения публичных договоров на розничном рынке и примерный договор поставки электрической энергии для населения. Правила устанавливают основы взаимодействия на розничном рынке электроэнергии участников розничного рынка, к которым относятся гарантирующий поставщик, энергобытовые организаций, производители, сетевые организации и потребители электроэнергии.

Центральным субъектом розничного рынка становится **гарантирующий поставщик**, который обязан заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем, расположенном в границах его зоны деятельности. Все остальные продавцы электроэнергии будут свободны в заключении договоров с потребителями, т.е., если такие продавцы и покупатели не договорятся по всем условиям поставки, то договор не будет заключен и обязать таких продавцов к заключению договора будет нельзя.

Если покупателя не устраивает его продавец электроэнергии, он в любой момент может обратиться к гарантирующему поставщику.

Правила определяют порядок назначения и смены гарантирующих поставщиков. Гарантирующими поставщиками на соответствующих территориях субъектов Российской Федерации с даты введения в действие Правил розничного рынка назначены:

– неразделенные АО-энерго и (или) энергосбытовые организации, созданные в результате реорганизации АО-энерго;

– оптовые потребители-перепродавцы и созданные на их базе сбытовые компании, которые на дату вступления в силу Постановления Правительства РФ осуществляют снабжение электрической энергией населения и финансируемых из бюджета потребителей в объеме не менее 50 млн. кВтч в год;

– энергосбытовые организации, обслуживающие потребителей, присоединенных к электрическим сетям ОАО «Российские железные дороги»;

– хозяйствующие субъекты, эксплуатирующие объекты электросетевого хозяйства или генерирующие объекты, не имеющие электрических связей с Единой энергетической системой России и изолированными энергосистемами (так называемые «острова» – типичный пример – предприятия по добыче нефти со своей дизельной электростанцией).

Зоны деятельности гарантирующих поставщиков в каждом регионе устанавливаются региональным органом власти, исходя из сложившихся территориальных зон обслуживания назначенных гарантирующих поставщиков.

Правила предусматривают одно из ключевых обязательств организаций, назначенных гарантирующими поставщиками – **осуществить разделение сбытовой и сетевой деятельности**. Таким образом, все оптовые потребители-перепродавцы, получившие функции гарантирующих поставщиков, должны пройти процедуру разделения по видам деятельности.

В случае назначения гарантирующим поставщиком организации, которая не является участником оптового рынка электроэнергии, она обязана получить статус субъекта оптового рынка до 1 января 2008 года. В противном случае такая организация до 1 января 2008 года должна будет покупать электроэнергию у другого гарантирующего поставщика – субъекта оптового рынка, чья зона деятельности охватывает территорию соответствующего субъекта Российской Федерации. Собственно, в каждом регионе это будут

энергосбытовые организации, созданные при реорганизации АО-энерго. После 1 января 2008 года организации, не получившие статус субъекта оптового рынка, лишаются статуса гарантирующего поставщика.

**Гарантирующие поставщики** (оптовые потребители-перепродавцы, победитель конкурса либо территориальная сетевая организация – если ей присвоен статус гарантирующего поставщика) должны получить статус участника оптового рынка. При этом для них существует ряд особенностей:

- в отношении таких организаций предусматривается льготный (четырёхлетний) срок для приведения систем коммерческого учета в соответствие с требованиями договора о присоединении к торговой системе оптового рынка (в соответствии с Правилами оптового рынка);

- на гарантирующих поставщиков не распространяются количественные требования, предъявляемые к субъектам оптового рынка.

Таким образом, от них требуется только заключение необходимых для участия в торговле на оптовом рынке договоров и получение балансового решения ФСТ России, а все технические мероприятия, которые, как правило, занимают существенный период времени, могут быть выполнены позднее.

Функции гарантирующего поставщика могут быть временно (на период до 6 месяцев) переданы сетевой организации в следующих случаях:

- если действующий гарантирующий поставщик лишается лицензии на право продажи электрической энергии гражданам;

- если в отношении него приняты меры по лишению права участия в торговле на оптовом рынке;

- если он заявляет о своей ликвидации;

- если в отношении него запущены процедуры банкротства;

- а также в случае, если он нарушает свои обязательства по оплате электроэнергии и услуг по передаче на розничном рынке, либо если финансовые показатели его деятельности нарушают контрольные значения, установленных приложением к Правилам.

Правилами закреплена **система ценообразования** на розничном рынке, предусматривающая поставку части объемов электроэнергии по регулируемой цене (в 2007 г. около 95%), а части – по цене, отражающей стоимость электрической энергии на конкурентном оптовом рынке в рамках предельного уровня нерегулируемых цен (в 2007 гг. около 5%). Предельный уровень нерегулируемых цен определяется по специальной, зафиксированной в Правилах формуле на основании ежемесячно публикуемой НП «АТС» информации о средней стоимости единицы электрической энергии, сложившейся на оптовом рынке за истекший месяц, с учетом регулируемых государством тарифов на услуги по передаче электрической энергии, услуги НП «АТС» и РАО «ЕЭС России», сбытовой надбавки.

Это позволит осуществлять либерализацию цен на розничном рынке синхронно с процессом либерализации на оптовом рынке, будет стимулировать гарантирующего поставщика к минимизации своих расходов по покупке электрической энергии на оптовом рынке и в тоже время защитит потребителей электрической энергии от его неосторожной ценовой политики.

При этом для населения на переходный период гарантируется поставка всего фактически потребленного объема по регулируемым ценам!

Энергосбытовые организации, которые не осуществляют поставку электрической энергии населению, вправе поставлять электрическую энергию по договорным ценам. При этом следует учитывать, что для потребителей электрической энергии, заключающих договоры с такими энергосбытовыми организациями по собственному желанию, всегда есть экономический критерий для оценки, предлагаемой ими цены – **стоимость поставки электрической энергии гарантирующим поставщиком.**

Правила также предусматривают **синхронизацию с жилищным законодательством Российской Федерации** и определяют порядок приобретения организациями сферы жилищно-коммунального хозяйства электрической энергии для оказания коммунальных услуг по электроснабжению. Кроме того, установлено, что гарантирующие

поставщики, энергоснабжающие и энергосбытовые организации осуществляют поставку электрической энергии гражданам, только если они проживают в частных жилых домах или осуществляют в соответствии с жилищным законодательством непосредственное управление многоквартирным домом.

Правилами определены **особенности деятельности производителей электрической энергии на розничных рынках**. В отношении производителей электрической энергии, которые соответствуют количественным критериям, предъявляемым к субъектам оптового рынка, но таковыми не являются, установлено, что с 1 января 2007 года они могут поставлять электрическую энергию только гарантирующим поставщикам, в границах, зоны, деятельности которых они расположены, по цене, не превышающей стоимость покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком на оптовом рынке. Это продиктовано необходимостью их стимулирования к получению статуса субъектов оптового рынка, где созданы прозрачные условия для конкуренции производителей и существуют механизмы по контролю за предоставлением ими мощности своего генерирующего оборудования.

Правилами усилены **требования к учету электроэнергии**, определены расчетные способы, применяемые при отсутствии приборов учета, установлена ответственность потребителей за нарушение работы приборов учета. Установлена обязанность потребителей по точному планированию объемов потребления электроэнергии и ответственность за потребление электроэнергии в большем или меньшем объеме по сравнению с запланированным.

Также в Правилах четко описаны **правила введения частичного или полного ограничения режима потребления электроэнергии**, в том числе, для предотвращения или ликвидации аварий, а также по причине нарушения потребителями электроэнергии порядка оплаты электроэнергии.

**Субъектами розничных рынков являются:**

- потребители электрической энергии;
- энергосбытовые организации;
- гарантирующие поставщики;
- территориальные сетевые организации, осуществляющие услуги по передаче электрической энергии;
- субъекты оперативно-диспетчерского управления, осуществляющие указанное управление на уровне розничных рынков;
- производители электрической энергии, не имеющие права на участие в оптовом рынке.

**Поставщики** (за исключением гарантирующих поставщиков) и потребители электрической энергии вправе заключать договоры, в которых содержатся элементы различных договоров (смешанные договоры).

**Договором купли-продажи, договором поставки электрической энергии** может быть предусмотрена обязанность поставщика заключить договор оказания услуг по передаче электрической энергии потребителям с сетевой организацией от имени потребителя или от своего имени, но в интересах потребителя.

Основными положениями функционирования розничных рынков, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, предусматриваются:

- порядок взаимодействия субъектов розничных рынков, участвующих в обороте электрической энергии, с технологической инфраструктурой электроэнергетики на розничных рынках;
- правила заключения договоров между потребителями электрической энергии и гарантирующими поставщиками и правила их исполнения, включающие в себя существенные условия указанных договоров;
- правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии на розничных рынках;
- порядок осуществления оперативно-диспетчерского управления на розничных рынках с соблюдением условия подчиненности субъектов

оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня субъектам оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня;

– порядок присвоения организациям статуса гарантирующего поставщика;

– границы зон деятельности гарантирующих поставщиков в пределах территорий соответствующих субъектов Российской Федерации (по согласованию с органами исполнительной власти соответствующих субъектов Российской Федерации).

### **Гарантии надежного обеспечения потребителей электрической энергией.**

Субъекты электроэнергетики, обеспечивающие поставки электрической энергии потребителям электрической энергии, в том числе энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики и территориальные сетевые организации (в пределах своей ответственности), отвечают перед потребителями электрической энергии за надежность обеспечения их электрической энергией и ее качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями.

Запрещается ограничение режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, потребителей, не имеющих задолженности по оплате электрической энергии и исполняющих иные обязательства, предусмотренные законодательством Российской Федерации и соглашением сторон.

За исключением случаев возникновения аварийных электроэнергетических режимов, запрещаются веерные отключения потребителей, не имеющих задолженности по оплате электрической энергии и исполняющих иные обязательства, предусмотренные законодательством Российской Федерации.

В целях недопущения веерных отключений организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии потребителям, обязана обеспечить возможность индивидуального ограничения режима как собственного потребления, так и потребления обслуживаемых потребителей.

Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой на возмездной договорной основе оказывают услуги по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций и иные согласованные с ними услуги.

Правительством Российской Федерации утверждается **порядок полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии**, в том числе его уровня, *в случае нарушения своих обязательств потребителями, обслуживаемыми гарантирующими поставщиками, а также в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварийных ситуаций.*

Указанный порядок применяется в случае неисполнения обязательств по оплате электрической энергии и обеспечивает:

– обязательность предварительного (не менее чем за десять дней) предупреждения о возможном введении полного и (или) частичного ограничения режима потребления, содержащего информацию о состоянии задолженности потребителя за электрическую энергию, а также о предполагаемом сроке введения ограничений режима потребления;

– обязательность введения предварительного частичного ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, перед полным ограничением режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня;

– запрет на нарушение прав иных потребителей в связи с вводимым ограничением режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня;

– ответственность за нарушение порядка ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, повлекшее за собой причинение убытков потребителям и (или) продавцам электрической энергии;

– обязательность предоставления обеспечения обязательств по оплате электрической энергии указанными в пункте 6 настоящей статьи группами потребителей за счет средств бюджетов соответствующих уровней;

– меры по социальной защите граждан Российской Федерации, в том числе по выплате им компенсаций на оплату стоимости электрической энергии, осуществляемые в соответствии с законодательством Российской Федерации;

– недопустимость ограничения режима потребления электрической энергии до истечения срока действия предоставленных бюджетами соответствующего уровня обеспечений.

### **Регулирование деятельности по снабжению электрической энергией граждан.**

Деятельность по продаже электрической энергии гражданам подлежит лицензированию в соответствии с законодательством о лицензировании отдельных видов деятельности.

В случае нарушения порядка ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, убытки, возникшие в результате такого неправомерного ограничения режима потребления электрической энергии, возмещаются в полном объеме.

При выставлении потребителю электрической энергии счета на оплату электрической энергии поставщик обязан отдельно указать стоимость купленной электрической энергии, стоимость услуг по передаче электрической энергии и стоимость иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям.

### **Ценообразование на розничных рынках.**

На розничных рынках осуществляется государственное регулирование сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков. Регулируемые сбытовые надбавки включаются в цену на электрическую энергию, поставляемую гарантирующими поставщиками потребителям электрической энергии.

Государственное регулирование сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков осуществляется в соответствии с основами ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике.

**Цены (тарифы) на электрическую энергию**, поставляемую потребителям электрической энергии энергосбытовыми организациями, не являющимися гарантирующими поставщиками, **являются свободными**, складываются под воздействием спроса и предложения и не подлежат государственному регулированию.

**Функционирование технологической инфраструктуры розничных рынков.**

Технологическую инфраструктуру розничных рынков составляют:

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

Указанным лицам запрещается заниматься деятельностью по купле-продаже электрической энергии (за исключением покупки территориальными сетевыми организациями электрической энергии для цели компенсации потерь в электрических сетях).

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

Организация, осуществляющая деятельность по передаче электрической энергии (сетевая компания) в пределах исполнения своих обязательств перед потребителями по договору оказания услуг по передаче электрической энергии, обязана урегулировать отношения по предоставлению

межсистемных электрических связей с иными сетевыми компаниями, имеющими технологическое присоединение к электрическим сетям, находящимся в собственности или на ином основании у данной сетевой компании. Методика расчета платежей, связанных с урегулированием отношений по предоставлению межсистемных электрических связей, утверждается в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

## **ТЕМА 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ.**

### **Эффективность инвестиционных проектов. Общие положения и показатели.**

Оценка эффективности должна осуществляться на всех этапах прединвестиционной фазы, начиная с формулирования цели и поиска направлений их реализации. При этом, расчеты должны проводиться параллельно с технологическими разработками.

В развитых странах разработан и широко применяется большой арсенал методов оценки эффективности инвестиций. Они основаны преимущественно на сравнении эффективности (прибыльности) инвестиций в различные проекты. При этом в качестве альтернативы вложениям средств в рассматриваемое производство выступают финансовые вложения в другие производственные объекты, помещение финансовых средств в банк под проценты или их обращение в ценные бумаги. Для оценки эффективности инвестиционного проекта необходимо использовать исходную информацию, содержащую:

- развернутую во времени производственную программу;
- цены на продукцию;
- затраты с разделением на условно-постоянную и условно-переменную составляющие;

- развернутый во времени процесс финансирования капитального строительства;
- структуру инвестиционных затрат;
- источники поступления инвестиционных средств (акции, кредиты и т.д.).

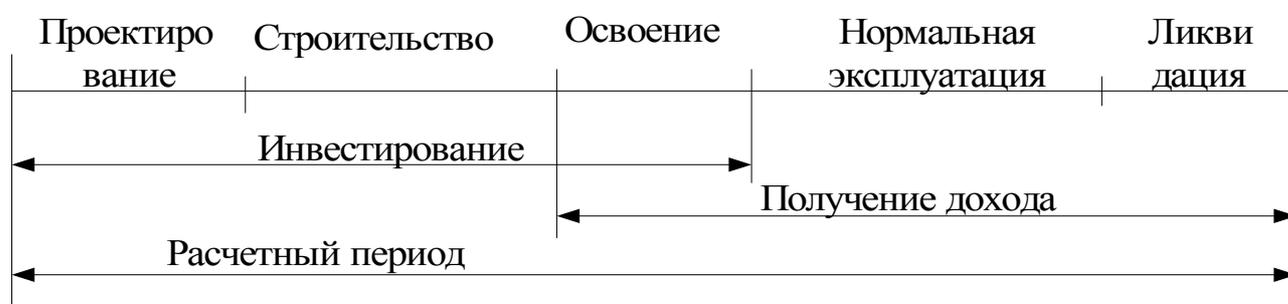
Экономическая оценка эффективности инвестиций проектируемых объектов заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов. Причем на стадии технико-экономических исследований оценивается экономическая эффективность проектируемого объекта в целом (без учета источников финансирования) и производится отбор наилучших вариантов осуществления проекта. После составления программы финансирования проекта необходимо провести повторные расчеты по оценке показателей экономической и финансовой эффективности уже с учетом источников финансирования. На этой стадии могут рассматриваться несколько разновидностей финансирования, но в бизнес-плане приводится наилучший вариант.

Различают два основных подхода к оценке экономической эффективности: без учета фактора времени, когда равные суммы дохода, получаемые в разное время, рассматриваются как равноценные, и с учетом фактора времени. В соответствии с этим и методы оценки экономической эффективности разделяются на две группы: простые (статические) и методы дисконтирования (интегральные). С позиций финансового анализа реализация инвестиционного проекта может быть представлена как два взаимосвязанных процесса: инвестиции в создание производственного объекта и получение доходов от вложенных средств. Эти два процесса протекают последовательно или на некотором временном отрезке параллельно.

Расчет по каждому из критериев проводится для расчетного периода, который охватывает инвестиционную и производственную стадии

инвестиционного цикла. **Расчетный период**, или **срок жизни проекта**, – это время, в течение которого инвестор планирует отдачу от первоначально вложенного капитала. Его можно представить в виде временной оси, включающей в себя периоды, отличающиеся характером затрат и доходов (рис. 5.1). Расчетный период принимается обычно равным сроку службы наиболее важной части основного капитала. При этом стоимость тех частей основного капитала, которые имеют больший срок службы, определяется по их ликвидационной стоимости. Необходимо также учитывать замену тех частей основного капитала, срок службы которых меньше принятого расчетного периода.

Непосредственным объектом экономического и финансового анализа являются потоки платежей, характеризующие процессы Инвестирования и получения доходов в виде одной совмещенной Последовательности. Результирующий поток платежей формируется как разность между чистыми доходами от реализации проекта и расходами в единицу времени.



*Рис. 5.1.* Расчетный период инвестиционного цикла

Под **чистым доходом** понимается доход, полученный в каждом временном интервале от производственной деятельности за вычетом всех платежей, связанных с его получением (издержками на оплату труда, сырье, энергию, налоги и т.д.). При этом начисление амортизации не относится к текущим затратам.

Процесс реализации инвестиционного проекта является динамическим процессом, поэтому для его описания часто используют имитационные динамические модели, реализуемые с помощью вычислительной техники. В

качестве переменных в этих моделях применяют технико-экономические и финансовые показатели инвестиционного проекта, а также параметры, характеризующие внешнюю экономическую среду (характеристики рынков сбыта продукции, инфляции, ставки процентов по кредитам и т.д.). На основе этих моделей определяют потоки расходов и доходов, рассчитывают показатели эффективности инвестиционного проекта, составляют годовые балансы результатов производственной деятельности, а также проводят анализ влияния различных внешних и внутренних факторов на результаты производственной деятельности и эффективность проекта.

### **Учет риска вложения капиталов в величине нормы дисконтирования.**

Даже в условиях стабильной экономики при развитых рыночных отношениях учет риска вложений является одним из важнейших элементов при определении экономической эффективности инвестиций.

**Риск** в инвестиционном процессе независимо от его конкретных форм, в конечном счете, предстает в виде возможного уменьшения реальной отдачи капитала по сравнению с ожидаемой. Очевидно, что вложения капиталов, связанные с большим или меньшим риском получения ожидаемого эффекта, в полном размере могут быть оправданы лишь в тех случаях, если расчетная норма доходности на вложенный капитал будет превышать аналогичный показатель при условии вложения капитала в менее рискованные мероприятия. И наоборот, желание получить, как можно более высокие дивиденды связано с необходимостью вложения средств в мероприятия, характеризующиеся некоторой степенью риска. Так, при оговоренных стабильных условиях к менее рискованным мероприятиям может быть отнесено вложение капитала в государственные ценные бумаги с ожидаемой нормой дохода  $E_{\text{г}}$  без учета инфляции.

Вложение средств в сооружение объекта, работающего по традиционной технологии, с точки зрения инвестора может быть целесообразным лишь в случае некоторого превышения ожидаемых доходов в

сравнении с вариантом вложения капиталов в государственные ценные бумаги:

$$E_0 = E\check{y} + \Delta E, \quad (5.1)$$

где  $\Delta E$  – расчетный прирост численного значения нормы дисконтирования, учитывающий возможное недополучение ожидаемого эффекта в полном размере.

При решении вопроса об инвестировании мероприятий, связанных с внедрением новой техники в сооружаемые объекты, численная величина  $\Delta E$  должна возрасти в сравнении с вариантом традиционных, освоенных технических решений. Источником риска может служить недостаточная определенность: ожидаемой динамики стоимости сырья, материалов, топлива, включая транспорт; уровня цен и тарифов; стоимости строительства проектируемых объектов и т.д.

В качестве первого приближения расчетные уровни риска ( $\Delta E$ ) при определении экономической эффективности инвестиций рекомендуется принимать в следующих размерах: 0,02...0,03 – для объектов с традиционными техническими решениями; 0,03...0,1 – для объектов, внедряющих новую технику.

При этом меньшая величина относится к случаю внедрения лишь отдельных элементов новой техники, а большая – к случаю сооружения объекта нового типа.

При конкретном проектировании рекомендуется численные значения  $\Delta E$  принимать вариантно для проверки полученных результатов на устойчивость. В условиях недостаточно стабильной экономики диапазон численных значений величины  $\Delta E$  должен быть значительно расширен.

#### **Подготовка исходных данных. Учет инфляции.**

При подготовке исходных данных для расчетов и анализа принципиально важным является выбор расчетной денежной единицы. Для стоимостной оценки результатов и затрат могут использоваться базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены.

Под **базисными** (постоянными) понимаются цены, сложившиеся в народном хозяйстве на момент проведения расчетов. Оценка экономической эффективности проекта в базисных ценах производится, как правило, на стадии технико-экономических исследований (выбора вариантов осуществления инвестиционного проекта).

На стадии технико-экономического обоснования, оценки финансовой состоятельности проекта, составления финансового раздела бизнес-плана рекомендуется проводить расчет денежных потоков в прогнозных ценах, а для определения показателей эффективности использовать расчетные цены.

При использовании базисных цен обеспечивается соизмеримость всех стоимостных показателей на протяжении всего срока жизни проекта, облегчается процесс подготовки исходных данных и интерпретации результатов. При этом необходимо учесть, что исходные параметры, выражающие стоимость капитала (например, процентные ставки по кредитам, депозитным вкладам) Должны быть очищены от инфляционной составляющей.

При темпах инфляции 3...5 % в год средняя норма дисконтирования:

$$E_{cp} = E_{cp}^n - \alpha_u, \quad (5.2)$$

при более высоких темпах инфляции:

$$E_{cp} = \frac{E_{cp}^n - \alpha_u}{1 + \alpha_u}, \quad (5.3)$$

где  $E_{cp}^n$  – номинальная средняя норма дисконтирования;

$\alpha_u$  – общий темп инфляции.

Обычно средняя норма дисконтирования (очищенная от инфляции) составляет примерно 10%. Расчет в **прогнозных** ценах позволяет учесть влияние инфляции на величину денежных потоков. Под инфляцией в общем случае понимает, 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. Основное влияние на показатели эффективности инвестиционного проекта оказывает неоднородность инфляции. Основное влияние на показатели инвестиционного проекта оказывает неоднородность инфляции (различная величина ее уровня по видам продукции и ресурсам).

Помимо этого даже однородная инфляция влияет на показатели инвестиционного проекта за счет:

- изменения влияния запасов и задолженностей (увеличение запасов материалов и кредиторской задолженности становится более выгодным, а запасов готовой продукции и дебиторской задолженности менее выгодным, чем без инфляции);

- увеличения потребности в чистом оборотном капитале;

- завышения налогов за счет отставания амортизационных отчислений от тех, которые соответствовали бы повышающими ценам на основные фонды;

- изменения фактических условий предоставления кредитов и займов.

Наличие инфляции влияет на показатели проекта не только в денежном, но и в натуральном выражении, т.е. она приводит к изменению самого плана реализации проекта (планируемых величин запасов и задолженности, необходимых заемных средств и даже объемов производства и продаж).

Таким образом, при учете инфляционных процессов все виды денежных потоков должны приниматься с поправкой на соответствующие индексы изменения цен, учитывающие инфляцию по отношению к уровню цен на момент; составления расчета (рассчитываться в прогнозных ценах).

Прогнозная цена в год  $t$  продукции или  $j$ -го ресурса:

$$C_{njt} = C_{j0} \cdot J_{j,t}, \quad (5.4)$$

где  $C_{j0}$  – цена в базовом год;

$J_{j,t}$  – индекс изменения цены от базового года к году  $t$ .

Темп инфляции в год  $t$  по  $j$ -му ресурсу.

Суммируя затраты (доходы), рассчитанные по прогнозным ценам по всем видам ресурсов, получим реальные (текущие) денежные потоки, учитывающие инфляцию, в том числе и структурную. Переход к расчетам в прогнозных ценах значительно увеличивает трудоемкость расчетов, но зато позволяет напрямую использовать номинальные банковские ставки.

Приведение значений показателей к **расчетным ценам** рекомендуется делать для того, чтобы при вычислении значений интегральных показателей исключить из расчета общее изменение, масштаба цен, но сохранить происходящее изменение в структуре цен, а также влияние инфляции на план осуществления проекта. Для этого все денежные потоки делят на индекс общего изменения цен и используют реальную норму дисконтирования:

$$C_{pj\overline{m}i} = C / (1 + \alpha). \quad (5.5)$$

При определении интегральных показателей в **прогнозных ценах**, затрат и результатов по годам расчетного периода коэффициент дисконтирования должен в обязательном порядке учитывать инфляцию (т.е. используется  $E_{cp}^u$ ). Поэтому рассмотренные показатели чистого дисконтированного дохода и срока окупаемости с приведением затрат к началу периода не зависят от того, учитывалась ли инфляция или нет.

Численная величина показателя внутренней нормы доходности очевидно, будет различной в зависимости от учета или не учета инфляции. Однако знак в критерии при этом не будет меняться, поскольку численная величина  $E_{cp}$  в правой части неравенства должна приниматься также с учетом или не учетом инфляции.

### **Методы экономической оценки ИП.**

После проведения предварительных расчетов, указанных выше, необходимо сделать соответствующие выводы (заключение) о целесообразности внедрения предложенного варианта или спроектированного объекта и т.п., т.е. дать экономическое обоснование принятию выбранного

варианта. Для этого проводят экономическую оценку ИП, по следующим методам:

**1. Простая норма прибыли (ПНП)** или простая норма рентабельности определяется по характерному году расчетного периода, когда достигнут проектный уровень производства, но еще продолжается возврат инвестиционного капитала.

Расчетный период (срок жизни проекта) – это период времени, в течение которого инвестор планирует отдачу от первоначально вложенного капитала, и обычно принимается равным сроку службы наиболее важной части основного капитала.

ПНП определяется как отношение чистой прибыли к суммарным инвестициям:

$$ПНП = П_{чt} / K, \quad (5.6)$$

где  $K$  – суммарная величина инвестиций (основной и чистый оборотный капитал).

Величина прибыли после вычета налогов ( $П_{чt}$ ) численно равна прибыли от реализации ( $П_{бt}$ ) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль ( $H_t$ ):

$$П_{чt} = П_{бt} - H_t = O_{pt} - I_t - H_t, \quad (5.7)$$

где  $O_{pt}$  – стоимостная оценка результатов деятельности объекта, объема реализованной продукции в год  $t$  без НДС;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год  $t$ .

Сравнивая расчетную величину ПНП с минимальным или средним уровнем доходности, можно прийти к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта.

**2. Простой срок окупаемости** представляет собой период времени, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции.

Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента,

пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.:

$$\sum_{t=0}^{tc} K_{ip} = \sum_{t=0}^{tc} \left( O_{t,t} - I'_t - \frac{Ток n}{n} \right)_{ч,t} = \sum_{t=0}^{tc} \left( П_{ч,t} - I_{ам,t} \right), \quad (5.8)$$

где  $tc$  – срок завершения инвестиций (окончания строительства);

$tn$  – момент начала производства;

$I'_t$  – суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию;

$I_{ам,t}$  – амортизационные отчисления.

В формуле (5.8) находим величину  $T_{ок.п}$ , обеспечивающую равенство левой и правой частей формулы. При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле:

$$T_{ок.п} = \frac{K}{(П_{ч,t} + I_{ам,t})}. \quad (5.9)$$

Существенный недостаток этого метода – он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

**3. Чистый дисконтированный доход.** Данный показатель относится к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В этом методе расходы и доходы, разнесенные по времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно принимают дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта. Процедура приведения разновременных платежей к базовой дате называется дисконтированием, а получаемая величина – дисконтированной стоимостью.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между

притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик,t} = \Pi_{ч,t} + I_{ам,t} - K_t + K_{лик,t} \quad (5.10)$$

где  $K_t$  – величина инвестиций в год  $t$ ;

$K_{лик,t}$  – ликвидационная стоимость объекта.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (5.11)$$

где  $T_p$  – расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет), лет;

$E$  – норматив дисконтирования (обычно принимают ставку рефинансирования ЦБ, однако для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е. примерно  $E = 13\%$ ), о.е.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие:  $\text{ЧДД} > 0$ , тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Доходность (рентабельность, прибыльность) инвестиций – отношение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) к дисконтированной величине инвестиций ( $K_d$ ):

$$\text{Re}_и = \frac{\text{ЧДД}}{K_d}, \quad (5.12)$$

$$K_d = \sum_{t=0}^{T_p} K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}. \quad (5.13)$$

При выборе ставки дисконтирования ( $E_{cp}$ ) ориентируются на существующий или ожидаемый уровень ссудного процента. Рекомендуется применять так называемую минимально привлекательную ставку доходности. Практически выбирают конкретные ориентиры (доходность определенных видов ценных бумаг, банковских операций и т.д.) с учетом деятельности

соответствующих предприятий и инвесторов. Наиболее часто при анализе эффективности применяют три варианта ставки:

усредненный показатель доходности акций;

существующие ставки по кредиту (средне- и долгосрочному);

субъективные оценки, основанные на опыте руководства предприятия.

При сравнении значительно различающихся по масштабам деятельности, объемам инвестиций, производства и продаж проектов большое значение ЧДД не всегда будет соответствовать более эффективному варианту капиталовложений.

**4. Внутренняя норма доходности объекта.** Для использования метода определения ЧДД следует заранее знать учетную ставку (ставку дисконтирования). Поэтому более широкое распространение получил метод, в котором субъективный фактор сведен к минимуму, а именно – метод внутренней нормы доходности (ВНД).

Внутренняя норма доходности характеризует ставку дисконтирования, при котором ЧДД равен нулю. Если ВНД данного проекта превышает ставку дисконтирования, значит инвестор, вложивший в него деньги, получит больший процент, чем в банке. Сравнить варианты по этому критерию можно при равенстве инвестиций и расчетных периодов по вариантам.

Таким образом, ВНД (окупаемости, прибыли, рентабельности, эффективности, IRR) объекта представляет собой ставку дисконтирования, при которой сумма дисконтированных притоков денежных средств (без учета источников финансирования) равна объему дисконтированных оттоков денежных средств за расчетный период, включающий период строительства и достаточно длительный период эксплуатации объекта. По существу, этот показатель характеризует рентабельность проекта при равенстве будущих доходов и первоначальных расходов с учетом их разновременности. Используется в том случае, когда источник финансирования неизвестен.

ВНД объекта определяется из выражения:

$$\mathbf{e} \sum_{t=0}^{T_p} \frac{1}{(1 + E_{\text{вн}})^t} = 0, \quad (5.14)$$

где  $E_{\text{вн}}$  – ВНД, которая является в данном случае искомой величиной и обеспечивает справедливость последнего равенства, определяется методом последовательных приближений при различных ставках дисконтирования (либо с помощью математического пакета MathCad). При оценки эффективности ИП ВНД должно быть не менее 13 %.

**5. Дисконтированные затраты.** В настоящее время данный метод расчета применяется редко. Он рассчитывается в случае, если рассматриваемое в проекте предприятия является бюджетным предприятием, у которого отсутствует выручка от реализации продукции, услуг. Затраты в год  $t$ :

$$Z_t = -I_t - H_t - K_t + K_{\text{лик } t} = P_{ч t} + I_{\text{ам}, t} - K_t + K_{\text{лик}, t}. \quad (5.15)$$

Дисконтированные затраты:

$$ДЗ = \mathbf{e} \sum_{t=0}^{T_p} \frac{Z_t}{(1 + E)^t}, \quad (5.16)$$

где  $T_p$  – расчетный период, лет;

$E$  – норматив дисконтирования.

### **6. Показатель минимума затрат.**

Либерализация электроэнергетического рынка, идущая во многих странах мира, оказывает заметное давление не только на стоимость приобретаемого оборудования, но также и на затраты по его ремонтно-эксплуатационному обслуживанию. Компании промышленно развитых стран все более уделяют внимание минимизации стоимости оборудования за весь расчетный срок его службы, при этом применяется показатель минимума затрат за весь расчетный срок ее службы

$$Z_{T_p} = K + I_{\text{ср}} \frac{\sum_{t=0}^{T_p} \frac{1}{(1 + E)^t}}{E}, \quad (5.17)$$

где  $K$  – суммарные капиталовложения;

$I_{\text{ср}}$  - средние суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию.

## ТЕМА 6. ОЦЕНКА ФИНАНСОВОЙ СОСТОЯТЕЛЬНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ.

Обеспеченность проекта финансовыми ресурсами в процессе его осуществления имеет исключительное значение. Она позволяет сделать вывод о возможности реализации проекта и риска банкротства.

Оценка финансовой состоятельности инвестиционного проекта основывается на трех формах финансовой отчетности, называемых базовыми формами финансовой оценки: отчете о прибыли, отчете о движении денежных средств, балансовом отчете. Основное отличие базовых форм финансовой оценки от существующих форм финансовой (бухгалтерской) отчетности в том, что они дают представление о прогнозируемом состоянии предприятия (инвестиционного проекта).

При разработке перспективных форм финансовой отчетности целесообразно проводить оценку потребности в основном и оборотном капитале по форме, предложенной в табл. 6.

*Таблица 6*

**Расчет потребности в основном и оборотном капитале тыс. руб.**

| Го |           |           |           |            |            |           |            |           |                 |                 |          |
|----|-----------|-----------|-----------|------------|------------|-----------|------------|-----------|-----------------|-----------------|----------|
| д  | $K$       | $K_a$     | $K_z$     | $K_{кр}$   | $K_{зан}$  | $K_{деб}$ | $K_{крз}$  | $K_{об}$  | $\Delta K_{об}$ | $\Delta K_{та}$ | $K_{ин}$ |
| 1  | 2         | 3         | 4         | 5          | 6          | 7         | 8          | 9         | 10              | 11              | 12       |
| 0  | 4238<br>6 | 2967<br>0 | 1271<br>6 |            |            |           |            |           |                 |                 | 42386    |
| 1  | 1412<br>9 | 1412<br>9 |           | 6357,<br>9 | 847,7<br>2 | 9<br>066  | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 1016<br>8       | 9913,<br>7      | 24043    |
| 2  |           |           |           | 6357,<br>9 | 847,7<br>2 | 9<br>066  | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0               | 0               | 0        |
| 3  |           |           |           |            | 847,7<br>2 | 9<br>066  | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0               | 0               | 0        |
| 4  |           |           |           |            | 847,7<br>2 | 9<br>066  | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0               | 0               | 0        |
| 5  |           |           |           |            | 847,7<br>2 | 9<br>066  | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0               | 0               | 0        |
| 6  |           |           |           |            | 847,7<br>2 | 9<br>066  | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0               | 0               | 0        |
| 7  |           |           |           |            | 847,7<br>2 | 9<br>066  | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0               | 0               | 0        |
| 8  |           |           |           |            | 847,7<br>2 | 9<br>066  | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0               | 0               | 0        |

|    |  |  |  |  |            |          |            |           |   |   |   |
|----|--|--|--|--|------------|----------|------------|-----------|---|---|---|
| 9  |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 10 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 11 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 12 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 13 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 14 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 15 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 16 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 17 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 18 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 19 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |
| 20 |  |  |  |  | 847,7<br>2 | 9<br>066 | 254,3<br>2 | 1016<br>8 | 0 | 0 | 0 |

Капиталовложения в ИП ( $K$ ) осуществляются за определенный период в зависимости от их объема. Ориентировочные сроки строительства энергетических объектов до 35 кВ – 1 год, 110 кВ – 1,5-2 года, 220 кВ 2-3 года. Собственный (акционерный) капитал ( $K_a$ ) и заемный капитал ( $K_z$ ) по ИП в сумме должны равняться капиталовложениям. Выплата кредита ( $K_{кр}$ ) по заемному капиталу обычно распределяется на несколько лет и в сумме точно равна заемному капиталу.

Производственные запасы ( $K_{зан,t}$ ) можно определить по формуле:

$$K_{зан,t} = 0,02 \cdot K_t. \quad (6.1)$$

Дебиторская задолженность ( $K_{деб,t}$ ) в год  $t$ :

$$K_{деб,t} = 0,1 \cdot O_{pt}, \quad (6.2)$$

где  $O_{pt}$  – стоимостная оценка результатов деятельности СЭС в год  $t$  без НДС.

Краткосрочной кредиторская задолженность может быть найдена по формуле:

$$K_{крз,t} = 0,3 \cdot K_{зан,t}. \quad (6.3)$$

Оборотный капитал в заданный год определяется по формуле:

$$K_{об,t} = K_{зан,t} + K_{деб,t} + K_{крз,t}. \quad (6.4)$$

Прирост оборотного капитала в год  $t$  определяется по формуле:

$$\Delta K_{об,t} = K_{об,t} - K_{об,t-1}. \quad (6.5)$$

где  $K_{об,t}$  – оборотный капитал в год  $t$ , руб.;

$K_{об,t-1}$  – оборотный капитал в год предшествующий году  $t$ , руб.;

Прирост текущих активов в год  $t$  определяем по формуле:

$$\Delta K_{ма,t} = (K_{зан,t} + K_{деб,t}) - (K_{зан,t-1} + K_{деб,t-1}), \quad (6.6)$$

где  $K_{зан,t}$ ,  $K_{зан,t-1}$  – производственные запасы в год  $t$  и в предшествующий год – соответственно. руб.;

$K_{деб,t}$ ,  $K_{деб,t-1}$  – дебиторская задолженность в год  $t$  и в предшествующий год – соответственно, руб.;

Инвестиции в основной и оборотный капитал в год  $t$  определяем по формуле:

$$K_{инт} = K_t + \Delta K_{ма,t}. \quad (6.7)$$

Приведенные выше формы финансовой отчетности основываются на одних и тех же исходных данных и должны корреспондироваться друг с другом. Каждая из них представляет информацию в законченном виде, но отличной от другой стороны. Для акционеров будущего предприятия наибольший интерес представляет отчет о прибыли, тогда как для кредиторов наиболее важен отчет о движении денежных средств и балансный отчет. Рассмотрим эти формы подробнее:

**1. Отчет о прибыли** иллюстрирует соотношение доходов и расходов, получаемых в определенный промежуток времени. Он необходим для оценки эффективности текущей хозяйственной деятельности. Анализ соотношения доходов и расходов позволяет оценить резервы увеличения собственного капитала. Еще одно назначение такой формы финансовой оценки – расчет налоговых выплат и дивидендов. Пример отчета о прибыли представлен в табл. NN (приложение Е).

Выручка от реализации продукции – это цена всего объема продукции, реализованной за определенный промежуток времени (без налогов на

добавленную стоимость, акцизов и таможенных сборов). Общие эксплуатационные издержки (себестоимость всего объема продукции) - затраты, связанные непосредственно с производством реализованной продукции, регламентируются соответствующим законодательством и нормативными актами.

Прибыль от реализации представляет собой массу прибыли до ее налогообложения. В зависимости от законодательства налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на объем льгот по прибыли.

Размер дивидендов определяется условиями эмиссии акций предприятия. Акции бывают двух типов: обыкновенные и привилегированные. Основное отличие между ними в соотношении права и ответственности: держатели обыкновенных акций имеют право голоса на собраниях акционеров, а привилегированных – не имеют. Зато держателям последних гарантируется выплата дивидендов по фиксированной ставке, которая учитывается в расчете дивидендов, а держателям простых акций дивиденды начисляются по решению правления (или собрания акционеров) и при наличии прибыли. При первоначальной оценке размер дивидендов можно считать нулевым.

Чистая прибыль за вычетом дивидендов по привилегированным акциям и расходов по обслуживанию внешней задолженности (процентов за кредиты) представляет собой нераспределенную прибыль, которая может формировать так называемый дополнительный капитал проекта (в отличие от основного, т.е. оплаченного акционерного капитала).

На основе отчета о прибыли (Практика №4 табл. 107 приложение К) анализируется прибыльность проекта с использованием различных коэффициентов.

**2. Отчет о движении денежных средств,** или отчет о формировании и использовании источников финансирования – важнейшая форма оценки инвестиционного проекта.

Необходимость подготовки этого отчета обусловлена тем, что понятия доходов и расходов в отчете о прибыли не отражают напрямую действительного движения денежных средств: затраты на реализованную продукцию не всегда относятся к тому же временному интервалу, в котором она была отпущена потребителю. Кроме того, в отчете о прибыли отсутствует информация, о других направлениях деятельности предприятия, кроме производственной (хозяйственной). Речь идет о финансовой и инвестиционной деятельности.

Отчет о движении денежных средств представляет информацию, характеризующую операции, связанные, во-первых, с образованием источников финансовых ресурсов, во-вторых, с использованием этих ресурсов.

Источниками средств в проекте могут быть:

увеличение собственного (акционерного) капитала, например, за счет эмиссии новых акций;

увеличение задолженности (получение новых займов, кредитов);

увеличение текущих (краткосрочных) пассивов, например, подлежащих оплате счетов;

выручка от реализации продукции;

прочие доходы, например, при ликвидации основных фондов (продаже); в случае выкупа акций или убытков от реализации, списании неамортизированных основных фондов в соответствующих позициях могут появиться цифры с отрицательными значениями.

Основные направления использования денежных средств:

инвестиции в постоянные активы (капиталовложения);

пополнение оборотного капитала (увеличение текущих активов);

издержки, связанные с производственной деятельностью;

обслуживание внешней задолженности – уплата процентов и погашение основного долга (кредита);

расчеты с бюджетом (налоговые платежи);

выплата дивидендов на акции.

Пример отчета о движении денежных средств представлен в (табл. 59 приложение А).

В качестве оттока средств при подготовке такой формы отчета выступают эксплуатационные издержки без отчислений на амортизацию (реновацию). Амортизационные отчисления, являясь одной из статей затрат, не означают в действительности уменьшение денежных средств проекта. Напротив, накопленные амортизационные отчисления (износ) постоянных активов – это один из источников финансирования развития проекта. Отсюда вытекает один из простейших способов оценки объема свободных денежных средств, которыми располагает проект: этот объем равен сумме чистой прибыли и амортизационных отчислений за установленный период времени.

При составлении таблицы движения потоков наличности обязательное условие – неотрицательное сальдо баланса денежной наличности, т.е. ни в одном году расчетного периода не должно быть превышения оттока над притоком средств. В противном случае принимаются меры по изысканию дополнительных источников финансирования, например краткосрочный кредит.

**3. Балансовый отчет** – это обычный бухгалтерский баланс. Для удобства анализа, а также ввиду отсутствия необходимости и возможности большей степени подробности в проектной практике используется баланс в агрегатированной (укрупненной) форме. Пример балансового отчета представлен в (табл. 60 приложение А).

Назначение такой формы финансовой оценки инвестиционного проекта – проиллюстрировать динамику изменения структуры имущества проекта (активов) и источников его финансирования (пассивов). Она позволяет рассчитать общепринятые показатели, характеризующие такие стороны финансового состояния проекта, как коэффициенты ликвидности, оборачиваемости, платежеспособность и др.

К постоянным активам (постоянному капиталу) относятся основные фонды и нематериальные активы; к краткосрочным или текущим – оборотные средства. Источники финансирования постоянного капитала (долгосрочные инвестиции) подразделяются на собственные и заемные.

Первые чаще всего представлены акционерным капиталом: основным (оплачивается акционерами) и дополнительным (накопленная нераспределенная прибыль). Вторые – это долгосрочные кредиты банков, займы.

Текущие пассивы соответствуют краткосрочным пассивам или обязательствам; к ним относятся и краткосрочные займы.

Чистый оборотный капитал представляет собой разность между текущими активами и текущими пассивами. В то же время разность между нормируемыми текущими активами и нормируемыми текущими пассивами – минимальная потребность в оборотном капитале, или нормируемый оборотный капитал.

#### **4. Коэффициенты финансовой оценки проекта**

В процессе реализации инвестиционного проекта должны быть достигнуты две главные цели бизнеса: получение приемлемой прибыли на вложенный капитал и поддержание устойчивого финансового состояния. Для проверки возможности осуществления этих целей используются коэффициенты финансовой оценки проекта.

Ценность финансовых коэффициентов для оценки инвестиционных проектов заключается в использовании системы стандартизированных критериев, которые могут выступать в качестве целевых функций при выборе оптимального сочетания исходных параметров.

Их можно разделить на четыре категории: показатели рентабельности; оценка использования инвестиций; оценка финансового состояния; привлечение заемного капитала (Практика №7 табл. 107 приложение К).

Рентабельность активов показывает, каков уровень отдачи общих инвестиций в проект за установленное время. Вторым показателем –

рентабельность постоянного или инвестированного капитала аналогичен первому. Однако расчетная формула в знаменателе не содержит текущие активы для того, чтобы сгладить колебания, связанные с изменениями в текущей хозяйственной деятельности.

Показатель рентабельности акционерного капитала представляет наибольший интерес для владельцев (акционеров) проектируемого предприятия.

Рентабельность продаж показывает долю прибыли в общей выручке. Однако принимать этот показатель за критерий успешности неверно, так как при его расчете не учитываются капитальные вложения. Он дополняется оценкой отношения полной себестоимости к размеру выручки от реализации.

Показатели использования инвестированного капитала иногда называют коэффициентами трансформации. Из расчетных формул можно вывести, что рентабельность общих активов равна произведению рентабельности продаж на оборачиваемость общих активов. Такое соотношение показывает два основных пути повышения рентабельности активов: либо повышать рентабельность продаж, либо увеличивать оборачиваемость капитала. Это может быть достигнуто за счет увеличения объема реализации при неизменной стоимости активов или, наоборот, за счет снижения объема инвестиций, необходимых для поддержания заданного уровня реализации. Показатели оборачиваемости позволяют определять скорость движения денежных средств по различным текущим счетам действующего предприятия (запасы материалов, незавершенное производство и т.д.). В силу специфики подготовки исходных данных для оценки инвестиционного проекта подобная информация не имеет особой ценности. Интерес представляют коэффициенты оборачиваемости оборотного капитала и фондоотдачи, характеризующие эффективность использования постоянного и оборотного капиталов.

Показатели первых двух групп (табл. 61 приложение А) отражают успешность предполагаемой к осуществлению производственной и маркетинговой политики.

Третья группа включает индикаторы устойчивости финансового состояния предприятия и его кредитоспособности: показатели ликвидности и платежеспособности. Критерием ликвидности служит способность предприятия (проекта) покрывать текущие обязательства. Для ее измерения используются два показателя: коэффициенты общей и мгновенной ликвидности.

Коэффициент общей ликвидности представляет собой отношение текущих активов к текущим пассивам, которое рекомендуется поддерживать не ниже 2. Коэффициент мгновенной (абсолютной) ликвидности – отношение высоколиквидных активов (денежных средств и рыночных Ценных бумаг) к краткосрочным обязательствам (текущим пассивам). Допустимым считается его значение от 0,5 до 1,2. Этот коэффициент позволяет оценить возможность в сжатые сроки погасить имеющиеся текущие обязательства и является одним из наиболее распространенных критериев надежности предприятия с точки зрения оплаты поставок и краткосрочных банковских кредитов.

Коэффициенты оценки платежеспособности относятся к показателям, характеризующим финансовый риск. Под платежеспособностью понимается степень покрытия имеющихся внешних обязательств имуществом (активами) проекта. Коэффициент общей платежеспособности (коэффициент общего покрытия) рассчитывается как отношение всей суммы задолженности к общим активам.

Выбор оптимального сочетания акционерного и заемного капиталов представляет собой выбор между относительно низкой стоимостью кредитов (по сравнению с дивидендами) и риском, связанным с обязательствами по обслуживанию внешней задолженности, не допускающими отсрочки платежей. При этом должен учитываться так называемый эффект рычага: при увеличении доли заемных средств уровень доходности собственного

(акционерного) капитала возрастает. Однако высокий удельный вес внешних источников финансирования снижает маневренность проекта с точки зрения привлечения дополнительных финансовых средств.

## **ТЕМА 7. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ.**

### **Классификация тепловых электростанций и их экономические особенности.**

В настоящее время применяется разделение электростанций на КЭС, ТЭЦ, ПГУ, газотурбинные электростанции (ГТЭС), АЭС, ГЭС. Для более полной характеристики электростанции можно классифицировать по следующим основным признакам:

- 1) по видам использованных первичных энергоресурсов;
- 2) процессам преобразования энергии;
- 3) числу и виду энергоносителей;
- 4) видам отпускаемой энергии;
- 5) кругу охватываемых потребителей;
- 6) режиму работы.

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

По применяемым процессам преобразования энергии выделяются электростанции, в которых: тепловая энергия преобразуется в механическую, а затем в электрическую энергию – ТЭС, АЭС; тепловая энергия непосредственно превращается в электрическую – электростанции с МГД-генераторами (МГД-ЭС), СЭС с фотоэлементами и др.; энергия воды и

воздуха превращается в механическую энергию вращения, затем в электрическую – ГЭС, ГАЭС, ПЭС, ветроэлектрические (ВЭС), воздушно-аккумулирующие газотурбинные электростанции.

По числу и виду энергоносителей различаются следующие электростанции: с одним энергоносителем – КЭС и ТЭ1Х атомные КЭС и ТЭЦ на паре, АЭС с газовым энергоносителем. ГТЭС; с двумя разными по фазовому состоянию энергоносителя' ми – парогазовые (ПГ) электростанции, в том числе ПГ-КЭС и ПГ-ТЭЦ; с двумя разными энергоносителями одинакового фазового состояния – бинарные электростанции.

По видам отпускаемой энергии различаются следующие электростанции: отпускающие только или в основном электрическую энергию – ГЭС, ГАЭС, КЭС, атомные КЭС, ГТЭС, ПГ-КЭС и др.; электрическую и тепловую энергию – ТЭЦ, атомные ТЭЦ, ГТ-ТЭЦ и др. В последнее время КЭС и атомные КЭС все в большей степени увеличивают отпуск тепловой энергии. Теплоэлектроцентрали кроме электроэнергии вырабатывают тепло. Использование тепла отработавшего пара при комбинированном производстве энергии обеспечивает значительную экономию топлива. 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. На отопительных ТЭЦ, наряду с теплофикационными турбоустановками, имеются водогрейные котлы для отпуска тепла в периоды пиков тепловой нагрузки.

По кругу охватываемых потребителей выделяют: **районные электростанции** – ГРЭС (государственная районная электрическая станция); местные электростанции для электроснабжения отдельных населенных пунктов; **блок-станции** для электроснабжения отдельных потребителей.

По режиму работы в электроэнергетической системе (ЭЭС) различаются электростанции: базовые; маневренные, или полупиковые; пиковые.

К первой группе относятся крупные, наиболее экономичные КЭС, АЭС, ТЭЦ на теплофикационном режиме и частично ГЭС, Ко второй – маневренные конденсационные электростанции, пиковые КЭС и ТЭЦ, а к третьей – пиковые ГЭС, пиковые ТЭС. Частично в пиковом режиме работают ТЭЦ и менее экономичные КЭС.

Кроме общих основных признаков классификации электростанций для каждого их типа имеются свои внутренние признаки классификации. Например, КЭС и ТЭЦ различаются по начальным Параметрам, технологической схеме (блочные и с поперечными связями), единичной мощности блоков и т.п. Атомные электростанции классифицируются по типу реакторов (на тепловых и быстрых нейтронах), конструкции и др.

В настоящее время развиваются также парогазовые и чисто газотурбинные электростанции. Парогазовые электростанции (ПГЭС) применяются в двух вариантах: с высоконапорным парогенератором и сбросом выхлопных газов в котлоагрегаты обычного типа. В первом случае продукты сгорания из камеры сгорания под давлением направляются в высоконапорный компактный парогенератор, где вырабатывается пар высокого давления, а продукты сгорания охлаждаются до 750...800 °С, после чего они направляются в газовую турбину, а пар высокого давления подается в паровую турбину.

Во втором случае продукты сгорания из камеры сгорания с добавлением необходимого количества воздуха для снижения температуры до 750...800 °С направляются в газовую турбину, откуда отходящие газы при температуре примерно 350...400 °С с большим содержанием кислорода поступают в обычные котлоагрегаты паротурбинных ТЭС, где выполняют функцию окислителя и отдают свое тепло.

В первой схеме сжигается природный газ либо специальное газотурбинное жидкое топливо, во второй – топливо должно сжигаться только

в камере сгорания газовой турбины, а в котлоагрегатах – мазут или твердое топливо, что представляет определенное преимущество. Комбинирование двух циклов даст повышение общего КПД ПГЭС примерно на 5...6 % по сравнению с паротурбинной КЭС. Мощность газовых турбин ПГЭС составляет примерно 20...25% мощности парогазового блока. В связи с тем, что удельные капиталовложения в газотурбинную часть ниже, чем в паротурбинную, в ПГЭС достигается уменьшение удельных капиталовложений на 10...12%. Парогазовые блоки обладают большей маневренностью, чем обычные конденсационные блоки, и могут быть использованы для работы в полупиковой зоне, так как более экономичны, чем маневренные КЭС.

Чисто газотурбинные электростанции используются как пиковые. Удельные капиталовложения в ГТЭС примерно на 25...30% меньше, чем в маневренные паротурбинные КЭС. Коэффициент полезного действия ГТЭС на 4...5% ниже, чем на паротурбинных ТЭС, что допустимо при работе в пиковом режиме. В настоящее время в России выпускаются газовые турбины для ГТЭС мощностью 100 и 150 МВт. При использовании для теплоснабжения тепла выхлопных газов от газовых турбин ГТЭС можно повысить КПД ГТЭС.

#### **Ресурсосберегающие и экологически совершенные технологии.**

Среди источников загрязнения биосферы электроэнергетика занимает первое место. Она является также главным источником загрязнения естественных водоемов за счет тепловых отходов. До 60 % количества теплоты, выделяемой при сжигании на КЭС органического топлива, через охлаждающую воду (при отсутствии градирен) попадают в реки, пруды и озера. Еще большее количество теплоты получают естественные водоемы от АЭС, что приводит к засорению их вредными водорослями и обмелению. Электростанции, работающие на твердом топливе, не только загрязняют воздушный бассейн, но и вызывают необходимость создания золо - и

шлакоотвалов, занимающих большие площади и нарушающих экологическое равновесие.

Эти и другие факторы должны в полной мере учитываться при решении вопросов централизации энергоснабжения, концентрации и размещения энергетических мощностей. Концентрация мощности на КЭС в некоторой степени уменьшает количество вредных выбросов на единицу установленной мощности в связи с повышением экономичности использования топлива, усовершенствованием топочных устройств, золоуловителей и повышением их КПД. Кроме того, применение дымовых труб с максимально возможной высотой позволяет снизить концентрацию выбросов над поверхностью земли за счет их рассеяния на большие площади. Вместе с тем нормированные предельно допустимые концентрации (ПДК) золы и газовых выбросов ограничивают по экологическим причинам возможные мощности отдельных КЭС в зависимости от вида сжигаемого топлива. По мере совершенствования способов улавливания выбросов, дальнейшего увеличения высоты дымовых труб, а также возможного облагораживания топлива перед поступлением на КЭС их установленная мощность будет возрастать.

В действующих КЭС основные мероприятия по защите среды обитания должны быть направлены: на повышение экономичности использования топлива и КПД газоочистных и улавливающих устройств; промышленное использование золы и шлаков; частичный переход на теплофикационный режим; применение оборотного водоснабжения и др. Для вновь сооружаемых КЭС эти мероприятия в полной мере должны предусматриваться в проектах.

Так как расход топлива на теплоснабжение городов превосходит его расход на выработку электрической энергии, особое внимание должно быть уделено максимальному сокращению вредных выбросов от теплоисточников. Замена мелких индивидуальных и групповых котельных крупными районными позволяет резко сократить вредные выбросы в окружающую среду за счет повышения экономичности использования топлива, применения газоочистных устройств с высоким КПД, увеличения высоты дымовых труб и

степени рассеяния выбросов. Расширение строительства в городах ТЭЦ на органическом топливе приводит к его экономии по сравнению с отдельной схемой энергоснабжения, в то же время с увеличением ТЭЦ и начальных параметров пара возрастает объем топлива, сжигаемого в городах, и вредных выбросов. Для уменьшения вредного влияния электростанций на окружающую среду требуется широкое внедрение «чистых» в экологическом отношении электростанций (солнечных, ветровых, геотермальных, приливных).

Одним из направлений ресурсосберегающих технологий является использование побочных, или вторичных, энергоресурсов. Под **побочными (вторичными) энергетическими ресурсами (ПЭР)** понимаются ресурсы, полученные в качестве побочного продукта или отхода основного производства. Для уменьшения затрат необходимо стремиться к максимальному сокращению выхода побочных энергоресурсов за счет лучшего использования первичного топлива в технологическом агрегате и рациональных режимов его работы. Для этого разрабатываются методы совершенствования организации технологических процессов и режимов работы агрегатов, улучшения теплоизоляции, применения рекуперации, регенерации, промежуточных подогревов и т. п. Если эти мероприятия не обеспечивают полного использования энергетических ресурсов в пределах технологического агрегата, то образуются ПЭР. Не менее важной является эффективная очистка уходящих газов для получения дополнительной продукции. Экономия топлива, извлечение серы и других элементов из уходящих газов обеспечивают заметный экологический эффект, так как при использовании ПЭР не требуется дополнительная добыча сырья, топлива и их применение для производства того же объема конечной продукции.

Побочные энергетические ресурсы могут использоваться или непосредственно для удовлетворения потребности в теплоте, топливе, или в утилизационных установках для производства теплоты, электроэнергии,

холода, механической работы. Возможны следующие основные направления использования побочных энергоресурсов:

- топливное – непосредственное использование горючих ПЭР в качестве топлива;

- тепловое – применение теплоты, получаемой непосредственно в виде ПЭР и вырабатываемой за счет ПЭР в утилизационных установках; выработка холода за счет ПЭР в абсорбционных холодильных установках, пара в котлах-утилизаторах; использование утилизированной теплоты отработавших газовых турбин в компрессорных станциях магистральных газопроводов для получения пресной воды и др.;

- силовое – использование потребителями механической или электрической энергии, вырабатываемой в утилизационных установках за счет ПЭР;

- комбинированное – употребление теплоты и электроэнергии, Одновременно вырабатываемых за счет ПЭР в утилизационных установках (утилизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу.

При раздельном централизованном энергоснабжении (электроснабжение из энергосистемы и теплоснабжение от котельной предприятия) и использовании побочных энергетических ресурсов для производства теплоты получается экономия топлива в котельной, а при их использовании для производства электроэнергии – экономия топлива в энергосистеме. При энергоснабжении предприятия от ТЭЦ возможны случаи, когда использование побочных энергоресурсов для производства теплоты приводит в первый период к сокращению отпуска теплоты из отборов турбин ТЭЦ и, следовательно, уменьшению выработки электроэнергии по теплофикационному режиму. Это уменьшение компенсируется дополнительной выработкой электроэнергии в энергосистеме по конденсационному циклу с большим расходом топлива, поэтому достигаемая в этом случае экономия топлива от использования побочных (вторичных) энергоресурсов будет соответственно ниже, чем при раздельной схеме. С

ростом тепловой нагрузки района теплоснабжения перерасход топлива, связанный с использованием побочных энергоресурсов, может снижаться. Таким образом, тепловая экономичность использования побочных энергоресурсов при комбинированной схеме энергоснабжения предприятия ниже, чем при отдельной, и зависит от темпов роста тепловой нагрузки рассматриваемого района. Экономия топлива будет тем ниже, чем ниже параметры заменяемого теплового потребления и чем выше начальные параметры пара на ТЭЦ. При повышении параметров заменяемого отбора пара экономия топлива будет возрастать в большей мере, чем при отдельной схеме, эффективность использования низкопотенциальной теплоты значительно выше при отдельной схеме.

При использовании побочных энергоресурсов для производства электроэнергии в конденсационных утилизационных паротурбинных установках экономия условного топлива в энергосистеме составит, т:

$$\Delta B = (\mathcal{E}_y \pm \Delta \mathcal{E}_{\text{э.с}}) \chi r_c, \quad (7.1)$$

где  $\mathcal{E}_y$  – количество электроэнергии, отпущенное утилизационной установкой, тыс. кВт · ч;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{э.с}}$  – изменение потерь электроэнергии в электрических сетях, тыс. кВт · ч;

$r_c$  – средний относительный прирост расхода условного топлива в энергосистеме, сек ответствующий ее разгрузке при использовании утилизационной установки, т/(МВт·ч).

Применение пара утилизационных установок для комбинированного производства теплоты и электрической энергии приводит к меньшей экономии топлива, чем при использовании пара только для электроснабжения, если получаемый при этом отборный пар вызывает снижение величин отборов пара теплофикационных турбин. При одинаковом объеме утилизированных побочных энергоресурсов в течение года их использование для производства теплоты дает большую экономию топлива, чем для

производства электроэнергии. Это связано с тем, что выработка электроэнергии утилизационными установками обычно обеспечивает разгрузку более экономичных агрегатов энергосистемы, чем сами утилизационные установки. Если годовая потребность в теплоте данного предприятия и нагрузка прилегающего к нему коммунально-бытовой зоны ниже, чем возможная отдача, то сравнительная экономичность может изменяться при использовании побочных энергоресурсов.

Комбинированное применение побочных энергоресурсов возможно только зимой, в период большой тепловой нагрузки. В летний период пар утилизационных установок может использоваться лишь для производства электроэнергии. Суточный и годовой режим работы утилизационной установки определяется технологическим процессом и может не совпадать с режимом теплоснабжения. При пиковом характере графика выхода побочных энергоресурсов может оказаться целесообразным использование специальных аккумуляторов теплоты или неполное использование побочных энергоресурсов (если это не вызывает загрязнения окружающей среды).

Снижение годового числа часов использования установленной мощности утилизационной установки ведет к уменьшению экономии топлива, увеличению удельных капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов, приходящихся на единицу отпущенной теплоты.

Ограничений в использовании побочных энергоресурсов для производства электроэнергии практически нет. Однако может потребоваться дублирование части мощности утилизационных установок мощностями электростанций энергосистемы из-за неравномерности режима производства электроэнергии побочных энергоресурсов, определяемой технологическим режимом их выход от основного производства.

Экономичность и рациональное направление использования побочных энергоресурсов зависит от большого числа динамичных по времени параметров, связанных с характеристиками технологических процессов, схемой энергоснабжения промышленного узла, технико-экономическими

показателями утилизационных установок, замещаемого топлива, замещаемых установок и т. п. Выбор оптимального направления и степени использования побочных энергоресурсов производится на основе технико-экономических расчетов.

### **Капиталовложения в энергетическое оборудование.**

**Капитальные вложения** – это затраты материальных, трудовых и денежных ресурсов на создание новых и реконструкцию действующих основных средств. При оценке объема капитальных вложений должны учитываться следующие мероприятия по использованию резервов в системе: повышение доли экономичных КЭС «выработке электроэнергии; максимальное использование тепловой мощности ТЭЦ или установка дополнительных пиковых котлов (например, при подключении новых потребителей); реконструкция конденсационных турбин для работы в теплофикационном режиме; снижение потребления электрической и тепловой энергии за счет внедрения менее энергоемких технологических процессов, модернизации энергопотребляющего оборудования для повышения КПД и, как следствие, снижение удельных расходов энергии на единицу продукции; использование нетрадиционных источников энергии (низкопотенциальной теплоты сбросных вод предприятий и электростанций с помощью теплонасосных установок и теплоты сбросного вентиляционного воздуха); повышение доли использования вторичных энергоресурсов (например, сжигание бытового мусора для получения горячей воды для отопления и др.).

Для оценки эффективности необходимо проводить расчет капитальных вложений с учетом периода строительства и распределения их по годам (табл. 7). Для облегчения расчета и оценки капиталовложений на предпроектной стадии разработана система укрупненных показателей. Укрупненные сметные нормы (УСН) и укрупненные показатели стоимости (УПС) строительства энергетических объектов широко используются в проектировании.

*Таблица 7*

### **Нормативы распределения капиталовложений в стоимости строительно-монтажных работ по годам строительства**

**энергетических объектов, %**

| Тип электростанции и мощность,<br>МВт | Годы строительства |       |       |       |       |       |     |
|---------------------------------------|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|
|                                       | 1                  | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     |     |
| ТЭЦ 420                               | 13/15              | 32/35 | 40/40 | 15/10 | –     | –     |     |
| ТЭС 1200                              | 15/25              | 29/32 | 35/29 | 19/13 | 2/1   | –     | –   |
| ТЭС 2400                              | 8/16               | 14/18 | 18/19 | 22/19 | 23/18 | 18/14 | 3/2 |
| АЭС 2000                              | 3/7                | 10/14 | 20/18 | 23/20 | 23/20 | 18/16 | 3/5 |

*Примечание.* В числителе указан процент капиталовложений, в знаменателе – процент строительно-монтажных работ.

Это усредненные стоимости укрупненных единиц объемов строительных и монтажных работ или отдельных элементов, определяемые на основе типовых проектов и данных о ранее выполненных конкретных объектах. При составлении сметно-финансового расчета по данным объемов работ только по основным сооружениям в УПС должны включаться затраты подсобно-вспомогательного назначения (на временные сооружения и т.д.). В УПС на строительные работы за удельные измерители принимаются: кубометр здания, квадратный метр площади, кубометр железобетона, километр наружных трубопроводов, метр туннеля, отдельные объекты (фундамент, дымовая труба, градирня и т.д.). По оборудованию в УПС измерителями являются: агрегат, турбина, парогенератор, установка, щит, трансформатор, комплект и т.д. Зная по проектным материалам объемы работ и характеристику оборудования, можно подсчитать необходимые затраты.

Величина капиталовложений в энергетические установки и их структура зависят от многих факторов: типа установки и ее мощности, числа единиц основного энергетического оборудования, параметров устанавливаемых агрегатов, применяемых схем технологических связей, местных условий (строительно-геологических, топографических, климатических), степени индустриализации строительства. Приближенные расчеты капитальных затрат в строительство объектов производятся по

укрупненным показателям стоимости, которые разрабатываются проектными организациями на основе материалов конкретных проектов и их статистической обработки. Укрупненные показатели даются на 1 м<sup>3</sup> здания определенного типа (р./м<sup>3</sup>), один агрегат данных параметров (р./кВт), единицу массы теплообменника (р./кг) и т.д.

Можно определить приближенно капитальные вложения и известной структуре капиталовложений объекта-аналога (исход из производительности объекта, доли материальных затрат и т.д.). Чаще применяется смешанный метод, когда стоимость оборудования определяется по УПС, а затраты на строительно-монтажные работы (СМР) и прочие – на основе структуры капиталовложений аналогичного энергетического объекта.

Методы определения капитальных затрат зависят от типа установки и ее назначения. Стоимость строительства тепловой электростанции любого типа:

$$K_{cm} = K_{y\delta} \cdot N_y, \quad (7.2)$$

где  $K_{y\delta}$  – удельные капиталовложения, р./кВт;

$N_y$  – установленная мощность, кВт.

Удельные капиталовложения зависят от типа агрегата, вида топлива, района строительства, единичной электрической и тепловой мощности агрегата, числа агрегатов. В проектных организациях разработаны УПС капитальных вложений, отнесенные на один энергоблок, котел или турбину в отдельности с указанием доли затрат на оборудование и СМР. При их использовании капиталовложения могут быть определены по следующей методике.

Расчет капитальных вложений блочных КЭС по укрупненным Указателям стоимости с учетом коэффициента дефлятора стоимости основных средств рассматриваемого года по отношению к базовому году может производиться по следующей формуле:

$$K = \sum K_1 + K_2 \cdot (n_{\text{бл}} - 1) \cdot \prod k_p \cdot k_m \cdot k_{\text{инф}}, \quad (7.3)$$

где  $K_1, K_2$  – капитальные вложения соответственно в первый и последующий агрегаты, определенные по нормативам на уровне стоимости базового года;

$k_p, k_m, k_{инф}$  – коэффициенты, учитывавшие район сооружения, вид топлива и уровень инфляции основным фондам соответственно в рассматриваемом или прогнозируемом году.

Удельные капиталовложения определяются по следующему выражению, млн. р./МВт:

Для электростанций с поперечными связями, млн. р./МВт:

$$K_{уд} = K / N_{КЭС}, \quad (7.4)$$

где цельные капиталовложения определяются по следующему выражению, млн. р.:

$$K = \sum_{i=1}^j K_{1к} + \sum_{i=1}^n K_{n.ki} + K_{1m} + \sum_{i=1}^m K_{n.mi} \cdot \chi_k \cdot \chi_k_p \cdot \chi_k_m \cdot \chi_k_{инф}, \quad (7.5)$$

где  $K_{1к}, K_{1m}$  – капиталовложения соответственно в первый котел и первую турбину;

$K_{n.ki}, K_{n.mi}$  – капиталовложения соответственно последующие котлы и последующие турбины;

$n, m$  – соответственно общее число котлов и турбин любых типов.

Стоимость головных агрегатов (первых) включает в себя, кроме стоимости оборудования и здания, еще часть стоимости объектов, без которых невозможно ввести в эксплуатацию первый агрегат – это общие затраты для первого и последующих агрегатов а именно: подъездные пути, подготовку площадки, устройства связи и водоснабжения и т.д. К стоимости электростанций могут вводиться поправки по системам экологической защиты, степени автоматизации и т. п.

Капиталовложения в котельные определяются по формуле

$$K = \sum_{i=1}^j K_{2к} + \sum_{i=1}^n K_{n.ki} \cdot \chi_k \cdot \chi_k_p \cdot \chi_k_m \cdot \chi_k_{инф}, \quad (7.6)$$

где  $K_{2к}$  – капиталовложения соответственно в первые два котла;

$K_{n.ki}$  – капиталовложения соответственно в последующие котлы и последующие турбины;

$n$  – общее число котлов.

Капиталовложения в электрические сети зависят от длины ЛЭП, мощности подстанции, района сооружения и типа местности, а в тепловые – от протяженности и диаметра сети. Капитальные затраты в теплообменное оборудование по УПС могут быть определены в зависимости от массы аппарата или характерного размера, например поверхности теплообменника.

Капиталовложения подразделяются на активные и пассивные, по которым производят анализ их структуры.

От **активных капиталовложений** непосредственно зависит производительность установки. К ним относятся: затраты на технологическое оборудование с учетом обвязки и монтажа, КИПиА, НИР, ОКР и т.д. Пассивные капитальные вложения обеспечивают нормальные условия труда персонала и эксплуатации энергетического объекта. Они включают в себя: затраты на здания, сооружения, дороги, очистные сооружения, освещение, отопление, вентиляцию и пр. Чем выше доля активной части капиталовложений, а в ней доля на технологическое оборудование, тем качественнее структура. В энергетике доля пассивных капиталовложений составляет 40...65%, в зависимости от типа объекта.

Капитальные вложения могут быть представлены как сумма условно-постоянных и условно-переменных затрат:

$$K = Z_{пост} + Z_{пер} = Z_{пост} + K_{уд.пер} \psi N^m, \quad (7.7)$$

где  $K_{уд.пер}$  – удельные условно-переменные капиталовложения;

$N$  – установленная мощность энергетического объекта;

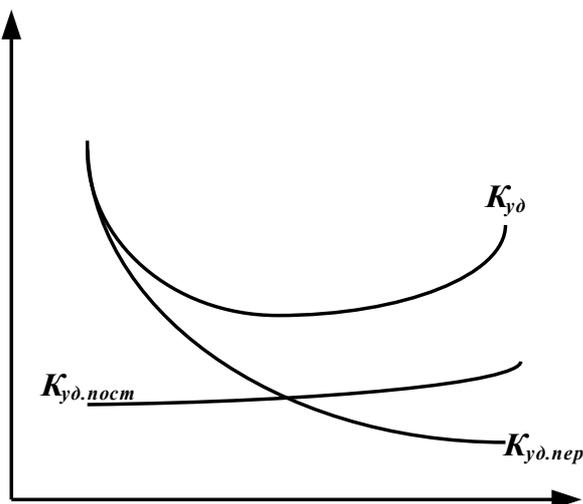
$m$  – показатель степени.

Тогда удельные капитальные вложения

$$K_{уд} = Z_{пост} / N + K_{уд.пер} \psi N^{m-1}. \quad (7.8)$$

Условием разделения затрат является их зависимость (переменные) или независимость (постоянные) от мощности электростанции (рис. 7.1).

Повышение мощности электростанции может быть вызван масштабным фактором, т.е. увеличением числа единиц энергетического оборудования или установкой оборудования большей единичной мощности.



**Рис. 7.1.** Зависимость удельных капиталовложений от мощности оборудования электростанции

Повышение единичных мощностей агрегатов приводит, как правило, к снижению удельных капитальных затрат и ведет к относительно меньшим снижениям удельных капиталовложений. Это является результатом влияния двух факторов, действующих в противоположных направлениях: с одной стороны, снижения доли условно постоянных затрат, приходящихся на единицу установленной мощности, с другой – увеличения затрат, связанного с усложнением конструкции, использованием более качественных материалов и изменением параметров теплоносителей.

Число однотипных агрегатов, установок также оказывает влияние на уровень удельных капитальных затрат. При увеличении числа агрегатов снижается доля условно-постоянных затрат, приходящаяся на единицу мощности энергетического объекта. В случае высокой концентрации мощности (число агрегатов превышает 10...12 единиц) удельные капиталовложения могут возрастать за счет удорожания транспортных связей

при учете капитальных затрат на строительство ЛЭП, тепловых сетей и т.д. (рассматривается энергетическая цепочка). Поэтому существует оптимальное наименьшее значение удельных капитальных вложений, которому соответствует предельное число агрегатов, располагаемых на одной территории. Для обеспечения надежности энергоснабжения могут создаваться резервные установки, что приводит к увеличению удельных капитальных вложений.

Высокая капиталоемкость энергетического оборудования обуславливает необходимость эффективного использования капиталовложений и изучения направлений возможного повышения их эффективности. Этого можно достигнуть за счет комплекса целенаправленных мероприятий: улучшением проектов, разработкой ад с учетом опыта строительства и применением более совершенного энергетического и другого оборудования. В этих проектах применяются новые компоновочные решения, строительные конструкции и материалы, а также предусматривается более совершенная организация работ, что позволяет снизить трудоемкость и повысить производительность труда в энергетическом строительстве. Повышение уровня индустриализации технологии и методов строительства электростанций и сетей, повсеместное внедрение сборных конструкций зданий и сооружений, сокращение площади застройки и протяженности технологических коммуникаций также способствует повышению эффективности капиталовложений. При сооружении дымовых труб и градирен широко применяются инвентарные переставные и скользящие опалубки.

Таким образом, повышения эффективности капитальных вложений можно добиться следующими путями.

#### **1. Рациональным проектированием, включающим в себя:**

- улучшение качества проекта и сокращение сроков проектирования, реализацию достижений научно-технического прогресса (в настоящее время 50% проектов ниже мирового уровня, 25% спроектировано 10 лет назад и более);

- типизацию отдельных элементов и сооружений в целом;
- выбор рациональной схемы использования топлива вторичных энергоресурсов;
- разумную концентрацию мощности (возрастание единичной мощности и числа агрегатов, комбинирование, применение энерготехнологии);
- применение безотходных экологически чистых производств;
- согласованность сроков строительства с потребителями с учетом развития жилищно-коммунального и культурного секторов;
- создание и внедрение новых методов получения и передачи энергии;
- увеличение единичной мощности энергетических машин и пропускной способности линий электропередачи, базирующихся на новых принципах получения и передачи энергии;
- повышение уровня механизации и автоматизации производства теплоты и электроэнергии;
- создание эффективности ТЭС на базе дешевых углей открытой добычи, особенно в восточных районах страны.

## **2. Рациональным строительством, предусматривающим:**

- повышение уровня индустриализации строительства;
- повышение уровня заводской готовности оборудования и строительных конструкций;
- сокращение числа одновременно строящихся объектов, уменьшение незавершенного строительства;
- возрастание доли реконструкции и технического перевооружения.

## **3. Рациональной эксплуатацией, включающей в себя:**

- повышение уровня использования имеющихся мощностей;
- увеличение коэффициента сменности.

## **Себестоимость энергетической продукции электростанций.**

В процессе производства электроэнергии на тепловых электростанциях четко выделяют отдельные технологические стадии (переделы)

преобразования одного вида энергии в другой, поэтому же ТЭС применяется попередельный метод калькуляции продукции по стадиям производства. При этом расходы предшествующих стадий не включаются в расходы последующих и себестоимость энергии является сводом общестанционных и расходов цехов. Группировка затрат ведется по следующим стадиям: топливно-транспортный цех, котельный цех (включая химводоочистку), машинный цех, теплофикационное отделение, электрический цех. На блочных электростанциях выделяют следующие цехи: топливно-транспортный, котлотурбинный и электрический.

Для определения фактических затрат на производство подсчитываются (калькулируются) следующие статьи: топливо на технологические цели; вода на технологические цели; основная заработная плата производственных рабочих; дополнительная заработная плата производственных рабочих; единый социальный налог по основной и дополнительной заработной плате; расходы по содержанию и эксплуатации оборудования (амортизация силовых и рабочих машин, передаточных устройств, инструмента, внутрицехового транспорта); ремонт производственного оборудования; смазочные и обтирочные материалы и т.п.; подготовка и освоение производства (пусковые расходы – наладочные работы, испытания и т.п.); цеховые расходы (заработная плата аппарата управления цехом, амортизация и расходы по содержанию и ремонту зданий и инвентаря общецехового назначения, расходы по охране труда); общезаводские (общестанционные) расходы (административно-управленческие – заработная плата, командировочные, канцелярские, а также амортизация и расходы по содержанию и ремонту общезаводских средств и др.).

На конденсационной станции все расходы относятся на производство электроэнергии. Если за определенный период (год) отнести затраты КЭС (3) к отпуску электроэнергии с шин ( $W_{omn}$ ) то получится себестоимость отпущенной электроэнергии:

$$S_3 = W /_{omn} . \quad (7.9)$$

На ТЭЦ общие затраты на производство двух видов энергии (электрической и тепловой) делятся между ними и определяется производственная себестоимость отпускаемых единиц электроэнергии и теплоты.

Себестоимость электроэнергии, производимой на КЭС, ГТУ, ПГУ

Для приближенной оценки себестоимости и определения общей планируемой потребности в отдельных видах ресурсов используется расчет по экономическим элементам.

Годовые затраты на производство для ТЭС находятся суммированием элементов затрат, млрд. р./год:

$$Z_z = Z_m + A + Z_{z.n} + Z_{рем} + Z_{пр}. \quad (7.10)$$

Затраты на топливо с учетом потерь при транспортировке определяются по следующему выражению, млрд. р./год:

$$Z_m = B_m \psi (1 + \alpha_n) \psi C_m / \alpha_k, \quad (7.11)$$

где  $\alpha_n$  – коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке;

$C_m$  – цена топлива с учетом транспортных расходов, р./т, р./(тыс. м<sup>3</sup>);

$\alpha_k$  – калорийный эквивалент.

Годовой расход топлива на производство энергетической продукции определяется количеством выработанной за это время электроэнергии и зависит от типа и мощности основного оборудования электростанции, графиков нагрузки и других факторов. При подсчете фактической себестоимости расход топлива принимается по данным оперативно-технического и бухгалтерского учета, а в плановой калькуляции – по данным планового энергобаланса электростанции. Расчет годового расхода топлива в условном исчислении при приближенных расчетах может выполняться по топливным характеристикам, индивидуальным для каждого типа энергоблоков, и подсчитываться для КЭС в целом, т/год:

$$B_{\text{би}} = \alpha_i \psi H_p + \beta_i \psi W_{\text{би}}, \quad (7.12)$$

где  $\alpha_i, \beta_i$  – коэффициенты, характерные для каждого типа турбоагрегата;  
 $H_p$  – число часов работы турбоагрегата, ч/год;  
 $W_{bli}$  – выработка  $i$ -го блока.

Удельный расход топлива брутто в условном исчислении находится для выработанной электроэнергии на КЭС по выражению:

$$b_{bp} = B_2 / W_2, \quad (7.13)$$

где  $W_2$  – годовая выработка электроэнергии, кВт·ч.

Расчет номинальной электрической мощности КЭС определяется на основе мощностей турбоагрегатов, МВт:

$$N_{KЭС} = n_{ma} \cdot P_{ma}, \quad (7.14)$$

где  $P_{ma}$  – электрическая номинальная мощность турбоагрегата КЭС, МВт;  
 $n_{bl}$  – число блоков.

Годовое число часов использования установленной электрической мощности КЭС находится из соотношения, ч/год:

$$H_y = W_2 / N_{KЭС}. \quad (7.15)$$

Годовой расход электроэнергии на собственные нужды КЭС состоит из следующих элементов, МВт · ч/год:

$$W_{с.н} = W_{ц.н} + W_{п.эн} + W_{тд.у} + W_{т.пр} + W_{зэу} + W_{пр}, \quad (7.16)$$

где  $W_{ц.н}$  – расход электроэнергии на циркуляционные насосы;  
 $W_{п.эн}$  – на питательные электронасосы;  
 $W_{тд.у}$  – на тягодутьевые устройства;  
 $W_{т.пр}$  – на устройства топливоприготовления;  
 $W_{зэу}$  – на гидрозолоудаление;  
 $W_{пр}$  – на прочие нужды.

Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды КЭС определяется по следующему выражению, %:

$$k_{с.н} = (W_{с.н} / W_2) \cdot 100, \quad (7.17)$$

Удельный расход топлива нетто в условном исчислении находится следующим образом, г/кВт·ч:

$$b_2^H = \frac{W_{с.н}}{W_{э}} \cdot 100, \quad (7.18)$$

Коэффициент полезного действия по отпуску электроэнергии с шин КЭС, %:

$$КПД = \left( \frac{123}{b_2^H} \right) \cdot 100, \quad (7.19)$$

Для определения годового расхода топлива на ПГУ и ГТУ используют данные по расчетным или нормативным удельным расходам топлива на отпуск электроэнергии с шин электростанции:

$$B_2 = b_2^H \cdot W_{отп}. \quad (7.20)$$

Цена топлива на электростанции складывается из договорной цены топлива на станции отправления, затрат на перевозку топлива по железнодорожному тарифу или другим нормативам и некоторым дополнительным транспортно-заготовительным расходам.

К цене топлива в соответствии с договором могут вводиться поправки на качество (нормативный уровень зольности и влажности или другие характеристики). Топливная составляющая является самой крупной в структуре себестоимости ТЭС и составляет от 40 до 80 %.

Такой широкий диапазон значений связан с тем, что ее уровень зависит как от величины удельного расхода, так и от цены топлива. Удельные расходы условного топлива находятся для КЭС в пределах от 300 до 500 г/(кВт · ч). Цены же на топливо подвержены достаточно большим колебаниям, особенно в условиях значительных темпов инфляции.

Затраты на заработную плату определяют исходя из среднегодового фонда оплаты труда персонала КЭС с учетом начисления единого социального налога, млрд. р./год:

$$Z_{з.п} = n_{шт} \cdot \Phi_{соц}, \quad (7.21)$$

где  $n_{шт}$  – численность персонала (штата), чел.;

$\Phi$  – годовой фонд заработной платы одного работающего, млрд. р./чел. год);

$\alpha_{соц}$  – коэффициент, учитывающий начисление единого социального налога.

Численность персонала определяется либо по нормативным материалам (в виде данных о количестве персонала для типовых мощностей электростанций), либо по штатному коэффициенту, т.е. числу обслуживающих работников, приходящихся на 1 МВт мощности электростанции.

Штатный коэффициент зависит от типа оборудования, масштаба производства (числа единиц основного оборудования) и вида используемого топлива.

Амортизацию и затраты на ремонт определяют в долях от капитальных вложений, млрд. р./год:

$$A = (\alpha_{ам} / 100) ЧК, \quad (7.22)$$

$$З_{рем} = (\alpha_{рем} / 100) ЧК, \quad (7.23)$$

где  $\alpha_{ам}$  – средневзвешенная норма амортизационных отчислений, %;

$\alpha_{рем}$  – норма отчислений в ремонтный фонд.

К прочим расходам относятся общестанционные расходы, оплата услуг сторонних организаций, оплата процентов по кредитам, расходы на страхование имущества и работников, платежи за пользование природными ресурсами, платежи за выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, расходы по охране труда и технике безопасности, налоговые платежи, включаемые в себестоимость, и другие затраты. Для планирования общестанционных расходов составляются специальные сметы по отдельным статьям затрат.

Размер прочих расходов зависит в основном от мощности электростанции и численности персонала, поэтому их определяют (для приближенных расчетов) в долях от условно-постоянных затрат, млрд. р./год:

$$Z_{np} = \alpha_{np} \left( A + Z_{pem} + Z_{z.n} \right), \quad (7.24)$$

где  $\alpha_{np}$  – коэффициент прочих расходов.

Себестоимость отпущенного киловатт-часа электроэнергии определяется в соответствии с соотношением:

$$S_3 = W \left( \frac{W}{z_{c.n}} \right). \quad (7.25)$$

Себестоимость тепловой и электрической энергии на ТЭЦ.

Годовые затраты на производство электроэнергии и теплоты на ТЭЦ находятся суммированием тех же элементов затрат, что и для КЭС.

Подсчет годового расхода топлива в условном исчислении для оценочных, плановых расчетов может производиться по топливным характеристикам, установленным для каждого типа турбоагрегата и ТЭС в целом, т/год:

$$B_{zi} = \alpha_i \text{Ч} H_p + \beta_i \text{Ч} W_{zi} + \gamma_{mi} \text{Ч} D_{z.mi} + \gamma_{ni} \text{Ч} D_{z.ni}, \quad (7.26)$$

где  $\alpha_i$ ,  $\beta_i$ ,  $\gamma_{mi}$ ,  $\gamma_{ni}$  – коэффициенты, характерные для каждого типа турбоагрегата;

$H_p$  – число часов работы турбоагрегата, ч/год;

$W_{zi}$  – годовая выработка электроэнергии, МВт·ч/год;

$D_{z.mi}$ ,  $D_{z.ni}$  – годовые отборы пара отопительных и производственных параметров, соответственно, т/год;

$$B_z = e B_{zi}. \quad (7.27)$$

Годовой расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ состоит из следующих элементов, МВт · ч/год:

$$W_{c.n} = W_{ц.н} + W_{сет} + W_{п.эн} + W_{тд.у} + W_{т.нр} + W_{зэу} + W_{нр}, \quad (7.28)$$

где  $W_{сет}$  – расход электроэнергии на сетевые насосы;

Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ определяется по следующему выражению, %:

$$k_{c.n} = \left( W_{c.n} / W_z \right) \text{Ч} 100. \quad (7.29)$$

Теплоэлектроцентраль является комбинированным производством, выпускающим несколько видов продукции: электроэнергию, теплоту различных параметров, сжатый воздух, побочную и соответствующую продукцию, поэтому для определения себестоимости каждого вида продукции и выработки политики ценообразования на ее отпуск необходимо распределить затраты между ними. Прямые затраты, связанные только с производством конкретного вида продукции (например, по пиковой котельной, электрическому цеху, установке переработки шлаков), не подлежат распределению, а относятся на данный вид продукции. Косвенные затраты (общие для нескольких видов продукции) должны распределяться.

Особенностью ТЭЦ является то, что основную долю производственных затрат составляют косвенные. Это затраты на топливо и воду, амортизация, ремонт основного энергетического оборудования, затраты на заработную плату, а также общехозяйственные и общепроизводственные расходы.

Существует несколько методов распределения затрат между продукцией ТЭЦ. Наиболее широкое распространение в энергетике получили: физический, или балансовый, метод и метод «отключения».

Основой физического метода является распределение затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии, на основе теплового баланса. При этом предполагается, что на получение тепловой энергии из отборов турбин затрачивается такое же количество топлива, как и при отпуске теплоты непосредственно из котлов. Таким образом, условный расход топлива, относимый на производство теплоты по физическому методу, составит:

$$B_z = Q_{omn} / (Q_p^H \eta_k^H \eta_b^H \eta_{m.o}^H), \quad (7.30)$$

где  $Q_{omn}$  – годовой отпуск теплоты из отборов турбин;

$Q_p^H$  – низшая расчетная теплота сгорания топлива;

$\eta_k^H$ ,  $\eta_b^H$ ,  $\eta_{m.o}^H$  – КПД нетто котельного цеха, бойлерной, теплофикационного отделения соответственно.

При известных параметрах отборов в расчетах могут применяться следующие соотношения для распределения условного топлива, относимого на производство тепловой и электрической энергии по физическому методу, т/год:

$$B_2 = 0,088 \psi D_{2,m} + 0,102 \psi D_{2,n}, \quad (7.31)$$

$$B_3 = B_2 - B_m, \quad (7.32)$$

где  $B_2$ ,  $B_m$  – расходы условного топлива, отнесенные на производство теплоты и электроэнергии соответственно;

$D_{2,m}$ ,  $D_{2,n}$  – годовые отборы пара отопительных и производственных параметров; 0,088, 0,102 – коэффициенты, зависящие от параметров отборов пара и КПД.

Удельные расходы топлива брутто в условном исчислении, находятся по следующим выражениям:

для электроэнергии:

$$b_3^{\text{б}} = W_3 / \text{ЭТЦ}, \quad (7.34)$$

для теплоэнергии:

$$b_m^{\text{б}} = Q_m / \text{тнг}. \quad (7.35)$$

Однако в этом случае весь расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ отнесен на производство электроэнергии, и количество топлива, направленное на производство теплоты для внешнего потребления, несколько занижено.

Для уточнения расчетов необходимо распределить и расход электроэнергии между видами энергетической продукции, использованный на собственные нужды между видами продукции следующим образом:

$$W_{с.н}^3 = W_{н.н} + (W_{н.эн} + W_{тд.у} + W_{тн.р} + W_{зэу} + W_{пр}^B) \psi B_3 / \text{т}, \quad (7.36)$$

$$W_{с.н}^m = W_{н.н} + (W_{н.эн} + W_{тд.у} + W_{тн.р} + W_{зэу} + W_{пр}^B) \psi B_m / \text{т}. \quad (7.37)$$

Удельные расходы топлива нетто в условном исчислении находятся по следующим выражениям:

для электроэнергии, г/кВт·ч,

$$b_{\text{э}} = \frac{4100W}{W_{\text{э}} - c_{\text{н}}}, \quad (7.38)$$

для теплоэнергии, кг/ГДж,

$$b_{\text{т}} = \left( \frac{41000 + W_{\text{т}}}{Q_{\text{н}}} \right) / \text{омн}. \quad (7.39)$$

Годовые расходы топлива корректируются с учетом распределения электроэнергии, использованной на собственные нужды ТЭЦ, по следующим соотношениям:

на теплоснабжение внешних потребителей, т/год,

$$B_{\text{т}}^{\text{в}} = b_{\text{т}}^{\text{в}} Q_{\text{омн}} / 1000, \quad (7.40)$$

на электроэнергию, т/год,

$$B_{\text{э}}^{\text{в}} = B_{\text{э}} - B_{\text{т}}^{\text{в}}. \quad (7.41)$$

Коэффициент полезного действия по отпуску тепла от ТЭЦ и электроэнергии с шин ТЭЦ определены по следующим выражениям, %:

$$КПД_{\text{т}} = \left( 34,2 / b_{\text{т}}^{\text{в}} \right) \cdot 100, \quad (7.42)$$

$$КПД_{\text{э}} = \left( 123 / b_{\text{э}}^{\text{в}} \right) \cdot 100. \quad (7.43)$$

Для распределения элементов затрат по фазам производства приняты следующие соотношения:

по топливно-транспортному и котельному цехам, млрд. р./год:

$$Z_{\text{т.т.к}} = Z_{\text{т}} + 0,54A + 0,54Z_{\text{рем}} + 0,35Z_{\text{з.п.}}. \quad (7.44)$$

по электрическому и турбинному цехам, млрд. р./год:

$$Z_{\text{э.ц}} = 0,454A + 0,454Z_{\text{рем}} + 0,354Z_{\text{з.п.}}. \quad (7.45)$$

общестанционные затраты, млрд. р./год:

$$Z_{\text{э.ц}} = 0,054A + 0,054Z_{\text{рем}} + 0,34Z_{\text{з.п.}} + Z_{\text{пр}}. \quad (7.46)$$

По каждому цеху затраты распределяются между теплотой и электроэнергией, а затем суммируются по каждому виду энергии.

В результате определяются затраты, отнесенные на производство электрической и тепловой энергии, млрд. р./год:

$$Z_3 = Z_{m.m.k} \cdot \frac{4B\check{y}}{B_2} + Z_{oc} \cdot \frac{4( Z_{m.m.k} \cdot \frac{4B\check{y}}{B_2} + Z_{3.ц} )}{( Z_{m.m.k} + Z_{3.ц} )}, \quad (7.47)$$

$$Z_3 = Z_{m.m.k} \cdot \frac{4B\check{y}_m}{B_2} + Z_{oc} \cdot \frac{4( Z_{m.m.k} \cdot \frac{4B\check{y}_m}{B_2} )}{( Z_{m.m.k} + Z_{3.ц} )}. \quad (7.47)$$

В результате определяются затраты, отнесенные на производство электрической и тепловой энергии, млрд. р./год:

Себестоимость отпущенного киловатт-часа электроэнергии и единицы теплоты определяется в соответствии со следующими соотношениями:

$$S_3 = \frac{W}{Q} \left( \frac{W}{Q} - c.n \right), \quad (7.48)$$

$$S_3 = \frac{Q}{Q_m} / omn. \quad (7.49)$$

Статьи затрат распределяются между видами продукции следующим образом. Затраты на топливо – пропорционально расходу топлива на отпуск каждого вида энергии:

$$S_m^m = S_B^m \cdot \frac{B}{B} / z, \quad (7.50)$$

$$S_3^m = S_B^m \cdot \frac{B}{B} / z. \quad (7.51)$$

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 следует относить на каждый вид продукции. Так, на электроэнергию относится доля:

$$k_3^p = (Z_3 - Z) / (Z - Z_m). \quad (7.52)$$

В состав себестоимости электроэнергии включаются следующие элементы, определенные на основе коэффициентов распределения затрат: заработная плата  $S_3^{z.n} = S_{z.n} \cdot k_3^p$ ; амортизация  $S_3^{AM} = S_{AM} \cdot k_3^p$  и т.д. Аналогично определяют и другие элементы себестоимости электроэнергии и теплоты. Приблизительно суммарные затраты ТЭЦ распределяют между видами ее продукции пропорционально расходам топлива на их производство. Приблизительный физический метод до недавнего времени был наиболее распространен благодаря простоте и соответствию энергобалансу ТЭЦ. Недостатками этого метода являются суммирование энергии высокого и

низкого потенциала и отнесение экономии топлива от комбинированной выработки только на один вид энергии – электроэнергию.

Метод «отключений» состоит в том, что затраты на побочные виды продукции рассчитываются как при отдельном производстве, а на основной вид – по остаточному принципу. Таким образом, вся экономия от комбинированной выработки относится только на основной вид продукции. Для распределения затрат на ТЭЦ в качестве основного вида продукции принимается электроэнергия. Затраты на теплоту, рассчитанные по этому методу как правило, несколько ниже, чем при физическом методе распределения затрат, в связи с более низким значением условно-постоянной составляющей.

#### **Управление тепловыми электростанциями.**

Основной структурной единицей на большинстве электростанций является цех. На тепловых станциях различают цеха основного-вспомогательного производства и непромышленных хозяйств. **Цеха основного производства** производят продукцию, для выпуска которой создано предприятие. На тепловых станциях основными являются цеха, в которых протекают производственные процессы по превращению химической энергии топлива в тепловую и электрическую энергию. **Цеха вспомогательного производства** промышленных предприятий, в том числе и электростанций, непосредственно не связаны изготовлением основной продукции предприятия: они обслуживают основное производство, способствуют выпуску продукции и обеспечивают основному производству необходимые условия для нормальной работы. Эти цеха осуществляют ремонт оборудования, снабжение материалами, инструментом, приспособивши, запасными частями, водой (промышленной), различными видами энергии, транспортом и т. п. **Непромышленными** являются хозяйства, продукция и услуги которых не относятся к основной деятельности предприятия. В их функции входит обеспечение и обслуживание бытовых

нужд персонала предприятия (жилищные хозяйства, детские учреждения и т.п.).

Производственные структуры тепловой станции определяются соотношением мощности основных агрегатов (турбоагрегатов, паровых котлов, трансформаторов) и технологическими связями между ними. Решающим при определении структуры управления является соотношение мощностей и связи между турбинами и котельными агрегатами. На существующих электростанциях средней и малой мощности однородные агрегаты соединяются между собой трубопроводами для пара и воды (пар из котлов собирается в общих сборных магистралях, из которых он распределяется между отдельными котлами). Такую технологическую схему называют **централизованной**. Широко применяют также **секционную** схему, при которой турбина с одним или двумя обеспечивающими ее паром котлами, образует секцию электростанции.

При таких схемах оборудование распределяется по цехам, объединяющим однородное оборудование: в котельном цехе – котельные агрегаты со вспомогательным оборудованием; турбинном - турбоагрегаты со вспомогательным оборудованием и т.д. По этому принципу на крупных тепловых электростанциях организуются следующие цеха и лаборатории: топливно-транспортный, котельный, турбинный, электрический (с электротехнической лабораторией), цех (лаборатория) автоматики и теплового контроля, химический (с химической лабораторией), механический (при выполнении ремонта самой электростанцией этот цех становится ремонтно-механическим), ремонтно-строительный. В функции последнего входит: надзор и ремонт зданий, сооружений и дорог; содержание в должном состоянии всей территории станции.

В настоящее время из-за особенностей технологического процесса производства энергии станций с агрегатами мощностью 200...800 МВт и выше применяют блочную схему связей оборудования. На блочных электростанциях турбина, генератор, котел (или два котла) со

вспомогательным оборудованием образуют блок; трубопроводов, связывающих агрегаты, для пара и воды между блоками, нет, резервные котлоагрегаты на электростанциях не устанавливаются. Изменение технологической схемы электростанции приводит к необходимости реорганизации производственной структуры управления, в которой основным первичным производственным подразделением является блок. Для станций блочного типа наиболее рациональной структурой управления является бесцеховая (функциональная) с организацией службы эксплуатации и службы ремонта, возглавляемых начальниками служб – заместителями главного инженера станции. Функциональные отделы подчиняются непосредственно директору станции, а функциональные службы и лаборатории – главному инженеру станции.

На крупных станциях блочного типа используется промежуточная структура управления – блочно-цеховая. Котельный и турбинный цеха объединяют в один и организуют следующие цеха: топливно-транспортный, химический, тепловой автоматики и измерений, централизованного ремонта и др. При работе станции на газе топливно-транспортный цех не организуется.

Цех централизованного ремонта выполняет все виды ремонта оборудования котлотурбинного, топливно-транспортного и химического цехов. Если основной объем работ выполняется ремонтными предприятиями, то этот цех не организуется, а его функции передаются участку производственно-ремонтного предприятия, выполняющего ремонтные работы на этой станции. Все виды ремонтных работ в электрическом цеху и цеху тепловой автоматики и измерений производятся персоналом этих цехов с привлечением специалистов подрядных организаций.

Как правило, на электростанциях в составе котлотурбинного цеха организуется участок гидротехнических сооружений и гидрозолоудаления. При сжигании многозольного топлива организуется гидротехнический цех. В его ведении находятся пруды и водоемы, градирни и прочие гидротехнические сооружения.

При мощности станции до 25 МВт производят объединение цехов или используют бесцеховую структуру управления с производственными участками: теплотехнического и электротехнического оборудования, контрольно-измерительных приборов и автоматики, а также механической мастерской и ремонтно-строительной группой.

### **Нормирование и организация труда на энергопредприятиях.**

При нормировании и организации труда на энергопредприятиях должны учитываться специфические условия, в которых осуществляется оперативное управление оборудованием, определяющие объем трудовых затрат. Основными из них являются:

разнотипность оборудования, в связи, с чем рабочие одной и той же профессии на разных предприятиях обслуживают оборудование, разное по типу и числу единиц;

рассредоточенность обслуживаемых объектов (оборудования и сооружений) на большой территории (например, в электрических и тепловых сетях), в связи с чем при нормировании необходимо учитывать качество дорог для проезда от баз к объектам, условия прокладки трасс и др.;

учет взаимосвязи между загруженностью оперативного персонала и требованиями по обеспечению высокого уровня надежности работы оборудования;

сочетание нормальной эксплуатации оборудования в одном помещении с ремонтными работами, разбросанность и непостоянство рабочих мест при производстве ремонтных работ и связанные с этим обязанности персонала по допуску к ремонтным работам;

необходимость круглосуточного посменного обслуживания оборудования оперативным персоналом по специальным графикам работы;

наличие значительного числа работ вероятностного характера, не имеющих регулярной повторяемости (например, выявление и устранение неисправностей), длительность выполнения которых является переменной величиной;

разнообразии производственных ситуаций (работа с постоянной или меняющейся электрической нагрузкой, останов или пуск энергоблоков, ликвидация аварийного состояния), обуславливающих значительную вариацию объемов выполняемых работ по сменам, что при постоянной явочной численности оперативного персонала определяет неравномерность его загрузки (по сменам);

разнообразии режимов использования энергоблоков в энергообъединении (режимы: базовый – затраты труда в течение всей рабочей кампании относительно постоянны; повышенной маневренности – затраты труда примерно постоянны только в течение дневных и вечерних смен рабочих суток недели; пиковый – затраты труда постоянны только в течение вечерних смен рабочих дней недели; в остальные смены и нерабочие дни недели затраты труда оперативного персонала на управление энергоблоками меняются от минимума при остановленных в резерв энергоблоках до максимума при пусках агрегатов).

С учетом указанных обстоятельств задача оптимизации оперативного управления энергоблоками заключается в таком сочетании его численности для различных производственных ситуаций и видов смен, при котором сумма годовых затрат на производство энергии, зависящих от численности оперативного персонала, будет минимальной. Имеются в виду затраты на заработную плату (с начислениями), топливо (от численности оперативного персонала зависит длительность пуска и набора нагрузки энергоблоком и, следовательно, расход топлива на неустановившийся режим), текущий ремонт (их зависимость от численности оперативного персонала является условно-вероятностной – при заниженной численности несвоевременное обнаружение и устранение неисправностей может привести к отказам в работе и увеличению затрат на текущий ремонт оборудования).

При нормировании труда оперативного персонала электростанций применяется следующая классификация затрат рабочего времени в течение смены. Рабочее время смены подразделяют на время работы и время

перерывов для отдыха, прием пищи и личные надобности. Время работы складывается из затрат времени на выполнение производственного задания и работы, не обусловленной производственным заданием. Затраты времени на выполнение производственного задания включают в себя: время подготовительно-заключительной работы (прием и сдача смены), обслуживания рабочего места (уборка на закрепленном оборудовании) И оперативное время, определяемое длительностью детерминированных регулярно повторяющихся работ (записи в журналах и ведомостях, замена диаграммных лент, профилактические работы на оборудовании; обходы оборудования; выполнение плановых работ при пуске энергоблока), и работы вероятностного характера (выполнение технических мероприятий по подготовке рабочих мест к ремонту; допуски к работе; закрытие нарядов и включение оборудования в работу; выявление и устранение неисправностей; операции по поддержанию заданного режима работы оборудования; регулировка режима горения при растопке котла; активное наблюдение за работающим оборудованием; оперативные переговоры).

Учитывая изменчивость режимов работы энергооборудования необходимо составлять и анализировать не только сменные, но и часовые балансы рабочего времени. В сменном балансе должен предусматриваться минимально необходимый резерв времени (порядка 10... 15 %) на выполнение отдельных операций в случае резких изменений режима работы оборудования (его пуск и останов, ухудшение качества топлива и т. п.). Проводя фотографию рабочего времени и анализ результатов наблюдения, нужно оценивать Целесообразность действий рабочего и рассматривать затраты рабочего времени в совокупности с показателями надежности и экономичности работы оборудования.

Нормы обслуживания (число обслуживаемых единиц оборудования) можно аналитически определять по следующему соотношению:

$$H_{об} = (t_{см} - t_{н.з} - t_{отд}) \cdot \Psi k_d / t_{з.сп}, \quad (7.53)$$

где  $t_{см}$  – длительность смены;

$t_{н.з}$  – время на прием и сдачу смены;

$t_{отд}$  – время отдыха (перерывов на прием пищи и личные надобности);

$k_о$  – коэффициент длительности, отображающий экономическое и психофизиологическое обоснование нормы обслуживания;

$t_{з.ср}$  – среднее время занятости дежурного на работах по обслуживанию единицы оборудования, которое включает в себя время занятости дежурного выполнением детерминированных работ и математическое ожидание времени занятости дежурного вероятностными работами по обслуживанию единицы оборудования. Коэффициент  $k_о$  оценивают по уровню следующих показателей: вероятности полного выполнения работ в смене (отношение числа смен, в которых выполняется полный объем работ, к общему числу рассматриваемых смен) и загруженности работника в смене (отношение суммы времени работы по выполнению производственного задания и времени перерывов для приема пищи, на отдых и личные надобности к рабочему времени смены);  $k_о$  принимается равным 0,82.

По нормам обслуживания для электростанции вычисляется явочная численность дежурных определенной профессии в ночной (вечерней) и дневной сменах как отношение числа единиц оборудования (производственных единиц) на электростанции к норме обслуживания на одного человека в ночную (вечернюю) и дневную смены.

Организация оптимального оперативного управления мощными энергоблоками имеет свои особенности. Выявление режима, в котором работают энергоблоки электростанции (базовый, повышенной маневренности, полупиковый, пиковый), можно проводить по числу пусков энергоблока из резерва за год. В базовом режиме число пусков энергоблока из резерва (в год) мало (близко к нулю), в режиме повышенной маневренности – близко к 50, в полупиковом – около 260, а в пиковом – примерно 520. Расчеты оптимальной численности оперативного персонала для управления энергоблоками, работающими в базовом и повышенной маневренности режимах, показали,

что в составе оперативного персонала целесообразно выделять сменный персонал (чередующийся по сменам) и дневной, работающий только в дневную смену (Д) в общепринятые рабочие дни (т.е. кроме выходных (В) – субботних, воскресных и праздничных дней).

Численность сменного персонала определяется по ночной (вечерней) смене. Для сменного персонала рекомендуется принятый четырех бригадный график выходов на работу. При таком графике возникает переработка (8 ч за 8 недель), которая обычно компенсируется дополнительными выходными днями.

При изучении затрат рабочего времени инженерно-технических работников и служащих учитываются особенности содержания и характера их труда. Важно выявить, какая часть их рабочего времени используется в целом для производительного труда и сколько тратится на различные работы, соответствующие должностной квалификации. :

Численность персонала ТЭС и факторы ее определяющие

На энергопредприятиях, особенно на тепловых электростанциях, занято значительное количество персонала. Персонал энергопредприятия делится на промышленно-производственный и непромышленный (персонал жилищно-коммунального хозяйства, Подсобного сельского хозяйства, детских учреждений и т.д.). Общая численность персонала, составляет **штаты предприятия**. Перечень всех должностей и рабочих мест с указанием их числа и месячной заработной платы (окладов) по ним называется **штатным расписанием**.

На электростанциях к эксплуатационному относится персонал: - управления (за исключением заместителя главного инженера по ремонту);

- общецеховой, не занятый ремонтом;
- оперативный;
- занятый наладкой и испытанием котлотурбинного оборудования;
- химической лаборатории;

- военизированной (сторожевой) охраны.

К ремонтному относится персонал:

- выполняющий капитальный, средний и текущий ремонт, техническое обслуживание, реконструкцию и модернизацию оборудования, приборов и устройств, а также текущий ремонт зданий и сооружений;

- электротехнической лаборатории;

- отдела (группы) подготовки и проведения ремонта;

- по контролю за металлом;

- участка, цеха теплоснабжения и подземных коммуникаций.

Для расчета и планирования численности персонала ТЭС и фонда заработной платы могут быть использованы нормативы численности промышленно-производственного персонала тепловых электростанций, в которых учтены рабочие, руководители, специалисты и служащие, необходимые для выполнения всего комплекса эксплуатационных и ремонтных работ, включая реконструктивные работы в соответствии с ПТЭ и производственными инструкциями. В нормативную численность дополнительно вносится персонал по обслуживанию находящихся на балансе электростанций внешних электрических и тепловых сетей, районных Передвижных котельных, энергопоездов, дизельных электростанций, автотранспорта, подразделений, занятых обслуживанием автоматизированных систем управления, ведомственной сторожевой и пожарной охраны.

Для определения суммарной нормативной численности промышленно-производственного персонала ТЭС могут использоваться укрупненные нормативы численности в зависимости от вида используемого топлива, числа и типа энергоблоков. Для ТЭС, сжигающих более 30 % газа от годового расхода топлива в условном исчислении, к нормативам численности вводятся поправки (табл. 8).

*Таблица 8*

**Поправочный коэффициент к нормативной численности персонала,  
доли**

| Доля сжигания<br>газа, % | Эксплуатационный | Ремонтный       |                |
|--------------------------|------------------|-----------------|----------------|
|                          | Твердое топливо  | Твердое топливо | Жидкое топливо |
| 30...40                  | 0,99             | 0,98            | 0,98 ~~~       |
| 40...50                  | 0,98             | 0,96            | 0,96           |
| 50...60                  | 0,97             | 0,94            | 0,94           |
| 60...70                  | 0,96             | 0,92            | 0,92           |
| 70...80                  | 0,95             | 0,91            | 0,90           |
| 80...90                  | 0,94             | 0,90            | 0,88           |
| Свыше 90                 | 0,93             | 0,88            | 0,85           |

Для более детального расчета необходимой численности по отдельным категориям работников могут использоваться конкретные нормативы численности. Общая нормативная численность эксплуатационного персонала электростанций определяется суммированием нормативов численности персонала по видам обслуживаемого оборудования и зависит от типа электростанции, мощности, числа энергоблоков, котлов, вида топлива и района сооружения. Для электростанций, расположенных в районе Крайнего Севера, нормативная численность персонала увеличивается на 6... 7 %, а для расположенных в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, на 4...5 %.

Структура административно-управленческого персонала тепловых электростанций зависит от нормативной численности промышленно-производственного персонала (ППП). На электростанциях с нормативной численностью ППП до 450 чел. в производственно-технический отдел могут быть включены следующие группы: планово-экономическая, материально-технического снабжения, капитального строительства, наладки и испытаний оборудования.

## **ТЕМА 8. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ.**

### **Стадии проектирования.**

Проектирование объекта гидроэнергетического строительства осуществляется в непрерывном инвестиционном процессе, котором

начинается с момента возникновения идеи (замысла) проекта *т* сдачи объекта в постоянную эксплуатацию. В инвестиционном процессе, согласно российскому законодательству, проектная подготовка строительства, как правило, включает в себя составление следующих документов:

Ходатайство (декларация) о намерениях строительства гидроузла;

Обоснование инвестиций в строительство гидроэнергетических объектов;

Технико-экономическое обоснование (проект) строительства.

Ходатайство (декларация) о намерениях строительства гидроузла должна содержать: определение целей инвестирования, предварительную оценку мощности ГЭС, оптимальное размещение створа ГЭС и предварительное назначение нормального подпертого уровня (НПУ). На этом этапе проводится предварительная подготовка данных об источниках инвестиций и на их основе осуществляется финансовая часть бизнес-плана. Также должны быть определены предварительные технико-экономические показатели проекта. После получения положительного решения местных органов власти заказчик принимает решение о разработке оборудования инвестиций в строительство гидроэнергетического объекта.

При составлении обоснования инвестиций в строительство гидроэнергетического объекта проектные материалы должны разрабатываться без излишней детализации, в составе и объеме, достаточном для обоснования принимаемых решений. Этот документ должен включать в себя:

выбор участка створа гидроузла;

характеристику природных условий, причем рекомендуется максимально использовать фондовые материалы, а изыскания проводить в минимально необходимом объеме;

выбор основных параметров гидроузла (НПУ, глубина сработки и установленная мощность);

основные сооружения гидроузла;

технологическое оборудование гидроузла;

архитектуру сооружений гидроузла;  
организацию эксплуатации, охранные мероприятия;  
охрану окружающей среды;  
организацию строительства, производство работ;  
сметную стоимость строительства;  
экономическую эффективность проектируемого гидроузла;  
финансовый анализ инвестиционного проекта.

Разработка ТЭО (проекта) на строительство гидроузла осуществляется, как правило, на основании утвержденных обоснований инвестиций в строительство гидроэнергетических объектов, а также технического задания заказчика, подготовку которого он осуществляет с участием проектной организации и заводов -изготовителей основного технологического оборудования, если они определены на предыдущей стадии проектирования. Технико-экономическое обоснование (проект) является основным проектным документом на строительство гидроэнергетических объектов.

Проектирование гидроузлов, как правило, осуществляется в две стадии: проект и рабочая документация. Проектирование технически не сложных объектов может осуществляться в одну стадию – рабочий проект. Параметры технологического оборудования (турбина, генератор и т.д.) принимаются в проекте на основании технических предложений или эскизных проектов оборудования, выполненных заводами по техническим требованиям генерального проектировщика или параметрам близких аналогов оборудования. Проектные материалы могут разрабатываться без лишней детализации, но в объеме, достаточном для обоснования принимаемых» решений.

По заданию заказчика в проекте выделяют пусковые комплексы, в состав которых включают объекты основного производственного и вспомогательного обслуживания. Материалы по пусковым комплексам следует оформлять отдельной книгой, входящей в состав проекта. Проектная документация разрабатывается преимущественно на конкурентной основе, в

том числе через торги (тендеры). Проекты, рабочие проекты на строительство гидроэнергетических объектов независимо от источников финансирования, форм собственности и принадлежности подлежат государственной экспертизе в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации.

### **Определение стоимости строительства ГЭС на различных стадиях проектирования.**

Определение стоимости строительства ГЭС на стадиях разработки Ходатайства (декларации) о намерениях и Обоснование инвестиций. На этих стадиях стоимость строительства гидроэнергетического объекта должна быть определена таким образом, чтобы она не была превышена при дальнейшем проектировании.

От других стадий разработка Обоснования инвестиций отличается, с одной стороны, максимальным временным лагом между периодом проектирования и началом строительства (или моментом его завершения), а с другой – относительно минимальным объемом и степенью проработки проектных материалов, особенно в части технологии работ.

Существующая общегосударственная сметно-нормативная база определения стоимости для использования при составлении Обоснования инвестиций не подходит, так как она ориентирована на последующие стадии проектирования. Поэтому были разработаны ведомственные укрупненные показатели стоимости для строительства гидростанций, соответствующие минимальной детальности исходных проектных материалов в Обосновании инвестиций. Укрупненные показатели стоимости предусматривают первоначальное определение стоимости работ для условий базисного района (Московская область) с последующей привязкой к местным условиям проектируемой стройки.

Для объектов основного назначения были разработаны УПС по основным видам гидротехнических работ (бетонные, земляные, каменные конструкции, туннели и т.д.). Их разработка была выполнена на основе

**единых районных единичных расценок (ЕРЕР)** с их укрупнением за счет технологических признаков. Таким образом, в характеристиках, получаемых УПС полностью отсутствует упоминание о применяемых типах механизмов, их грузоподъемности, емкости ковшей и т.п., что позволило существенно уменьшить число УПС в сравнении с ЕРЕР и упростить их использование.

Перечень работ, для которых разработаны УПС, не включает в себя ряд немассовых видов работ (водослив, гидроизоляция, сантехнические работы и т.п.), поэтому итоговая стоимость строительно-монтажных работ по гл. 13 сводного финансового расчета СФР) стоимости увеличивается на 10% за счет так называемой «неполноты номенклатуры».

Кроме УПС по видам работ, гидропроектom разработаны специфические, еще более укрупненные показатели для определения затрат по главам 1, 3–12 СФР. Дело в том, что принято в обосновании инвестиций относительно углубленно разрабатывать только гидротехнические сооружения (гл. 2 СФР), а прочие объекты и затраты рассматривать весьма эскизно, что затрудняет нахождение стоимости по ним. Учитывая это обстоятельство, на основании статистической обработки данных по ряду построенных ГЭС, установлены процентные соотношения между стоимостью строительно-монтажных работ гидротехнических сооружений и другими затратами. Эти соотношения дифференцированы по характерным районам страны, подлежат некоторой корректировке в зависимости от конкретных условий района строительства и позволяют определить в обосновании инвестиций полную стоимость стройки.

Для компенсации при такой методике возможных неучтенных факторов в ТЭО предусмотрена достаточно высокая норма резерва на непредвиденные работы и затраты, которая составляет 15...20 % полной стоимости строительства.

**Определение стоимости строительства ГЭС на стадии разработки ТЭО (проекта).** На этой стадии составляется сводный сметный расчет

стоимости строительства, средства в котором распределяются по 13 главам (табл. 9).

Таблица 9

**Затраты по главам сводного расчета стоимости строительства объектов производственного назначения (в % от стоимости строительно-монтажных работ, гл. 2 СФР)**

| Глава | Название главы                                 | Стройки                                   |  |                   |  |
|-------|--|---|--|-------------------|--|
|       |  | Европейская часть страны, Северный Кавказ | Горные районы Средней Азии, Кавказ, Закавказье | Сибирь, Казахстан | Приравненные к районам Крайнего севера |
| 1     | Подготовка территории строительства            | 5   | 5  | 4                 | 4                                      |
| 3     | Объекты подсобного и обслуживающего назначения | 2   | 2  | 2                 | 2                                      |
|       |  |   |  |                   |  |
| 4     | Объекты энергетического хозяйства              | 1   | 1  | 2                 | 2                                      |
| 4.1   | Внешние линии передачи                         | По расчету в соответствии с проектом      |  |                   |  |
| 5     | Объекты транспортного хозяйства и связи        | 4   | 7  | 5                 | 5                                      |

|     |   |                                      |   |   |
|-----|---|--------------------------------------|---|---|
| 5.1 | Внешние<br>подъездные дороги<br>(для каналов –<br>дорога вдоль<br>канала) | По расчету в соответствии с проектом |   |   |
| 5.2 | Линии дальней<br>связи  | -                                    | - | - |

| Глава | Название главы  | Стройки                                   |  |                             |  |
|-------|---|---|--|-----------------------------|--|
|       |   | Европейская часть страны, Северный Кавказ | Горные районы Средней Азии, Кавказ, Закавказье | Сибирь, Казахстан           | Приравненные к районам Крайнего Севера |
| 6     | Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения | 1   | 1  | 1                           | 1                                      |
| 7     | Благоустройство и озеленение территории                               | 1   | 1  | 1                           | 1                                      |
| 8     | Временные здания и сооружения, включая разборку                       | 16  | 16   | 21                          | 23                                     |
| 8.1   | Временные поселки строителей  | По расчету в соответствии с проектом      |  |                             |  |
| 8.2   | Временные дороги  |   |  |                             |  |
| 8.3   | Перевозка рабочих   |   |  |                             |  |
| 9     | Прочие работы и затраты   | 11  | 13   | 15                          | 17                                     |
| 9.1   | Зимние удорожания работ   | По НДЗ – 84 (в %)                         |  | По СМР гл. 1...8            |  |
| 9.2   | Дополнительные затраты на транспорт привозных материалов              | По указанию к ЕРЕР-84 в % от              |  | По применению СМР гл. 1...8 |  |
| 9.3   | Подвижной характер работ  |   |  |                             |  |

|     |  |                       |      |      |      |
|-----|--|-----------------------|------|------|------|
| 9.4 | Льготы для работающих в районах приравненных к Крайнему Северу | По расчету            |      |      |      |
| 10  | Содержание дирекции и авторский надзор                         | 0,6                   | 0,6  | 0,6  | 0,6  |
| 11  | Подготовка эксплуатационных кадров                             | 0,1                   | 0,1  | 0,1  | 0,1  |
| 12  | Проектные и изыскательские работы                              | 9                     | 9    | 10   | 10   |
|     | Всего  | 50,7                  | 55,7 | 61,7 | 65,7 |
| 13  | Работы и затраты по созданию водохранилища                     | По отдельным расчетам |      |      |      |

*Примечание.* Под двузначными номерами (4.1, 5.1, 8.1 и т.д.) указаны затраты не учтенные в нормативах по соответствующим главам и рассчитываемые дополнительно.

Работы и затраты, связанные с подготовкой водохранилища (гл. 13 СФР), определяются специальными расчетами на основании Положения о порядке проведения мероприятий по подготовке зон затопления водохранилищ в связи со строительством гидростанций и водохранилищ, утвержденного Правительством Российской Федерации. Положение определяет порядок установления затрат, связанных с переселением населения, переносом строений подготовкой зоны затопления водохранилища (санитарная подготовка, лесосводка и лесочистка, изменение условий судоходства, охрана исторических памятников и т.д.). В смету на строительство гидростанций и водохранилищ включаются затраты на возмещение убытков землепользователям и водопользователям в связи с отводом земель для строительства гидроэлектростанции и водохранилища. Затраты, связанные с расширением и реконструкцией строений и сооружений,

подлежащих переносу из зоны затопления водохранилищ, относятся на сметную стоимость гидроузлов.

При определении капиталовложений по гл. 13 значительную долю могут составить затраты на компенсацию потерь сельскохозяйственного производства, связанные с изъятием сельскохозяйственных угодий. Они определяются соответствующими постановлениями Правительства РФ.

Создание гидроузлов на реках, имеющих рыбохозяйственное значение, может привести к нарушению условий естественного воспроизводства рыбных запасов (размораживания и нагула рыбы) в данном бассейне. Для сокращения этого ущерба месторасположение, параметры и режим работы гидроузла должны выбираться с учетом интересов всех участников водохозяйственного комплекса, в том числе и рыбного хозяйства. Особое значение имеют объемы и внутригодовое распределение рыбохозяйственных попусков в низовьях рек.

Одним из факторов при определении затрат на строительные-монтажные работы является район строительства, для которого предусмотрены территориальные коэффициенты изменения стоимости строительных-монтажных работ гидроэлектростанций. Значения этих коэффициентов для ГЭС, расположенных в различных регионах страны, приведены ниже:

|  |      |
|--|------|
| Бурейская на реке Буря (Дальний Восток)..... | 1,54 |
| Каскад ГЭС на реке Кемь (Кольский п/о) ..... | 1,25 |
| Зарамагские (Северная Осетия) .....          | 1,19 |
| Ирганайская (Дагестан) .....                 | 1,22 |
| Богучанская на реке Ангара.....              | 1,68 |
| Колымская .....                              | 2,59 |
| Вилуйская ГЭС-III (Якутия) .....             | 2,52 |
| Курейская на реке Курейка .....              | 2,29 |

Главными ценообразующими факторами, характеризующий величину территориального удорожания объекта (как следует из анализа результатов расчета) являются: повышающие коэффициенты к заработной плате; тарифы

на автомобильные перевозки; размер накладных расходов для ряда районов, определяемых индивидуально для строительной организации; уровень зимних удорожаний работ, устанавливаемых в зависимости от температурных условий района; транспортные условия района, непосредственно сказывающиеся на стоимости привозных материалов очень существенный фактор.

Относительно высокий уровень территориальных коэффициентов имеют две группы гидроэлектростанций: Колымская, Вилюйская, Курейская и Бурейская, Богучанская. Объекты первой группы расположены севернее 60 параллели (в районе Крайнего Севера). Их объединяют максимальные значения повышающих коэффициентов к заработной плате (1,7) и тарифам на автоперевозки (2,2), Высокие показатели норм накладных расходов и зимних удорожаний. Этим объектам свойственны сложные транспортные схемы поставки материалов (для Колымской ГЭС – особо сложные, включая морской транспорт). Вторая группа объектов расположена также в тяжелых природно-климатических условиях, но южнее 60 параллели (районы, приравненные к району Крайнего Севера). Количественные показатели ценообразующих факторов и транспортные условия близки к первой группе, территориальные коэффициенты занимают промежуточное положение между районами Крайнего Севера и всеми другими районами, учтенными в расчете.

Стоимость строительства проектируемых гидроэнергетических объектов вычисляется по сводной смете, состоящей из двух разделов:

А – капиталовложения в промышленное строительство;

Б – капиталовложения в жилищно-гражданское строительство.

Смета по разделу А включает в себя упомянутые выше 13 глав СФР.

При проведении сметно-финансовых расчетов по гл. 2 СФР капиталовложения находятся прямым счетом:

$$K_i = C_i \cdot \mathcal{V}_i, \quad (8.1)$$

где  $C_i$  – стоимость  $i$ -й единицы строительно-монтажных работ по УПС;

$V_i$  – объем работ.

Значения стоимости единицы работ, приведенные в УПС, подлежат обязательной привязке к местным условиям проектируемой стройки. Привязку следует проводить по формуле:

$$C_M = k_{\delta} Z^m + k_{\delta} (k_1^3 k_2^3 - 1) M C_{\text{м}} \left( 1 + P_{\text{накл}} \right) \quad (8.2)$$

где  $C_M$  – стоимость единицы работ и конструкций в ценах проектируемой стройки;

$C_{\delta}$  – стоимость для базисного района по соответствующему УПС;

$k^m$  – поправочный коэффициент (прил. 4 УПС) к базисной стоимости, учитывающей увеличение затрат на эксплуатацию машин в районах, приравненных к Крайнему Северу; для других районов коэффициент следует принимать за 1,0;

$Z_{\delta}$  – заработная плата для базисного района, включая заработную плату, входящую в стоимость эксплуатации строительных машин (гр. 5, табл. 1 УПС);

$k_1^3$  – районный коэффициент к заработной плате рабочих (прил. 3 УПС);

$k_2^3$  – льготный коэффициент к заработной плате рабочих, установленный для района строительства;

$C_{a.\delta}$  – стоимость автотранспорта для базисного района (гр. 6, табл. 1 УПС),

$k^m$  – поясной поправочный коэффициент к стоимости автотранспорта (прил. 3 УПС);

$M$  – норма расхода привязываемых материалов и ресурсов на единицу работ и конструкций (гр. 7, табл. 1 УПС);

$C_M$  – единичная стоимость материалов, учитывающая местные условия;

$P_{\text{накл}}$  – принятый размер накладных расходов и плановых накоплений.

Стоимость монтажных работ следует принимать равной 12% стоимости технологического оборудования, в том числе заработная плата рабочих – 4 %.

Определенная таким образом стоимость монтажных работ включает в себя накладные расходы и плановые накопления.

Стоимость монтажных работ подлежит привязке к местным условиям проектируемой стройки по формуле:

$$C_m^M = C_6^M + Z_6^M \Psi(k_1^3 \Psi k_2^3 - 1), \quad (8.3)$$

где  $C_6^M$  – базисная стоимость работ (12% стоимости оборудования);

$Z_6^M$  – базисная величина заработной платы монтажных работ (4 % стоимости оборудования).

Для вычисления затрат по гл. 1, 3... 12 используется табл. 9. Для проектируемых объектов, возводимых в особых условиях (строительство в каскаде станций, позволяющее широко использовать производственную базу предшествующего объекта; сложных топографических условиях и т. п.), следует находить затраты по гл. 1, 5, 8 СФР специальным вычислением. Стоимость внешних линий электропередачи и подъездных дорог, не охватываемых УПС, следует определять по структуре сводного расчета стоимости.

Помимо всех перечисленных выше составляющих раздела А сметы, отдельно учитываются также непредвиденные капиталовложения ( $K_{н.з}$ ).

На стадии разработки Обоснования инвестиций согласно УПС они составляют 15... 20 % сметной стоимости 13 глав СФР раздела А.

Таким образом, капиталовложения по разделу А составят:

$$K_A = K_{2гл.А} + K_{1,3...12гл.А} + K_{13гл.А} + K_{н.з}, \quad (8.4)$$

где  $K_{н.з} = 0,2 \Psi (K_{2гл.А} + K_{1,3...12гл.А} + K_{13гл.А})$ .

Стоимость объектов жилищного и гражданского назначения по разделу Б принимается в процентах (долях) общей сметной стоимости по разделу А без затрат по водохранилищу в следующих размерах:

10 % – районы европейской части бывшего СССР и Кавказа;

11% – Урал и Сибирь;

12% – районы, приравненные к районам Крайнего Севера.

Капиталовложения по разделу Б на стадии ТЭО:

$$K_B = (0,1 \div 0,12) \cdot (K_A - K_{13эл.А}). \quad (8.5)$$

Полная сметная стоимость строительства (объем финансирования)

$$C_{см} = K_A + K_B. \quad (8.6)$$

На гидроузел относят капиталовложения  $K_{гз}$  по разделу А за вычетом реализованных возвратных сумм  $K_{возв}$ , а также капиталовложения в объекты, передаваемые различным ведомствам для Дальнейшего использования  $K_{перед}$ . К возвратным суммам относятся средства от реализации:

- материалов после разборки временных зданий и сооружений;
- попутно добываемых, но неиспользованных строительных материалов и пр.

Затраты на создание объектов, передаваемых в эксплуатацию Другим ведомствам, включают в себя затраты на мосты, дороги и прочие объекты. Другим ведомствам может передаваться также поселок (раздел Б). Стоимость объектов, не относящихся на гидроузел, также подлежит экономическому обоснованию.

В общем виде капиталовложения, относимые на гидроузел, могут определяться по формуле:

$$K_{гз} = K_A - K_{возвр} - K_{перед} \quad (8.7)$$

При использовании водотока только в энергетических целях капиталовложения, относимые на гидроузел  $K_{гз}$ , равны капиталовложениям, относимым на энергетику  $K_{эн}$ . При комплексном использовании водотока капиталовложения в гидроузел на основе специальных расчетов распределяются между участниками комплекса – энергетикой, орошением, водоснабжением, водным транспортом и т.д. При этом,  $K_{эн} < K_{гз}$ .

Необходимо отметить, что по методике и нормативам, приведенным выше, могут быть получены лишь так называемые **базисные цены**.

Переход от них к современным ценам осуществляется по так называемым **индексам сметной стоимости**.

### **Удельные капиталовложения в гидроэнергетике, пути их снижения.**

При технико-экономических сопоставлениях часто применяются показатели удельных капиталовложений. В гидроэнергетике наибольшее распространение получили две характеристики – удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности  $K_{удГЭС}^N$  и удельные капиталовложения на 1 кВт среднесуточной выработки электроэнергии  $K_{удГЭС}^э$  :

$$K_{удГЭС}^N = K_{эн} / N_{устГЭС} ,$$

(8.8)

где  $N_{устГЭС}$  – установленная мощность ГЭС (суммарная номинальная мощность всех генераторов, установленных на гидростанции, при расчетном  $\cos\phi$  );

$$K_{удГЭС}^э = K_{эн} / W_{срГЭС} ,$$

(8.9)

где  $W_{срГЭС}$  – среднесуточная выработка энергии на ГЭС.

Так как значительная часть ГЭС предназначена для работы в пиковых и полупиковых частях графика нагрузок, т.е. число часов использования установленной мощности менее 3500, а в базисной части графика нагрузок число часов использования ГЭС может достигать 6000... 6500, то удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности могут дать искаженное представление о ГЭС. Поэтому необходимо при сопоставлениях принимать во внимание оба вида показателей.

К путям снижения удельных капиталовложений в строительстве ГЭС относятся:

- комплексное использование водотока. В этом случае капиталовложения распределяются между участниками (компонентами)

водохозяйственного комплекса и на энергетику относится только часть общих затрат;

- концентрация мощности на одной ГЭС. С увеличением установленной мощности стоимость одного установленного кВт (удельные капиталовложения) снижается;

- унификация оборудования, использование типовых решений;

- использование местных строительных материалов, не требующих перевозки на большие расстояния;

- совершенствование методов и организации строительно-монтажных работ.

### **Расчет издержек производства на ГЭС.**

Годовые эксплуатационные затраты (издержки) на ГЭС определяются по элементам и статьям затрат и основным стадиям производства. Элементы и статьи затрат на ГЭС те же, что и на ТЭС, за исключением затрат на топливо и связанных с его транспортом и подготовкой (исключение составляют гидроаккумулирующие Станции – ГАЭС, при расчете издержек которых имеет место топливная составляющая).

Производство электроэнергии осуществляется в две стадии: в гидротехническом цехе; турбинном и электротехническом цехах. (Для небольших по мощности ГЭС себестоимость электроэнергии калькулируется без подразделения на стадии производства.) Затраты на производство распределяются следующим образом:

- гидротехнический цех – эксплуатация гидротехнических сооружений; расходы по эксплуатации, ремонту, амортизации сооружений, производственных зданий и оборудования, закрепленного за цехом, заработная плата персонала и пр.;

- турбинный и электротехнический цеха – эксплуатация гидроагрегатов со всеми вспомогательными устройствами (в том числе щиты и затворы); расходы по выработке и трансформации электроэнергии и отпуску ее с шины

ГЭС в сеть; расходы по эксплуатации, ремонту и амортизации зданий и оборудования цехов.

Для определения фактических издержек производства подсчитываются те же статьи, что и по ТЭС, за исключением затрат на топливо.

При формировании структуры себестоимости к основным составляющим затрат на производство относят:

- амортизационные отчисления  $A$ ;
- вспомогательные материалы  $Z_{в.м}$ ;
- отчисления на социальное страхование  $Z_{с.с}$ ;
- услуги производственного характера  $Z_{у.п.х}$  (затраты на ремонт, выполняемый подрядным способом, стоимость запасных частей и материалов, использованных при этом виде ремонта);
- прочие затраты  $Z_{пр}$  (в том числе плата за землю, экологические платежи, отчисления в ремонтный фонд, платежи процентов за кредиты банка, отчисления в страховой фонд, фонд НИОКР инвестиционные средства, налоги на дорожные фонды и прочие затраты);
- другие затраты  $Z_{др}$  (оплата энергии со стороны).

Общие затраты ГЭС составляют:

$$Z_{ГЭС} = A + Z_{в.м} + Z_{с.с} + Z_{у.п.х} + Z_{пр} + Z_{др} = A + Z_{эксн}, \quad (8.10)$$

где  $Z_{эксн}$  – затраты на эксплуатацию.

В структуре себестоимости наиболее высокие значения имеют составляющие на амортизацию, оплату труда и услуги производственного характера (табл. 10).

Таблица 10

**Структура себестоимости на Зейской ГЭС за 1996 г**

| Показатели (статья затрат) | В % от себестоимости |           |           |
|----------------------------|----------------------|-----------|-----------|
|                            | 1 квартал            | 2 квартал | 3 квартал |
| Амортизация                | 46,2                 | 33,5      | 35        |
| Затраты на оплату труда    | 14,8                 | 22,9      | 20,2      |

|                                       |      |      |      |
|---------------------------------------|------|------|------|
| Отчисления на социальное страхование  | 5,1  | 8,1  | 7,1  |
| Отчисления на медицинское страхование | 0,53 | 0,84 | 0,73 |
| Услуги производственного характера    | 6,3  | 11,8 | 7,4  |
| Вспомогательные материалы             | 2,5  | 4,4  | 4,1  |
| Прочие затраты                        | 12,1 | 9,1  | 12,5 |
| в том числе:                          |      |      |      |
| плата за землю                        | 0    | 0    | 0,73 |
| экологические платежи                 | 0,15 | 0    | 0,04 |
| отчисления в ремонтный фонд           | 0    | 0    | 0    |
| платежи, %, за кредиты банка          | 3,8  | 3,35 | 3,6  |
| отчисления в страховой фонд           | 1Д   | 0    | 0    |
| отчисления в фонд НИОКР               | 0    | 0    | 0    |
| отчисления в инвестиционные средства  | 0    | 0    | 0    |
| налоги на дорожные фонды              | 4,19 | 4,08 | 4,9  |
| другие прочие затраты                 | 2,8  | 1,8  | 3,27 |
| Другие затраты (энергия со стороны)   | 0,21 | 0,11 | 0,02 |
| Списано на непроизводственные счета   | 0    | 0    | 0    |

Расчет **амортизации основных фондов** (средств) на их полное восстановление (реновацию) производится по нормам амортизационных отчислений, утвержденных Правительством Российской Федерации по видам основных фондов (средств) и балансовой стоимости этих основных фондов:

$$A = e (\alpha_{ami} / 100) \text{Ч} K_{oi},$$

(8.11)

где  $\alpha_{ami}$  – норма амортизационных отчислений по  $i$ -й группе основных фондов, %1,

$K_{oi}$  – балансовая стоимость  $i$ -й группы основных фондов.

Норма амортизации по каждой группе основных фондов (элементы ГЭС) дифференцирована.

**Затраты на оплату труда.** Заработная плата на стадии проектирования определяется на основании штатного расписания, составляемого в соответствии с нормативами, в зависимости от мощности ГЭС, единичной мощности агрегатов, их числа и индивидуальных особенностей эксплуатации, учитываемых поправочными коэффициентами. Затраты на оплату труда

$$З_{з.н} = n_p \text{Ч} \Phi_{з.н}$$

(8.12)

где  $n_p$  – расчетная численность персонала, чел.;

$\Phi_{з.п}$  – средний фонд заработной платы одного работающего, р./год.

**Затраты на вспомогательные материалы.** К ним относятся затраты на смазочные масла, изоляционные материалы и т.д., они составляют 1... 2 % общих издержек ГЭС.

**Услуги производственного характера.** Расчет проводится исходя из необходимости выполнения регламентных (ремонтных и др.) работ с учетом прогнозируемых в период регулирования цен и тарифов на указанные услуги.

**Покупная энергия на производственные и хозяйственные нужды** (в том числе стоимость покупной электроэнергии и мощности и теплоэнергии, получаемых с оптового рынка или от других производителей энергии).

**Отчисления на социальные нужды** (в том числе на социальное страхование, в фонд занятости, обязательное медицинское страхование, пенсионный фонд и другие отчисления, предусмотренные законодательством Российской Федерации). Расчеты выполняются исходя из установленных действующими нормативами правовыми актами норм и нормативов указанных отчислений.

#### **Прочие затраты.**

К ним относятся:

- целевые средства энергоснабжающих организаций (формируются в установленном законодательством Российской Федерации порядке);
- затраты на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, для финансирования программ по созданию и освоению новой техники, эффективных и безопасных технологий;
- страховой фонд;
- инвестиционные средства.

**Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ.** Ее определяют в соответствии с действующими экологическими нормативами Министерства природных ресурсов Российской Федерации

(МПП России). Расчеты должны быть согласованы с соответствующими территориальными органами экологического надзора.

**Оплата процентов за полученный кредит и бюджетным ссудам.** Она проводится в части, относимой в соответствии с законодательством Российской Федерации на себестоимость.

**Затраты на подготовку и переподготовку кадров.** Расчеты проводятся по нормам и нормативам в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

**Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования.** После выделения из общих амортизационных отчислений затрат на капитальный ремонт, с отнесением их на эксплуатационные составляющие себестоимости, предприятия по-разному отреагировали на это решение: некоторые составили нормы затрат на ремонтные работы (капитальные и текущие) и в соответствии с этими нормами осуществляют отчисления в ремонтный фонд; другие – нормы на ремонт не составили, поэтому все затраты на ремонт разносят по статьям эксплуатационных затрат – на оплату труда, вспомогательные материалы (материалы и запасные части) и т.д. Независимо от схемы финансирования, потребность в финансовых средствах на проведение всех видов ремонта рассчитываются на основе норм и программ проведения ремонтных работ и норм расходования материальных и трудовых ресурсов.

**Непроизводственные расходы.** Эти расходы включают в себя налоги и другие обязательные сборы, оплачиваемые за счет себестоимости.

**Другие прочие затраты.** Исходя из действующих нормативных документов и отраслевых особенностей отнесения затрат на себестоимость продукции, они включают в себя затраты на отопление зданий, расходы по охране труда и технике безопасности

Гидроэлектростанции представляют собой высоконадежные предприятия с высоким уровнем автоматизации. В связи с этим, затраты на их эксплуатационно-ремонтное обслуживание сравнительно невелики, следовательно, для предварительных расчетов они могут учитываться

осредненным суммарным удельным показателем, р./кВт, который тем ниже, чем больше установленная мощность:

$$z_y = z / N_y = f(z_y, z_y). \quad (8.13)$$

Все составляющие затрат на ГЭС относятся к категории условно-постоянных, т. е. практически не зависят от объема вырабатываемой энергии. На ГЭС вырабатывается только электроэнергия, Поэтому при определении себестоимости единицы продукции все затраты, связанные с ее производством за конкретный период (квартал, год), относятся к отпущенной с шин ГЭС за этот же период электроэнергии:

$$S_{z_y} = \frac{W}{\text{отпущенная ГЭС}} z_y = \frac{W}{\text{ГЭС}} \left( \frac{W}{\text{ГЭС}} \left( 1 - \beta_{с.н} / 100 \right) \right), \quad (8.14)$$

где  $\beta_{с.н}$  – расход на собственные нужды, %.

Себестоимость электроэнергии на ГЭС в несколько раз ниже себестоимости электроэнергии ТЭС и АЭС. В среднем себестоимость 1 кВт · ч. электроэнергии на ГЭС составляет 22...25 р./(кВт · ч) в ценах 1996 г.), а на крупных ГЭС (например, Братской, Красноярской) в зависимости от водности года – 8... 15 р./(кВт·ч).

**Факторы, влияющие на себестоимость электроэнергии ГЭС.** Издержки производства на действующей ГЭС – величина практически постоянная. В общем случае основным фактором, влияющим на изменение себестоимости, считается водность года: с ее увеличением и соответственно увеличением выработки электроэнергии, она снижается и, наоборот, с уменьшением водности года увеличивается.

К факторам, определяющим величину себестоимости электроэнергии на ГЭС, относятся:

- установленная мощность ГЭС;
- единичная мощность агрегатов;
- капиталовложения;

- режим работы в суточном и годовом резерве (число часов использования установленной мощности);
- степень зарегулированности стока;
- водность года.

С увеличением установленной мощности ГЭС, снижением удельных капиталовложений, повышением водности года и степени зарегулированности стока себестоимость электроэнергии, выработанной на ГЭС, снижается.

Пути снижения затрат и удельной себестоимости электроэнергии на ГЭС:

1. Улучшение качества проектирования и удешевления строительства, снижение капиталовложений (приводит к уменьшению амортизационных отчислений).
2. Повышение качества поставляемого оборудования и его монтажа (обеспечивает снижение затрат на капитальные и текущие виды ремонта).
3. Совершенствование управления ГЭС (за счет снижения затрат на оплату труда).
4. Повышение эффективности использования водотока – повышение КПД установки за счет оптимизации режимов работы, своевременности проведения ремонта и т. п.
5. Повышение уровня эксплуатации оборудования (своевременная наладка комбинаторских зависимостей поворотно-лопастных турбин, своевременная чистка и смазка узлов и т.п.).

#### **Особенности определения себестоимости электроэнергии на ГАЭС.**

На ГАЭС себестоимость электроэнергии имеет (так же как на ТЭС и АЭС) топливную составляющую – затраты на топливо при заряде ГАЭС. Они могут быть определены следующим образом:

$$Z_{ГАЭС} = Z_{топл} + A + Z_{экспл} . \quad (8.15)$$

Топливная составляющая характеризуется расходом и ценой топлива или расходом электроэнергии на заряд ГАЭС и ее ценой. Доля топливной составляющей, %, в общих издержках высока.

Коэффициент полезного действия ГАЭС составляет примерно 70...71%, поэтому для выработки 1 кВт·ч расходуется почти 1,4 кВт·ч. при заряде ГАЭС. Так как ГАЭС – электростанции, потребляющие уже выработанную другими станциями электроэнергию, то себестоимость их электроэнергии значительно выше, чем на любой ГЭС и даже ТЭС большой мощности. Себестоимость выдаваемой электроэнергии, например, Загорской ГАЭС -289 р./кВт·ч (против 140 р./кВт·ч на ТЭС), из них топливная составляющая – 203 р./кВт·ч или 70 % себестоимости при заряде ГАЭС от станции, работающей на твердом топливе.

При эксплуатации ГАЭС действительная величина себестоимости зависит в основном от двух факторов:

- стоимости заряда ( $Z_{\text{топл}}$ ), т.е. топливной составляющей себестоимости электроэнергии источника заряда (ТЭС, АЭС);

- числа часов использования установленной мощности ГАЭС ( $H_{\text{исп. ГАЭС}}$ );

$$S_{\text{ГАЭС}} = (A_{\text{топл}} Z_{\text{топл}} + W_{\text{экспл}}) / Z_{\text{ГАЭС}} = (A_{\text{топл}} Z_{\text{топл}} + N_{\text{экспл}}) / (H_{\text{исп. ГАЭС}} \cdot \text{ч}_{\text{исп. ГАЭС}}) \quad (8.15)$$

### **Реализация продукции.**

К средствам, формируемым за счет прибыли, относятся следующие затраты:

- на развитие производства, в том числе на капитальные вложения;
- социальное развитие, в том числе на капитальные вложения и образование фонда потребления за счет прибыли;
- дивиденды по акциям;
- налоги, оплачиваемые за счет прибыли;
- расчет проводится согласно действующему налоговому законодательству;
- прибыль на прочие цели, в том числе:
- платежи за превышение предельно допустимых выбросов (сбросов) загрязняющих веществ;

- оплата процентов за полученный кредит и по бюджетным ссудам, в частности, относимой на прибыль;

- отчисления в резервные (и другие) фонды, предусмотренные действующим законодательством Российской Федерации;

- другие расходы.

Потребности в финансовых средствах на производственное, научно-техническое и социальное развитие энергоснабжающей организации рассчитываются с обоснованием всех источников финансирования, учитывая принятые схемы развития и инвестиционные программы. Уровень рентабельности коммерческих организаций по регулируемой деятельности складывается исходя из объемов указанных выше средств, формируемых за счет прибыли.

В соответствии с существующими утвержденными документами средняя отпускная цена, р./кВт · ч, в этом случае определяется как:

$$C_{отп} = TП_{год(кв)} / W_{г(кв)} . \quad (8.16)$$

Тогда отпускной тариф, по которому при реализации оплачивается продукция, складывается из платы за мощность и платы за отпущенную потребителю электроэнергию.

Плата за мощность, р./кВ:

$$Z_{Ny} = 0,95 ЧТП_{(кв)} / N . \quad (8.17)$$

Плата за отпущенную электроэнергию, р./кВт·ч):

$$Z_э = 0,05 ЧТП_{(кв)} / W_{кв} . \quad (8.18)$$

Объем реализации за квартал, млн. р., составляет:

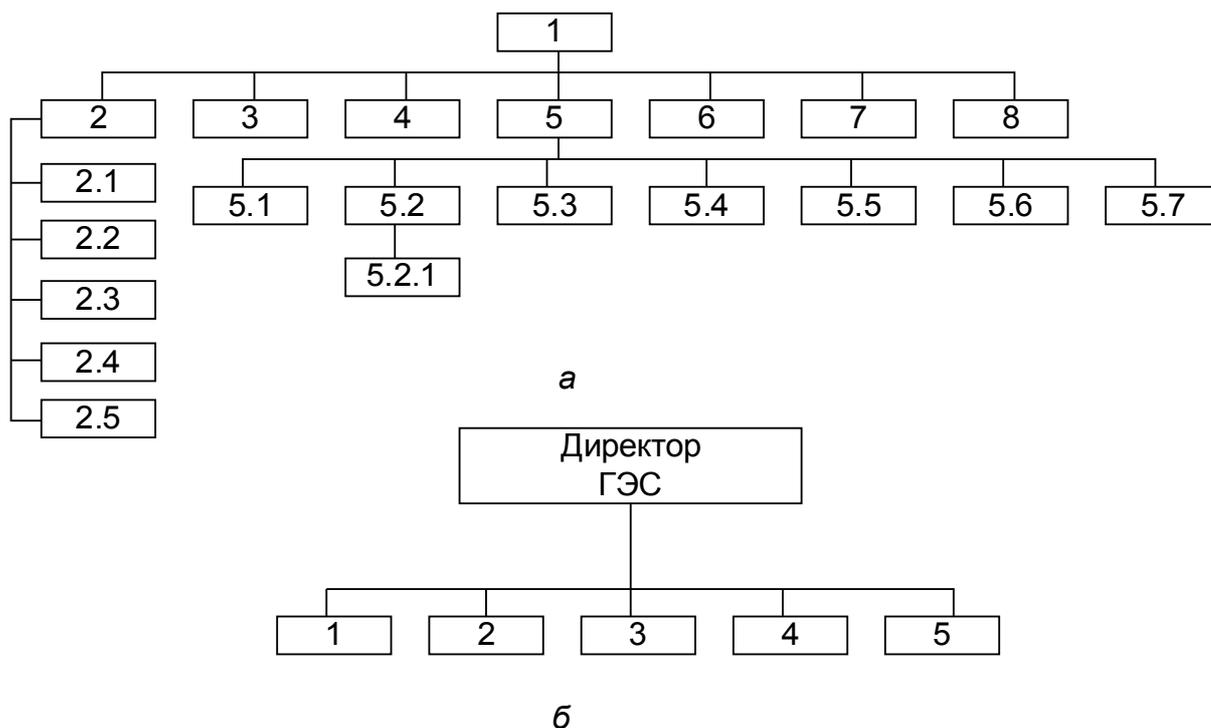
$$VЗ_p = N_{Ny} Ч Z_э + W_{кв} Ч . \quad (8.19)$$

### **Организационные структуры управления ГЭС.**

На ГЭС имеет место как управление отдельными ГЭС (рис. 8.1), так и ее объединениями, расположенными на одной реке (канале) или просто в каком-либо административном или хозяйственном районе; такие объединения

называются *каскадными* (рис. 8.2). В зависимости от мощности ГЭС и каскадов ГЭС, МВт, по структуре управления принято рассматривать шесть групп и столько же каскадов ГЭС:

|        |             |        |           |
|--------|-------------|--------|-----------|
| 1..... | 3000 и выше | 4..... | 100...350 |
| 2..... | 1000...3000 | 5..... | 25... 100 |
| 3..... | 350... 1000 | 6..... | менее 25  |



**Рис. 8.1.** Организационная структура управления ГЭС:

а)– 1-я и 2-я группы; 1 – директор ГЭС; 2 – зам. директора по административно-хозяйственной деятельности; 3 – зам. директора по капитальному строительству; 4 – отдел кадров; 5 – главный инженер; 6 – бухгалтерия; 7 – плановый Отдел; 8 – отдел гражданской обороны; 2.1 – транспортный участок; 2.2 – отдел материально-технического обеспечения; 2.3 – административно-хозяйственный отдел; 2.4 – жилищно-коммунальный отдел; 2.5 – охрана ГЭС; 5.1 – Зам. гл. инженера по оперативной работе; 5.2 – начальник электроцеха; 5.3 – начальник турбинного цеха; 5.4 – начальник гидроцеха; 5.5 – производственно-технический отдел; 5.6 – служба связи; 5.7 – инженер по эксплуатации и технике безопасности; 5.2.1 – электротехническая лаборатория;

*б) – 3-я и 4-я группы; 1 – отдел материально-технического снабжения; 2 – производственно-технический отдел (ПТО); 3 – бухгалтерия; 4 – гидротехнический цех; 5 – электромашинный цех*

В-первых четырех группах применяется в основном цеховая организационная структура управления. На ГЭС и ее каскадах 1-й и 2-й групп предусматриваются, как правило, электрический, турбинный и гидротехнический цеха; 3-й и 4-й групп – электротурбинный и гидротехнический; малой мощности (5-я группа) применяют бесцеховые структуры управления с организацией соответствующих участков; на ГЭС и каскадах мощностью до 25 МВт (6-я группа) – только оперативно-ремонтный персонал. При организации каскада ГЭС одна из станций каскада, как правило, наибольшая по мощности, выбирается базовой, на которой размещаются управление каскадом, его отделы и службы, цеха, основные центральные склады и мастерские. При цеховой структуре управления каждый цех обслуживает оборудование и сооружение всех ГЭС, входящих в каскад, а персонал находится или на базовой ГЭС, или распределен по станциям каскада. В случаях когда ГЭС каскада расположены на значительном расстоянии друг от друга и соответственно от базовой, необходимо назначать ответственных за работу ГЭС, входящей в каскад (рис. 8.2, а).



**Рис. 8.2.** Организационная структура управления каскадом ГЭС:

*а) – вариант 1; 1 – начальник электроцеха каскада; 2 – начальник турбинного цеха каскада; 3 – начальник гидроцеха каскада; 4 – начальник ПТО; 5 – начальник ГЭС–1; 6 – начальник ГЭС–2; 7 – начальник ГЭС–3; 8 – служба связи; 9 – местная служба релейной защиты и автоматики; 10 – инженер-инспектор по эксплуатации и технике безопасности; 5.1, 6.1, 7.1 – производственный персонал соответственно ГЭС–1, 2, 3;*

*б)– вариант 2; 1 – директор каскада; 2 – административные подразделения каскада; 3 – главный инженер; 3.1, 3.2, 3.3 – начальник соответственно ГЭС–1, 2, 3; 3.1.1, 3.2.1, 3.3.1 – производственные подразделения, включая оперативный персонал соответственно ГЭС-1, 2, 3*

Функции службы эксплуатации. На каждой ГЭС предусматривается персонал, возглавляемый начальником ГЭС, выполняющий эксплуатационное обслуживание, включая текущий ремонт оборудования и сооружений. Начальники ГЭС подчинены начальнику службы эксплуатации. В составе службы имеются подразделения, ведущие централизованное эксплуатационное обслуживание оборудования и сооружений (служба связи, маслохимлаборатория и т.д.).

**Функции службы ремонта.** Эта служба проводит капитальный ремонт оборудования и гидротехнических сооружений станций каскада, для чего в ее

состав включены соответствующие мастерские и ремонтный персонал, ведущий централизованное ремонтное обслуживание на всех ГЭС каскада.

При объединении в каскад больших по мощности ГЭС целесообразна централизация только управленческих функций (руководство каскадом, бухгалтерия, снабжение и т.п.). На каждой ГЭС организуются цеха, проводящие полное эксплуатационное и ремонтное обслуживание. При проведении крупных ремонтных работ, например при капитальном ремонте агрегатов, часть рабочих соответствующего цеха с одной или нескольких ГЭС передается на ту станцию, где это необходимо (рис. 8.2, б).

Таким образом, рациональная структура управления в каждом случае принимается исходя из конкретных условий образования каскада. При большом числе ГЭС, входящих в каскад, используется предварительное укрупнение станций, наиболее близких друг к другу, возглавляемых начальником группы ГЭС. Каждая группа самостоятельно ведет эксплуатационное обслуживание, включая текущий ремонт оборудования и сооружений.

#### **Штаты ГЭС и ее каскадов.**

Персонал, обслуживающий ГЭС (каскад ГЭС) и входящие в состав ГЭС предприятия, объекты и гражданские сооружения, числящиеся на балансе ГЭС (каскада ГЭС), подразделяют на промышленно-производственный и непромышленный. К *промышленно-производственному* персоналу ГЭС и ее каскадов относится: эксплуатационный и ремонтный персонал цехов и участков; персонал управления; привлеченный персонал для проведения ремонта оборудования; внешних тепловых и электрических сетей; районных котельных, входящих в состав ГЭС на правах структурных подразделений, участков автоматизированных систем управления технологическими процессами; автотранспорта, а также персонал, занятый капитальным строительством и комплектацией оборудования; группы дальней связи участков средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ); очистных сооружений и персонал, необходимый для борьбы с торфяными

плавучими островами; ведомственной военизированной (сторожевой) и пожарной охраны.

К непромышленному относят персонал жилищно-коммунального хозяйства, детских учреждений, занятый капитальным ремонтом гидротехнических сооружений и т. п. Численность непромышленного персонала предприятия в основном зависит от наличия на балансе ГЭС (каскада ГЭС) жилого поселка. Она может превосходить численность промышленно-производственного персонала по величине (например, на Братской ГЭС численность персонала, обслуживающего поселок ГЭС, почти в два раза превышала численность промышленно-производственного персонала). Ее, как правило, рассматривают отдельно от численности персонала, занятого обслуживанием ГЭС, и устанавливают в зависимости от объема работ, который необходимо выполнить на объектах, относящихся к этой категории, в конкретный период времени (месяц, квартал, год).

Наиболее характерными признаками, определяющими объем работы, а следовательно, и численность промышленно-производственного персонала ГЭС являются установленная мощность и число установленных на ГЭС агрегатов. Наряду с этим на численность персонала ГЭС и каскадов ГЭС оказывают влияние следующие факторы:

- тип турбины (поворотно-лопастные, радиально-осевые, ковшовые);
- расположение основного грузоподъемного крана для ремонта агрегатов вне машинного зала;
- расположение машинного зала ниже уровня поверхности земли;
- длина машинного зала;
- совмещение здания ГЭС и водопропускных отверстий плотины;
- подземные транспортные туннели в составе гидроузла при обслуживании дорог в горных или сейсмических районах, при наличии в составе сооружений ГЭС рыбоподъемников с установкой дополнительного агрегата, непосредственном охлаждении ротора и статора генератора водой и

ВЫЗВАННЫМ ЭТИМ ОБСТОЯТЕЛЬСТВОМ СООТВЕТСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ХИМВОДООЧИСТКИ;

- диаметр рабочего колеса турбины;
- затворы дискового или шарового типа на высоконапорных ГЭС;
- применение при строительстве ГЭС большой доли сборного железобетона, что вызывает дополнительные трудовые затраты при эксплуатации ГЭС;
- разделение двух машинных залов плотиной;
- длина напорного фронта гидротехнических сооружений;
- число единиц контрольно-измерительной аппаратуры на гидротехнических сооружениях;
- удаление подстанций от здания ГЭС на значительное расстояние;
- число ВЛ;
- мощность ГЭС, входящих в каскад;
- удаленность ГЭС, входящих в каскад, от базовой (где находится управление каскадом) ГЭС;
- район расположения ГЭС – расположенные в районах Крайнего Севера и приравненные к ним требуют для своего обслуживания (при прочих равных условиях) большей численности персонала (для персонала, работающего в этих условиях, устанавливается сокращенный рабочий день, более продолжительный отпуск).

Наиболее характерные факторы (установленная мощность и число установленных агрегатов) изменяются от 1 (и менее) до 6400 МВт и от 1 до 24 агрегатов, установленных на одной ГЭС; соответственно численность персонала ГЭС – от одного до нескольких сотен человек, а удельная численность персонала – от до 2,5 чел./МВт на ГЭС малой мощности, до 0,1 чел./МВт и ниже на очень крупных ГЭС (например, Братской, Красноярской, Саяно-Шушенской).

Ниже приводятся некоторые поправочные коэффициенты к табличной численности персонала ГЭС, характеризующие наиболее весомые факторы, влияющие на численность персонала:

0,85 – ГЭС с турбинами радиально-осевого типа и ковшовым;

1,02 – ГЭС с агрегатами, расположенными в теле плотины, расположении основного крана для ремонта агрегатов вне машинного зала;

1,02 – диаметр рабочих колес турбин поворотного-лопастного типа более 9 м и радиально-осевого типа более 5 м;

1,08 – расположение машинного зала ниже уровня поверхности земли на 47 м;

1,05 – длина здания ГЭС более 1000 м;

1,05 – сооружение ГЭС, выполненных на 30 % и более в сборном железобетоне;

1,03 – обслуживание дорог в горных или сейсмически неблагоприятных районах на каждые полные 5 км дорог.

При объединении ГЭС в каскады численность персонала каждой из ГЭС, входящей в состав, кроме базовой, снижается на 30% (вводится коэффициент 0,7). При удалении ГЭС на расстояние более 50 км от базовой вводится повышающий коэффициент 1,05, а на расстояние более 150 км – 1,1.

Для ГЭС, расположенных в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, численность персонала повышается соответственно на 6,7 и 4,5 % против определений с учетом всех поправочных коэффициентов. Нормативами устанавливается численность промышленно-производственного персонала с учетом среднегодовой численности привлеченного персонала в целом по ГЭС. Распределение численности работников по отделам и производственным подразделениям (цехам и участкам) осуществляет директор ГЭС. При определении ориентировочной численности персонала ГЭС могут быть использованы показатели удельной табличной численности персонала, чел./МВт, и приведенные поправочные коэффициенты. Осредненные значения удельной

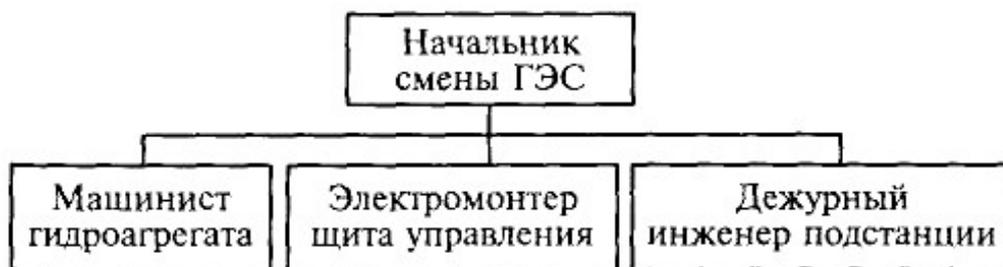
табличной численности персонала на ГЭС с турбинами поворотно-лопастного типа в зависимости от мощности ГЭС, МВт, приведены ниже:

|                  |             |
|------------------|-------------|
| 3000...6400..... | 0,13...0,09 |
| 1000...3000..... | 0,25...0,13 |
| 350... 1000..... | 0,38...0,25 |
| 100...350.....   | 0,63...0,38 |
| 25...100.....    | 0,75...0,63 |
| 1 ...25.....     | 2...0.75    |

Для ГЭС с турбинами радиально-осевого типа, пропеллерными и ковшовыми удельная численность персонала ниже приведенных значений, на 15%.

### **Организация оперативного обслуживания.**

При оперативном обслуживании (посменном дежурстве персонала) ГЭС применяется бригадная форма организации труда. В состав бригады (вахты) могут входить: начальники смены ГЭС, начальник смены машинного зала, электромонтер щита управления, машинисты гидроагрегатов, дежурный инженер подстанции (рис 8.3).



**Рис 8.3.** Организационная структура оперативного обслуживания ГЭС средней мощности

Дежурным персоналом, а также всем режимом работы электростанции и оперативными действиями дежурного персонала своей вахты руководит начальник смены (дежурный инженер). В административно-техническом отношении он подчинен главному инженеру станции и свою работу выполняет в соответствии с его указаниями. В то же время начальник смены оперативно подчинен дежурному диспетчеру энергосистемы, который по

режиму станции, ее нагрузке, схеме соединений, отдает распоряжения помимо главного инженера. В аналогичном подчинении находится весь оперативный персонал – в оперативном отношении он подчинен начальнику смены станции, а в административно-техническом – своему начальнику цеха. Двойное подчинение дежурного персонала на всех энергетических предприятиях – одна из характерных особенностей. Это обусловлено основной задачей электростанции – обеспечение круглосуточного бесперебойного электроснабжения потребителей.

Обязанности оперативного персонала определены должностными инструкциями и положениями, а объемы выполняемых работ – главной схемой коммутации ГЭС, количеством и состоянием оборудования, объемом ремонтных работ, оперативной подчиненностью и степенью автоматизации ГЭС, значимостью ГЭС в энергосистеме и другими факторами. Кроме того, обязанности оперативного персонала для всех ГЭС, независимо от мощности и числа агрегатов, примерно одинаковы и четко установлены для каждого работника исходя из основной задачи – бесперебойной выдачи электроэнергии заданного качества.

Дежурство происходит в три смены, каждая по 8 ч: с 0 до 8 -ночная, с 8 до 16 – дневная, с 16 до 24 – вечерняя.

Обеденный перерыв в вахте поочередный (рабочие места не оставляют). Каждая из вахт дежурит поочередно в ночную, дневную и вечернюю смены с двумя выходными в неделю. График дежурств обеспечивается четырьмя неизменными по составу вахтами; на период отпусков и других невыходов на работу предусматривается пятая (резервная) вахта, занятая половину рабочего времени оперативной работой, а другую – административной (составлением графиков, режимов работы, инструкций, положений и т.п.).

## **ТЕМА 9. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

### **Сметы строительства.**

Для создания новых, расширения и реконструкции существующих основных фондов необходимо расходовать материальные, денежные и трудовые ресурсы. Совокупность таких затрат называется *капитальными вложениями*. Они включают в себя две составляющие: стоимости капитального строительства и капитальных приобретений, т.е. оборудования. Капитальному строительству предшествуют проектно-изыскательские работы, которые бывают двух видов: перспективные и конкретные. К **перспективным** относятся: технико-экономические доклады (ТЭД) по развитию энергетики Российской Федерации в целом, решению отдельных принципиальных вопросов развития отрасли на перспективу 15... 20 лет; схемы развития единых и объединенных энергосистем на планируемый период с учетом дальнейшей перспективы на 5... 10 лет. Содержанием схем развития распределительных сетей (от 35 кВ) является: выбор конфигурации, определение основных параметров линий и подстанций, рекомендации очередности строительства, капитальных вложений и др. Такая схема является документом для резервирования площадок и трассы строительства и служит исходным материалом для конкретного проектирования. Конкретные работы по проектированию начинаются тогда, когда практически решен вопрос о строительстве данного объекта. Конкретные проекты электрических сетей в зависимости от сложности бывают одностадийными и двухстадийными. При одностадийных проектированиях выполняется только технорабочий проект, а в двухстадийном – сначала на базе схемы развития разрабатывается технический проект, а после его утверждения рабочие чертежи.

Целью технического проекта является принятие основных проектных решений (например, схемы ЛЭП, режимы работы, уровни напряжения, вопросы устойчивости и т.д.), обеспечивающих наиболее эффективное использование материальных, денежных и трудовых ресурсов, как в строительстве, так и в последующей эксплуатации объекта. В техническом проекте устанавливается возможность сооружения объекта в намеченные

сроки. Он состоит из технических расчетов и чертежей, проекта организации строительства и сметы. На основе утвержденного технического проекта разрабатываются рабочие чертежи. При этом запрещаются отклонения от технического проекта, ухудшающие надежность работ энергетических объектов.

Одностадийный (технорабочий) проект, выполняемый проектными организациями, например для электрических линий, ее состоит из трех разделов (томов): материалы изысканий, пояснительные записки и сметы, рабочие чертежи. Электропередачи до 500 кВ обычно проектируются в одну стадию. При трудных условиях трассы и сложных конструктивных решениях электросетевые объекты проектируются в две стадии. Объекты с освоенной технологией, серийным технологическим оборудованием выполняются по типовым проектам (например, подстанции). Применена типовых и повторных проектов, унификация узлов и деталей сокращение стадий проектирования, внедрение модельно-макетного метода, вычислительной техники и другие мероприятия значительно ускоряют и удешевляют проектные и конструкторские работы, а также сокращают сроки строительства. В конечном итоге это дает существенный экономический эффект (по экспертным оценкам) до 10... 12% стоимости строительства.

Стоимость строительства определяется его сметой. **Смета** – это предел затрат на сооружение объекта. Она должна: выявлять совокупность трудовых, материальных и денежных затрат, необходимых для выполнения строительства; быть исходным документом для его планирования; являться основой для финансирования и обеспечения хозяйственного расчета на стройке; служить базовым документом для заключения договоров с подрядными строительными-монтажными организациями и предприятиями – поставщиками оборудования. Смета включает в себя общие и частные технико-экономические показатели строительства. Она является документом, необходимым для организации учета, контроля и анализ; хозяйственной деятельности строительных и монтажных организаций, а также деятельности

организаций-застройщиков. Смета в значительной мере характеризует технико-экономический уровень проектных решений.

Сметы бывают объектные (для отдельных видов работ и затрат) и сводные. В сводных сметах определяется общая стоимость строительства по техническому или технорабочему проекту. Она включает в себя затраты на строительные работы, оборудование, монтажные и прочие работы, которые определяются в соответствии с данными проекта по составу оборудования и объему работ на основе цен на оборудование, норм и расценок на строительные и монтажные работы, тарифов на перевозку грузов, накладных расходов и плановых накоплений. Смета состоит из 12 глав, которые включают в себя следующие сведения (в сметах энергетических объектов гл. 4 и 11, как правило, отсутствуют):

- затраты по освоению территории строительства, по вырубке просек для линий передачи, по планировке территории, разбивке центров опор и др. (гл. 1);

- затраты на объекты основного производственного назначения – строительство линий передачи, переходов; установку силовых трансформаторов и синхронных компенсаторов на подстанциях; открытые и закрытые распределительные устройства; защиту, автоматику и телемеханику, и пр. (гл. 2);

- сметную стоимость трансформаторных мастерских, пунктов обслуживания электрических линий, компрессорных, складов масла и др. (гл. 3);

- затраты на дороги и сооружения связи (гл. 5);

- расходы на строительство водопроводной сети, канализации, аварийных маслосточков и пр. (гл. 6);

- затраты на благоустройство промышленной площадки – наружные и внутренние ограждения, озеленение, освещение, пешеходные дорожки и т. п. (гл. 7);

- затраты на временные дороги, временное освещение, водопровод, временную связь, временные мастерские, здания и т.п.

- прочие работы и затраты – вывозка мусора, удорожание зимних работ; затраты, связанные с премиально-прогрессивной системой оплаты труда, на перебазирование механизированных колонн и пр. (гл. 9). В остальных главах отображены затраты на содержание дирекции и проектно-изыскательские работы.

В конце сметы предусматривается резерв на непредвиденные работы и затраты. Если это техническая смета (при двухстадийном проектировании), то резерв предусматривается в размере 10% от суммы затрат по 12 главам. В смете к технорабочему проекту при многостадийном проектировании резерв будет меньше и составит 5%. Объектные сметы и сметы для отдельных видов работ и затрат Вставляются исходя из объемов строительных и монтажных работ и расценок, определяющих единичную стоимость этих работ.

Для учета частных особенностей производства и местных условий, при которых осуществляются работы, применяются различные коэффициенты и поправки. Кроме того, в объектные сметы включаются начисления, состоящие из накладных расходов, необходимых для организации и управления строительством, и плановых накоплений (прибыли). Наряду с уточненным определением капиталовложений по сводным сметам для технико-экономического обоснования строительства электрических сетей на стадии перспективного проектирования, при отсутствии проектных проработок требуются приближенные, но достаточно обоснованные методы оценки капиталовложений.

### **Приближенные методы оценки капиталовложений.**

**Методы расчета и факторы, влияющие на себестоимость передачи электроэнергии.**

Полная себестоимость передачи и распределения электрической энергии зависит от следующих факторов:

- цена на строительство электрических линий и удельные показатели стоимости подстанций. Чем выше эти цены, тем больше они влияют на затраты по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию сетей (через амортизационные отчисления);

- пропускная способность сетей, зависящая от напряжения, дальности передачи, сечения проводов и др.;

- структура электрических сетей (по напряжению и протяженности). Чем больше доля низших напряжений, тем больше потери и их удельная стоимость;

- себестоимость (или тарифы) энергии, поступающей в сети;

- режим электропотребления абонентов, присоединенных к данным сетям.

Последние годы характеризовались ростом себестоимости транс-Порта электроэнергии. Это в значительной мере объясняется присоединением и развитием электрических сетей низших напряжений для сельскохозяйственных нагрузок. Существенное влияние на увеличение себестоимости передачи энергии оказывает повышение цен на материальные ресурсы и условия ремонтно-эксплуатационного обслуживания сетей. Неблагоприятные климатические условия, разбросанность сетей также обуславливает увеличение себестоимости передачи электрической энергии. Полную себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы, р./кВт-ч можно определить по следующей формуле:

$$S_{з_{пер}} = \frac{P_{пер}}{T_{max}} \cdot T_{м} = W_{пер} / W_{аб}, \quad (9.1)$$

где  $z_{пер}$  – суммарные затраты, связанные с передачей и распределением электроэнергии, р./год;

$P_{max}$  – максимальная нагрузка, кВт;

$T_{м}$  – время использования максимальной нагрузки, ч/год,

$W_{аб}$  – количество энергии, поступившей к абонентам, кВт · ч.

Относительное значение расхода электроэнергии, связанного с ее передачей и распределением в электрических сетях (потери электроэнергии),

составляет в последние годы в сетях общего пользования всех напряжений примерно 9 % поступления электроэнергии в сеть. В отдельных энергосистемах эта величина колеблется в значительных пределах (от 4... 5 до 14... 15 %) в зависимости от плотности нагрузки, построения сети, числа ступеней трансформации, режимов работы и других факторов.

Ориентировочные значения потерь в сетях различных напряжений в процентах от суммарного поступления электроэнергии в сети приведены ниже:

|                |            |           |           |            |           |            |
|----------------|------------|-----------|-----------|------------|-----------|------------|
| Напряжение, кВ | 750...500  | 330...220 | 150...110 | 35...20    | 10...6    | 0,4        |
| Потери, %      | 0,5... 1,0 | 2,5...3,5 | 3,5...4,5 | 0,5... 1,0 | 2,5...3,5 | 0,5... 1,5 |

Потери электроэнергии подразделяются на условно-переменные (нагрузочные) и условно-постоянные (холостого хода). К потерям относят также расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. В составе переменных учитываются потери в активном сопротивлении проводов линии и обмоток трансформаторов. Постоянными считаются потери на коронарный разряд «корону» в ЛЭП 220 кВ и выше, потери холостого хода в трансформаторах, потери в конденсаторах и реакторах.

#### **Оперативное обслуживание.**

Необходимым и важнейшим условием надежного электроснабжения потребителей и эффективной работы электросетевого предприятия является жесткая структура оперативно-диспетчерского управления и контроля, предусматривающая распределение функций между отдельными уровнями, а также подчиненность нижних уровней управления вышестоящим.

Основными задачами оперативных подразделений ПЭС являются:

- ведение заданных режимов работы оборудования;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- обеспечение устойчивости электрических сетей;
- обеспечение экономичности работы;
- производство переключений;
- локализация аварий и восстановление нормальных режимов работы.

Оперативное обслуживание электроустановок проводят в строгом соответствии с нормами и правилами, принятыми в электроэнергетике и определяющими условия подготовки и допуска персонала, безопасные условия работы и правильность выполнения технологических процессов.

Персонал, занимающийся обслуживанием оборудования электросетей, условно подразделяют на три категории: оперативный, оперативно-ремонтный и ремонтный. К оперативному относится персонал, имеющий право оперативных переключений, к оперативно-ремонтному – специально обученный и подготовленный для оперативного обслуживания в утвержденном объеме закрепленных за ним электроустановок персонал, имеющий право оперативных переключений, а к ремонтному – персонал, занимающийся эксплуатационно-ремонтным обслуживанием и наладкой электрооборудования электростанций и подстанций, ВЛ, КЛ, релейной защиты и автоматики, измерительных приборов и т. п. Все работы в электроустановках должны проводиться по нарядам или распоряжениям, которые определяют содержание работ, место, время, меры безопасности и лиц, которым эти работы поручены.

Основным звеном управления электрическими сетями в городах и районах являются районные энергетические управления (предприятия), входящие в состав производственно-энергетических объединений. В энергоуправление входят электростанции и электрические сети, связанные между собой общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электроэнергии при общем управлении этим режимом. Энергоуправление осуществляет: диспетчерское управление подстанциями и сетями, надзор за рациональным использованием электроэнергии потребителями, технический надзор за эксплуатацией подстанций и электрических сетей на данной территории. Обслуживание электроустановок проводится постоянным или выездным оперативным персоналом, которым является дежурный персонал, обслуживающий производственные участки, и оперативно-ремонтный, т.е. ремонтный

персонал с правом эксплуатационного обслуживания и выполнения оперативных переключений на участках. Объем обслуживания, число лиц в смене или бригаде устанавливается распоряжением. В отдельных случаях, учитывая дальность расположения транзитных или производственных подстанций, разрешается оперативное обслуживание дежурным на дому, т.е. персонал проживает недалеко от подстанции и за ним закрепляется приказом зона действия и объем работ по обслуживанию. Небольшие по мощности подстанции, расположенные в черте города или недалеко от городов и поселков, обслуживаются электромонтерами электросетей. Каждое посещение подстанции записывается электромонтерами в оперативном журнале, отмечается причина посещения и проделанная работа.

Оперативное обслуживание проводится посменно. Число работников и форма обслуживания оперативного персонала в смене определяются производственной необходимостью. При обслуживании электроустановок напряжением выше 1000 В старший в смене должен быть с квалификационной группой не ниже IV, а при обслуживании электроустановок напряжением до 1000 В – не ниже II. График дежурств составляется на месяц. Сдачу и приемку дежурства отмечают в специальном журнале. Смену принимают по общим правилам, начиная с осмотров электроустановок и электрооборудования. Электрооборудование осматривают в неполном объеме; вновь приступивший к дежурству знакомится с наиболее ответственными местами. Более подробные осмотры выполняют в сроки, установленные инструкцией или графиком в зависимости от состояния оборудования. Они являются одной из составляющих оперативного обслуживания электроустановок и основным фактором, обеспечивающим безаварийную работу. Обнаруженные дефекты записывают в оперативный журнал, а затем принимают меры к их устранению. Оперативный персонал, обслуживающий электрооборудование напряжением до 1000 В, при осмотре элементов пускорегулирующей аппаратуры имеет право единолично открывать дверцы щитов пусковых устройств, пультов управлений и др. В

период осмотра запрещается проведение каких-либо работ, при этом проверяют наличие предупредительных плакатов по технике безопасности и надписи с наименованием и назначением электроустановок на всех дверцах силовых сборок и шкафов, конструкциях и в других установленных местах. Запрещается снимать предупредительные плакаты и ограждения, проникать за них, прикасаться к токоведущим частям, обтирать и чистить их.

Оперативные переключения в распределительных устройствах выполняются по распоряжению или с ведома вышестоящего дежурного персонала. Сложные переключения производят два лица, причем старший по должности контролирует выполнение операций вторым лицом. Если в распределительных устройствах напряжением выше 1000 В имеются блокировочные устройства, исключающие неправильные операции, то эти переключения осуществляют без бланка переключения. При их отсутствии оперативные переключения выполняют по бланку переключения. **Бланк переключения** – это документ, в котором указываются начало переключения, последовательность операций отключения и включения аппаратов части электроустановок, окончание переключения и фамилии работников, ответственных за указанные операции.

Силовые и измерительные трансформаторы отключают, начиная с низшего напряжения нагрузки во избежание обратной трансформации.

Все действия оперативного персонала по переключению выполняются с соблюдением мер безопасности: в диэлектрических перчатках, стоя на изолирующем коврике, подставке или в ботах. Переносные заземления устанавливают также в диэлектрических перчатках. В установках напряжением выше 1000 В наложение заземления проводят в диэлектрических перчатках, предварительно отключив разъединители. Все действия оперативно-диспетчерского персонала по переключениям отражаются в оперативном журнале. Дежурный персонал обязан во время дежурства проводить обходы и осмотры электрооборудования подстанций и распределительных устройств. Их осуществляют по графику и в соответствии

с местными инструкциями. Обходы и осмотры проводят как в дневное, так и ночное время.

### **Штатная и функциональная структура предприятий электрических сетей и наружного освещения.**

В составе штатной структуры разрабатываются следующие документы: численность руководителей, специалистов, служащих и рабочих предприятия, определяется фонд заработной платы, а также формируется штатное расписание организации, которое включает фонд заработной платы, перечень должностей, месячные должностные оклады и персональные надбавки. В составе функциональной структуры определяются и классифицируются функции управления, а также определяется комплекс управленческих задач, закрепляемых за соответствующими структурными подразделениями организации. В табл. 11 приведены функции управления, а также штатная численность соответствующих функциональных служб.

*Таблица 11*

#### **Штатная численность аппарата управления ПЭС**

| Наименование функции управления  | Среднесписочная численность работников предприятия, чел. |         |         |         |         |           |
|--|--|---------|---------|---------|---------|-----------|
|  | До 100   | 101-200 | 201-300 | 301-400 | 401-600 | Свыше 600 |
|  | Нормативная численность, чел.                            |         |         |         |         |           |
| 1. Общее руководство   | 2  | 2       | 2-3     | 3       | 3-4     | 4         |
| 2. Бухгалтерский учет и финансовая деятельность                                | 2-3  | 3-4     | 4-5     | 5-6     | 6-7     | 7-8       |
| 3. Комплектование и учет кадров  | 0,5  | 0,5-1   | 1       | 1-2     | 2       | 2         |
| 4. Материально-техническое снабжение и хозяйственное обслуживание              | 1  | 1-2     | 2-2,5   | 2,5-3   | 3-4     | 4-5       |
| 5. Контроль за капитальным ремонтом и строительством производственных объектов | -  | -       | 0,5-1   | 1       | 1       | 1-2       |
| 6. Делопроизводство  | 0,5  | 0,5     | 0,5-1   | 1       | 1-2     | 2-3       |
| 7. Производственно-техническая деятельность                                    | 1-3  | 3-4     | 4-5     | 5-6     | 6-7     | 7-8       |

|   |       |     |       |     |     |     |
|---|-------|-----|-------|-----|-----|-----|
| 8. Организация охраны труда и техники безопасности                            | 0,5-1 | 1   | 1     | 1   | 1-2 | 2   |
| 9. Правовое обслуживание  | 0,5   | 0,5 | 0,5-1 | 1   | 1-2 | 2   |
| 10. Техничко-экономическое планирование, организация труда и заработной платы | 1     | 1-2 | 2     | 2-3 | 3   | 3-4 |

Ниже выделим функции управления предприятий электрических сетей и состав соответствующих функциональных подразделений:

1) **организация сбыта, контроль за рациональным использованием электроэнергии.** Примерный состав задач и выполняемых работ: заключение договоров с потребителями электроэнергии, контроль за выполнением договорных обязательств, приемка расчетных узлов учета электроэнергии, оформление (переоформление) расчетных документов, учет отпущенной электроэнергии и поступивших средств за нее, оформление льгот. Анализ потребления электроэнергии абонентами (потребителями), выявление безучетного потребления электроэнергии, расчет задолженности за электроэнергию, начисление штрафных санкций за просрочку платежей. Участие в подготовке материалов по фактам хищения, неплательщиков и других правонарушений в арбитражный суд, следственные и судебные органы. Подготовка прогнозов, проектов перспективных и текущих планов реализации электрической энергии. Проведение приема граждан и представителей юридических лиц по вопросам расчетов за электроэнергию. Учет и контроль за соответствием разрешенной присоединенной мощности, фактически установленной у потребителей. Составление графиков обхода абонентов (потребителей) обобщенного и частного секторов, ремонта и проверок электросчетчиков и инспекторских проверок. Своевременная замена приборов учета электроэнергии. Ликвидация задолженностей потребителей, совершенствование системы и методов расчета с потребителями.

Примерный перечень должностей: начальник отдела сбыта электроэнергии, инженер, мастер, техник.

*Таблица 12*

**Нормативная численность подразделения по организации сбыта и контроля за рациональным использованием электроэнергии**

| Количество абонентов (потребителей), ед. | Нормативная численность, чел. |
|--|-------------------------------|
| до 10000                                 | 1-2                           |
| 10001-20000                              | 2-3                           |
| 20001-30000                              | 3-4                           |
| 30001-40000                              | 4-5                           |
| 40001-60000                              | 5-7                           |
| 60001-80000                              | 7-9                           |
| 80001-120000                             | 9-11                          |
| 120001-160000                            | 11-13                         |
| Свыше 160000                             | 13-15                         |

**2) Программное обеспечение и системное администрирование вычислительной техники.** Примерный состав задач и выполняемых работ: отладка и разработка локальных программ, реализующих решение экономических задач с учетом новейших достижений в области программирования и средств вычислительной техники. Подготовка инструкции по работе с программами, оформление необходимой технической документации. Определение возможности использования готовых программных средств для решения конкретных задач подразделений предприятия. Проведение инструктажа и оказание помощи работникам предприятия при освоении средств вычислительной и сетевой техники. Организация работы по повышению технических знаний работников, использующих эти средства. Обеспечение рационального использования средств вычислительной и сетевой техники, проведение профилактического и текущего ремонта. Организация приемки и освоение вновь вводимых средств вычислительной и сетевой техники. Контроль за обеспечением средств вычислительной техники запасными частями и расходными материалами.

Примерный перечень должностей: начальник отдела, инженер-программист (программист)

*Таблица 13*

**Нормативная численность вычислительного отдела**

| Количество персональных компьютеров, единиц | Нормативная численность, чел. |
|---|-------------------------------|
| 8-10  | 0,5-1                         |
| 11-20                                       | 1-1,5                         |
| 21-30                                       | 1,5-2                         |
| 31-40                                       | 2-3                           |
| 41-60                                       | 3-4                           |
| свыше 60                                    | 4-6                           |

**3) Оперативно - диспетчерское обслуживание.** Примерный состав задач и выполняемых работ: осуществление оперативного руководства эксплуатацией систем электроснабжения, сооружений, оборудования и контроль надежной, бесперебойной их работы с соблюдением заданных режимов. Допуск бригад к работе. Анализ показателей работы подразделений. Выявление причин отклонений производственного процесса от установленных режимов и графиков, причины аварий. Участие в ликвидации аварий. Оперативное корректирование технологических режимов работ сооружений, сетей, устройств и оборудования. Ведение учета и отчетности. Представление руководству ежесуточной информации о результатах деятельности. Поддержание оперативной связи с пожарной службой и другими организациями.

Примерный перечень профессий: начальник диспетчерской службы, диспетчер предприятия (района).

Норматив численности - 5 человек предусматривает организацию круглосуточной работы диспетчеров. При наличии в составе предприятия производственных участков (районов) с объемом работы более 2000 условных единиц и удаленных от производственной оперативно - диспетчерской службы предприятия на 25 км и более, в радиусе обслуживания этих участков (районов) организуется диспетчерское обслуживание с нормативной численностью 4 человека

*Таблица 14*

**Нормативная численность подразделения по оперативно-диспетчерскому обслуживанию электрических сетей**

| Объем работы предприятия, усл. ед. | Нормативная численность, чел. |
|------------------------------------|-------------------------------|
| До 3200                            | 1                             |
| 3201 и более                       | 5                             |

*Таблица 15*

**Нормативная численность подразделения по оперативно-диспетчерскому обслуживанию наружного освещения**

| Объем работы предприятия, усл. ед. | Нормативная численность, чел. |
|------------------------------------|-------------------------------|
| До 6000                            | 1                             |
| 6001 и более                       | 5                             |

**4) Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания средств релейной защиты, автоматики, измерений, телемеханики, электронно-информационных устройств, испытания защитных средств, эксплуатации средств связи, автоматизированных систем учета электрической энергии.**

Примерный состав задач и выполняемых работ: Организация и проведение работ по эксплуатации, наладке и текущему ремонту устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Монтаж и наладка телемеханики, распределительных и питательных пунктов уличного освещения. Реконструкция релейной защиты оборудования и линий электропередач. Приемка в эксплуатацию новых устройств защиты, автоматики и измерений. Разработка планов и графиков профилактических работ и текущего, капитального ремонта устройств защиты, автоматики, телемеханики и связи. Организация ремонтных и вспомогательных работ по устранению неисправностей с телемеханикой и устройствами связи. Составление отчетной документации после технического обслуживания аппаратуры. Пересмотр и изменение производственных инструкций и схем устройств релейной защиты, электроавтоматики и электроизмерений. Обеспечение безопасного производства работ, безопасной эксплуатации оборудования, механизмов, приспособлений, транспортных и

грузоподъемных механизмов, а также производственных и вспомогательных помещений.

Примерный перечень должностей: начальник производственной лаборатории, инженер.

Таблица 16

**Нормативная численность подразделения по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электрических сетей**

| Количество обслуживаемых электроподстанций, МТП, РП, ТП, ед. | Нормативная численность, чел. |
|--|-------------------------------|
| до 200   | 1                             |
| 201-400  | 1-2                           |
| 401-600  | 2-3                           |
| 601-1000   | 3-4                           |

Таблица 17

**Нормативная численность подразделения по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания наружного освещения**

| Количество каналов связи и телемеханики, ед. | Нормативная численность, чел. |
|--|-------------------------------|
| до 10  | 1                             |
| 11-55  | 1-2                           |
| 56-100                                       | 2-4                           |
| Более 100                                    | 4-5                           |

**5) Организация ремонта и обслуживания силовых трансформаторов и электротехнического оборудования.** Примерный состав задач и выполняемых работ: руководство производственно - хозяйственной деятельностью цеха по ремонту и техническому обслуживанию оборудования. Разработка планов капитального и планово - предупредительного ремонта оборудования и обеспечение их выполнения в установленные сроки. Приемка и испытание вновь вводимого оборудования. Контроль за проведением ремонтных работ и испытаний оборудования, за соблюдением правил эксплуатации, технического обслуживания и надзора за ним. Разработка и внедрение стандартов, технических условий и других нормативных

материалов по эксплуатации, ремонту и профилактическому обслуживанию оборудования.

Примерный перечень должностей: начальник цеха, мастер.

Таблица 18

**Нормативная численность подразделения по организации ремонта и обслуживания силовых трансформаторов и электротехнического оборудования**

| Количество трансформаторов, находящихся в эксплуатации, ед. | Нормативная численность, чел. |
|---|-------------------------------|
| До 250  | 0,5-1                         |
| 251-500   | 1-2                           |
| 501-750   | 2-3                           |
| 750-1250  | 3-4                           |

**б) Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования, электроэнергетических устройств и сооружений.**

Примерный состав задач и выполняемых работ: руководство производственно - хозяйственной деятельностью района сетей. Обеспечение бесперебойного энергоснабжения потребителей, безопасной работы оборудования, машин и механизмов. Анализ причин аварий и отказов, разработка мероприятий по их предупреждению. Участие в рассмотрении и согласовании проектных заданий строительства и реконструкции энергообъектов района, а также в приемке оборудования и устройств из капитального ремонта и монтажа. Технадзор за строительством новых объектов. Ведение паспортизации и инвентаризации оборудования. Представление заявок на вывод энергетического оборудования в ремонт. Обеспечение своевременного проведения ремонта и технического обслуживания оборудования. Контроль качества выполненных работ в соответствии с требованиями технических условий.

Примерный перечень должностей: начальник района, мастер.

Нормативы численности определяются отдельно по каждому производственному участку, входящему в состав района, а также району, не имеющему участков.

При наличии в составе предприятия электрических сетей или предприятий наружного освещения районов к суммарному нормативу численности следует добавлять 1 чел. на 1 район (начальник района).

Таблица 19

**Нормативная численность подразделения по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования**

| Среднесписочная численность рабочих района (участка), чел. | Объем работы района (участка), усл. ед. |          |            |
|--|---|----------|------------|
|  | До 500                                  | 501-2500 | Более 2500 |
|  | Нормативная численность, чел.           |          |            |
| До 30  | 1                                       | 1-2      | 2-3        |
| 31-40  | 2                                       | 2-3      | 3-4        |
| 41-60  | 3                                       | 3-4      | 4-5        |
| 61-80  | 4                                       | 4-5      | 5-6        |
| 81-100   | 5                                       | 5-6      | 6-7        |
| 101-120  | 6                                       | 6-7      | 7-8        |
| 121-140  |   | 7-8      | 8-9        |
| Свыше 140  |   | 8-9      | 9-10       |

**7) Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания.**

Примерный состав задач и выполняемых работ: руководство производственно - хозяйственной деятельностью. Обеспечение бесперебойного энергоснабжения потребителей, безопасной работы оборудования, машин и механизмов. Ведение паспортизации и инвентаризации оборудования. Представление заявок на вывод энергетического оборудования в ремонт. Обеспечение своевременного проведения ремонтов и технического обслуживания оборудования. Контроль качества выполняемых работ в соответствии с требованиями технических условий.

Примерный перечень должностей: начальник цеха района, мастер.

Норматив численности - 1 чел. на 15 чел. среднесписочной численности рабочих.

**8) Организация ремонта электросчетчиков.** Примерный состав задач и выполняемых работ: организационное и техническое руководство ремонтом

приборов учета электрической энергии. Организация планирования, учета, составление и своевременное представление отчетности о производственной деятельности службы (участка). Проверка технического состояния оборудования, качества ремонтных работ, приемка вновь поступающего оборудования, в необходимых случаях оформление документации на списание оборудования или передачу другим предприятиям. Обеспечение подготовки ремонтных работ. Осуществление контроля за соблюдением установленных сроков составления ведомостей дефектов, заявок на проведение ремонта. Ведение учета и паспортизации оборудования.

Примерный перечень должностей: начальник участка, мастер.

*Таблица 20*

**Нормативная численность подразделения по ремонту электросчетчиков**

| Количество электросчетчиков, находящихся в ремонте, ед. | Нормативная численность, чел. |
|---|-------------------------------|
| до 5000   | 0,5                           |
| 5001-15000  | 1                             |
| Свыше 15000   | 2                             |

**9) Организация изготовления изделий собственного производства (запасных частей) для ремонтных работ.** Примерный состав задач и выполняемых работ: руководство производственно - хозяйственной деятельностью. Обеспечение выполнения плановых заданий, ритмичного выпуска продукции. Организация планирования, учет, составление и своевременное представление отчетности о производственной деятельности. Обеспечение технически правильной эксплуатации оборудования и других основных средств и выполнение графиков их ремонта. Контроль за качеством выпускаемой продукции в соответствии с установленными стандартами.

Примерный перечень должностей: начальник участка, мастер.

*Таблица 21*

**Нормативная численность подразделения по организации изготовления изделий собственного производства для ремонтных работ**

| Среднесписочная численность рабочих службы (участка), чел. | Нормативная численность, чел. |
|--|-------------------------------|
| до 20  | 1                             |
| Более 20   | 2                             |

**10) Нормативы численности рабочих предприятий электрических сетей, наружного освещения и дизельных электростанций.**

а) воздушные линии электропередачи.

Примерный состав задач и выполняемых работ: обход и осмотр технического состояния линий электропередачи. Выправка опор (перетяжка и окрашивание бандажей, заделка трещин, выбоин, сколов, замена приставок, проверка крюков, штырей и траверс - для деревянных и железобетонных опор). Ремонт, усиление заземляющих устройств, замена опор, перетяжка отдельных участков проводов линии, замена провода, выполнение организационно - технических мероприятий по безопасному проведению работ на рабочем месте, замеры нагрузок и напряжений на воздушных линиях, очистка трассы воздушных линий от кустарников и деревьев, измерение сопротивления заземления. Замена негодных и очистка загрязненных изоляторов, замена, закрепление и окрашивание траверс, проверка надежности соединений проводов и контактов, проверка предохранителей и перемычек, восстановление нумерации опор, проверка габаритов линии и ввода, очистка проводов от набросов, ремонт и окрашивание кабельных спусков и концевых муфт, проверка состояния верхней части опор (спусков заземления - для железобетонных и деревянных опор). Ведение листов и журналов обхода и осмотра линий электропередачи с регистрацией всех обнаруженных недостатков. Оформление протоколов и выдача предписаний о нарушении правил охраны электросетей, проверка наличия и состояния предостерегающих плакатов и других постоянных знаков, нанесение или обновление предостерегающих знаков, проверка наличия и целостности заземляющих проводов. Участие в приеме линий электропередачи после монтажа и ремонта. Проведение надзора за работой

грузоподъемных и землеройных механизмов вблизи ЛЭП. Для воздушных линий электропередачи напряжением до 1000 В измерение сопротивления петли фаза - нуль. Для воздушных линий электропередачи напряжением свыше 1000 В осмотр и ревизия разрядников со снятием их с опор и нанесение знаков по технике безопасности.

Примерный перечень профессий: электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи; электромонтер оперативно-выездной бригады.

Норматив численности рабочих, занятых ремонтно-эксплуатационным обслуживанием: а) линий на тросовом подвесе - 4 чел. на 100 км линий; б) двухпроводных ответвлений - 2 чел. на 10000 ответвлений; в) четырехпроводных ответвлений - 3,5 чел. на 10000 ответвлений. Нормативы численности предусматривают обслуживание ответвлений (ввод к потребителям) протяженностью до 25 м. Если ответвления от магистрали имеют протяженность более 25 м и подставные опоры, то эти линии следует считать как самостоятельные, включая их в расчет объемных показателей.

Таблица 22

**Нормативы численности рабочих по обслуживанию ВЛ 6-20 кВ и до 1 кВ**

| Номинальное напряжение ВЛ | Тип опоры                                     |                |                                    |            |
|---------------------------|---|----------------|------------------------------------|------------|
|                           | металлические                                 | Железобетонные | деревянные опоры с ж/б приставками | деревянные |
|                           | нормативная численность на 100 км линии, чел. |                |                                    |            |
| 6 - 20 кВ                 | 5   | 4              | 4,5                                | 4,5        |
| до 1000 В                 | 3,5   | 3,5            | 4                                  | 4,5        |

Таблица 23

**Нормативы численности рабочих по обслуживанию ВЛ 35-220 кВ**

| Номинальное напряжение ВЛ | Кол-во цепей | Тип опоры                                     |                |                                  |            |
|---------------------------|--------------|---|----------------|----------------------------------|------------|
|                           |              | металлические                                 | Железобетонные | деревянные опоры на ж/б пасынках | деревянные |
|                           |              | нормативная численность на 100 км линии, чел. |                |                                  |            |

|           |   |     |     |     |   |
|-----------|---|-----|-----|-----|---|
| 220 кВ    | 1 | 4,2 | 2,3 | 4,2 | 5 |
|           | 2 | 5,4 | –   | –   | – |
| 35-110 кВ | 1 | 3,3 | 2,6 | 3,3 | 4 |
|           | 2 | 4,2 | 3,3 | –   | – |

б) кабельные линии.

Примерный перечень работ: обход и осмотр трасс кабельных линий, мест пересечений трассы кабелей с другими коммуникациями, дорогами, осмотр мест выхода кабелей на опоры, стены зданий, проверка наличия защиты и ее состояния от механических повреждений, проверка состояния заземления кабелей и концевых муфт, реперов, исправности и состояния концевых муфт и разделок, а также их креплений, соответствия и наличия маркировки кабелей, контроль за прокладкой кабельных линий. Покраска реперов, концевых муфт, защитных кожухов кабелей. Отыскание места повреждения, выяснение причины повреждения, производство растопок, выполнение организационно - технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ, резка кабеля, разделка кабеля, монтаж соединительных и концевых муфт, прокладка кабеля с подсыпкой подушки кабеля взамен поврежденного участка кабеля, закрытие кабеля кирпичом, плитами или сигнальной лентой, фазировка кабеля. Нанесение эскизов на новые кабельные линии, на новые муфты действующих кабельных линий с выверкой их по реперам или с привязкой к отдельным строениям, изготовление планов и калек на новые кабельные линии по эскизам, изготовление новых планов и калек взамен изношенных, внесение всех изменений в расположение кабельных муфт и линий на планах и кальках, ведение технической документации по кабельным линиям. Контроль за выполнением исполнительных схем прокладки кабельных линий. Участие в приеме кабельных линий после монтажа и ремонта, оформление паспортов. Оформление протоколов о нарушении правил охраны электросетей. Ведение журнала и листов обхода и осмотра кабельных линий электропередачи с регистрацией всех обнаруженных недостатков. Выдача запрещений и

предупреждений на производство земляных работ, надзор за проведением работ вблизи кабельных линий. Испытание повышенным напряжением линий свыше 1000 В; для линий напряжением до 1000 В - мегомметром на 2500 В. Измерение напряжений и нагрузки кабельной линии в период максимума, защита кабеля от коррозии.

Примерный перечень профессий: электромонтажник по кабельным сетям; электромонтер по надзору за трассами кабельных сетей; электромонтер по ремонту и монтажу кабельных линий; электромонтер по эксплуатации распределительных сетей; электромонтер по эскизированию трасс линий электропередачи; электромонтер по испытаниям и измерениям.

*Таблица 24*

**Нормативы численности рабочих по обслуживанию кабельных линий**

| Кабельные линии | Нормативная численность на 100 км, чел. |
|-----------------|---|
| до 1 кВ         | 3                                       |
| 6 - 10 кВ       | 3,5                                     |

в) концевые кабельные заделки (муфты).

Примерный перечень работ: выполнение организационно - технических мероприятий, обеспечивающих безопасное проведение работ, демонтаж концевых воронок, освобождение кабеля от джутового покрытия, прокладка кабеля в кабельных каналах, прокладка и крепление кабеля на опоре, разделка кабеля, проверка кабеля на влажность, наложение изоляции на жилы кабеля, устройство защитных кожухов. Монтаж разделок в соответствии с технологией выполнения работ, опрессовка наконечников, заземление и закрепление кабеля, раскраска жил, установка бирки, фазировка кабеля, испытание повышенным напряжением, ведение технической документации.

Примерный перечень профессий: электромонтер по ремонту и монтажу кабельных линий.

Норматив численности - 2 чел. на 10000 заделок.

г) трансформаторные подстанции и распределительные пункты.

Примерный перечень работ: осмотр трансформаторных подстанций и распределительных пунктов, проверка наличия защитных средств и однолинейной схемы, состояние контактов, отсутствия течи масла из маслонаправленных аппаратов, характера гудения трансформатора, отсутствия посторонних звуков, состояния исправности и загрязненности изоляторов, состояния концевых заделок кабелей, состояния и окраски шин и оборудования, проверка состояния контура защитного заземления, исправности плавких предохранителей, осветительной проводки и электроламп, сигнальных указателей, устройств телемеханики, снятие показаний измерительных приборов и трансформаторов, контролирующих напряжение и нагрузку, и электросчетчиков, проверка наличия предупредительных плакатов и надписей, осмотр состояния дверей и очистка от снега входов, проверка исправности дверных замков, состояния крыши, стен, пола, наличия и состояния вентиляционных решеток. Оформление журнала дефектов, выполнение организационно - технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ. Производство испытаний изоляции, проверка и регулировка контактных соединений шин, проводов, проверка и регулировка выключателей и разъединителей, автоматических выключателей, проверка целостности плавких вставок предохранителей, измерение сопротивления изоляции, проверка устройств защиты, автоматики и телемеханики. Измерение сопротивления заземляющего устройства, проверка противопожарных средств, защитных средств по безопасности труда, осмотр разрядников, измерение сопротивления разрядников. Замена перегоревших предохранителей, производство оперативных переключений, выявление поврежденного участка сети или оборудования, ремонт, замена элементов оборудования. Для закрытых трансформаторных подстанций: уборка помещений, протирка оборудования от грязи и пыли. Обновление надписей,

плакатов по технике безопасности, окраска оборудования и других металлических частей. Для мачтовых трансформаторных подстанций: протирка оборудования, обновление надписей, плакатов по технике безопасности, окраска оборудования и других металлических частей.

Примерный перечень профессий: аккумуляторщик, электромонтер по испытаниям и измерениям, электромонтер по обслуживанию подстанций, электромонтер по эксплуатации распределительных сетей.

Норматив численности рабочих занятых ремонтно-эксплуатационным обслуживанием распределительных пунктов с постоянным дежурством персонала - 4 чел. на один пункт.

*Таблица 25*

**Нормативы численности рабочих по обслуживанию подстанций 6-20 кВ**

| Тип подстанции<br>(распределительного пункта)   | Нормативная<br>численность на 100<br>единиц, чел. |
|---|---|
| Мачтовые трансформаторные подстанции  | 2,7   |
| Закрытые трансформаторные подстанции с одним трансформатором и двухсторонним питанием по высокой стороне  | 2,5   |
| Закрытые трансформаторные подстанции с двумя трансформаторами и двухсторонним питанием по высокой стороне | 3   |
| Распределительные и фидерные пункты (на 100 присоединений)  | 1,2   |

11) **Автоматизированные распределительные пункты и трансформаторные подстанции.** Примерный перечень работ: выполнение организационно - технических мероприятий по безопасному проведению работ на рабочем месте, внешний осмотр устройства и всех его элементов, внутренний осмотр и проверка механической части аппаратуры, испытание изоляции, измерение сопротивления изоляции, проверка электрической прочности изоляции, проверка аппаратуры цепей управления и сигнализации,

проверка и регулировка элементов проводов выключателей и других коммутационных аппаратов, проверка автоматов во вторичных цепях, трансформаторов напряжения и тока, проверка электрических характеристик релейной аппаратуры, вспомогательных устройств, проверка взаимодействия всех элементов схемы устройства и действия устройства на выключатели и другие коммутационные аппараты, оформление необходимой документации. Проверка указателей токов короткого замыкания. Покраска оборудования РП, обновление плакатов и надписей.

Примерный перечень профессий: электромонтер по эксплуатации распределительных сетей, электрослесарь по ремонту оборудования распределительных устройств, электромонтажник по распределительным устройствам.

Норматив численности - 3 чел. на 100 комплектов АПВ и АВР.

**12) Трансформаторная подстанция с двумя и более присоединениями на стороне высокого напряжения:**

а) присоединение на напряжение до 20 кВ с масляным выключателем.

Примерный перечень работ: отключение выключателя, отсоединение ошиновки, слив масла и разборка выключателя, ремонт контактов, изоляторов и дугогасительного устройства, ремонт и регулировка привода, регулировка контактов, сборка выключателя и заливка масла, регулировка выключателя, испытание изоляции, измерение сопротивления токопровода постоянному току, замена вышедших из строя деталей, узлов масляных выключателей, выполнение организационно - технических мероприятий, обеспечивающих безопасность выполнения работ;

б) присоединение на напряжение до 20 кВ с выключателем нагрузки.

Примерный перечень работ: очистка изоляторов и всех деталей от пыли, замена изоляторов при обнаружении трещин и сколов, проверка контактных соединений, последовательности включения главных и дугогасительных

контактов, проверка правильности попадания ножей в отверстия дугогасительных камер, очистка дугогасительных контактов от оплавлений, проверка длины хода дугогасительного контакта в камере, замена вкладыша дугогасительного устройства, проверка соединений вала выключателя с приводом и совместной работой выключателей с приводом, смазка трущихся частей, выполнение организационно - технических мероприятий, обеспечивающих безопасность выполнения работ;

в) присоединение на напряжение до 20 кВ с разъединителем.

Примерный перечень работ: замена поврежденных изоляторов, зачистка контактных поверхностей, проверка крепления шин к контактными пластинам и плотность прилегания разъемных контактов, проверка совпадения осей ножей и неподвижных контактных пластин, проверка отсутствия ударов ножей на основание неподвижных контактов в конце хода, проверка одновременности включения и отключения ножей трехполюсных разъединителей, смазка шарнирных соединений и трущихся поверхностей разъединителей и привода, выполнение организационно - технических мероприятий, обеспечивающих безопасность выполнения работ.

Примерный перечень профессий: Электромонтер по эксплуатации распределительных сетей, электрослесарь по ремонту оборудования распределительных устройств, электромонтер по испытаниям и измерениям.

*Таблица 26*

**Нормативы численности по обслуживанию трансформаторных подстанций с двумя и более присоединениями на стороне высокого напряжения 6-20 кВ**

| Присоединение на напряжение до 20 кВ     | Нормативная численность на 1000 присоединений, чел. |
|--|---|
| С масляным выключателем                  | 2,5   |
| С выключателем нагрузки и разъединителем | 2   |
| С вакуумным выключателем                 | 2   |

Таблица 27

**Нормативы численности оперативного персонала подстанций 35-220 кВ**

| Показатель                  | Напряжение, кВ |     |     |
|-----------------------------|----------------|-----|-----|
|                             | 35             | 110 | 220 |
| Численность на 1 подстанцию | 1,8            | 2,6 | 4,0 |

Таблица 28

**Нормативы численности рабочих на ремонт и техническое обслуживание подстанций 35-220 кВ, чел/100 единиц оборудования**

| Наименование оборудования                             | Напряжение, кВ |     |     |
|---|----------------|-----|-----|
|   | 35             | 110 | 220 |
| Масляный трансформатор или силовой реактор            | 1,8            | 2,6 | 4,0 |
| Присоединение с воздушным выключателем                | 20             | 46  | 96  |
| Присоединение с масляным выключателем                 | 15             | 22  | 45  |
| Присоединение с элегазовым или вакуумным выключателем | 9              | 15  | 30  |

**13) Абоненты (потребители) бытового сектора.**

Примерный перечень работ: снятие показаний счетчика, проверка правильности оплаты за электроэнергию, проверка исправности работы электросчетчика, выявление случаев безучетного пользования электроэнергией, составление актов о нарушении абонентами (потребителями) правил пользования электроэнергией. Оформление документов по сверке показаний электросчетчика, проверка сроков госповерки электросчетчиков и наличия пломб, контроль за рациональным использованием электроэнергии в быту, отключение и подключение бытовых однофазных электросчетчиков, пломбирование электросчетчиков, проведение профилактических мероприятий с населением. Осуществление операций по

приему, регистрации, сортировке и обработке документов, служащих для осуществления расчетных операций за электрическую энергию. Подготовка к машинной обработке информации, ввод информации в базу данных.

Таблица 29

**Нормативы численности по энергонадзору и эксплуатации систем учета электроэнергии бытовых потребителей**

| Примерный перечень профессий   | Нормативная численность, чел.  |
|--|--|
| Контролер энергонадзора, электромонтер по эксплуатации электросчетчиков, оператор электронно-вычислительных и вычислительных машин | 3,5 чел. на 10000 абонентов (потребителей) в домах одноэтажной застройки, включая коттеджи независимо от количества этажей |
|  | 3,2 чел. на 10000 абонентов (потребителей) в многоэтажных домах  |

**14) Прочие абоненты (потребители).**

Примерный перечень работ: сверка показаний электросчетчиков, выписывание счетов, сверка расхода электроэнергии за прошедший расчетный период, проверка работы измерительных приборов, правильности схем включения счетчиков, наличия пломб и работы электросчетчиков, проверка отсутствия незаконного пользования электроэнергией, самовольного увеличения установленной мощности токоприемников, составление актов при обнаружении незаконного пользования электроэнергией, выдача разъяснений по вопросам «Правил пользования электроэнергией», проверка наличия оплаты по ранее предъявленным актам, за израсходованную электроэнергию, проверка договоров на пользование электроэнергией, проверка сроков госповерки счетчиков, производство расчетов и выписка счетов действующих скидок с тарифов (надбавок к тарифу) на электроэнергию за выполнение (невыполнение оптимального уровня компенсации реактивной мощности), осуществление контроля за выполнением потребителями договорных величин потребления электроэнергии.

При условии нахождения у абонентов (потребителей) нескольких приборов учета электрической энергии при расчете нормативной численности могут применяться повышающие коэффициенты.

*Таблица 30*

**Нормативы численности по энергонадзору и эксплуатации систем учета электроэнергии прочих потребителей**

| Примерный перечень профессий   | Нормативная численность, чел.             |
|--|---|
| Контролер энергонадзора, электромонтер по эксплуатации электросчетчиков, оператор электронно-вычислительных и вычислительных машин | 2,6 чел. на 1000 абонентов (потребителей) |

**15) Электросчетчики.**

Примерный перечень работ: осмотр на отсутствие повреждений корпуса, вскрытие прибора, чистка прибора и деталей, проверка и испытание цепей коммутации, замена стекол и других деталей, разборка счетного механизма, промывка, смазка, разборка подпятника, замена камня, закатка шарика и колпачка, перемотка или замена катушек цепи тока и напряжения, регулировка показаний счетчика, обязательная проверка, клеймение и аттестация, замена измерительных трансформаторов и цепей учета.

Профессия: электромонтер по эксплуатации электросчетчиков.

При осуществлении ремонта электронных приборов учета электрической энергии к нормативам численности могут применяться повышающие коэффициенты.

*Таблица 31*

**Численность рабочих по эксплуатации электросчетчиков**

| Вид счетчика | Нормативная численность на 10 000 электросчетчиков, находящихся в ремонте, чел. |
|--------------|---|
| Однофазные   | 2,3   |
| Трехфазные   | 6,0   |

**16) Релейная защита и автоматика.**

Примерный перечень работ: внешний осмотр, проверка крепления, правильности установки панели защиты и аппаратуры, отсутствие механических повреждений, правильность маркировки проводов на панелях, жил кабелей, проверка целости реле, очистка от пыли и посторонних предметов, проверка надежности работы механизма управления включением и отключением от руки, внутренний осмотр, проверка состояния уплотнения кожухов, крышек и целости стекол, предварительная проверка мегомметром сопротивления изоляции отдельных узлов устройства релейной защиты, проверка электрических характеристик с проверкой установок и режимов, задаваемых по расчетам релейной защиты. Измерение и испытание изоляции в полной схеме, проверка взаимодействия элементов устройств, комплексная проверка устройств, проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими, включенными в работу устройствами защиты, автоматики, проверка устройств рабочим током и напряжением, заполнение журнала релейной защиты, оформление паспортов - протоколов.

Примерный перечень профессий: электромонтер по ремонту аппаратуры релейной защиты и автоматики.

*Таблица 32*

**Численность рабочих по эксплуатации релейной защиты и автоматики**

| Наименование показателей             | Измеритель       | Нормативная численность на 1000 единиц объемных показателей |
|--------------------------------------|------------------|---|
| Масляный выключатель                 | 3 фазы           | 9,5   |
| Выключатель нагрузки                 | ед. оборудования | 4   |
| Вакуумный или элегазовый выключатель | 3 фазы           | 9,5   |

**17) Механические мастерские.**

Примерный перечень работ:

а) ремонт трансформаторов: осмотр трансформаторов, проверка уровня масла, отсутствие течи масла, осмотр изоляторов, испытание электрической прочности трансформаторного масла (для трансформаторов свыше 1000 кВа), замена трансформаторного масла, измерение сопротивления обмоток постоянному току и сопротивления изоляции обмоток, замена обмоток, проверка стяжных болтов и ярмовых балок, проверка целостности обмоток и испытание повышенным напряжением переменного тока изоляции вместе с вводами трансформатора, осмотр целостности вторичных соединений и замер сопротивления их изоляции, проверка фазировки, чистка изоляторов и кожуха, удаление грязи из расширителя, доливка масла, проверка маслоуказателя, проверка работы переключающего устройства (анцапфы), проверка спускного крана и уплотнений, проверка состояния заземления бака трансформатора, замена силикагеля в термосифонном фильтре, определение напряжения короткого замыкания, тока холостого хода и коэффициента трансформации (при замене обмоток и ремонте магнитопровода), выполнение организационно - технических мероприятий, обеспечивающих безопасное выполнение работ.

б) подготовительный участок (литье муфт): получение свинца со склада, загрузка свинца в тигель, разогрев свинца, формы для выполнения муфт, литье муфт.

Примерный перечень профессий: электрослесарь по ремонту оборудования распределительных устройств, электромонтер по ремонту оборудования распределительных устройств, электромонтер по испытаниям и измерениям, слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике.

Нормативная численность - 1 чел. на 1000 условных единиц.

#### **18) Светильники наружного освещения.**

Примерный перечень работ:

а) светильники: Проверка крепления надежности контактных соединений, протирка отражателя, корпуса, стекла, замена рефракторов, отражателей, кронштейнов, светильников, перегоревших ламп, патронов,

расфазировка светильников, проверка состояния пускорегулирующей аппаратуры, замена пускорегулирующей аппаратуры, замена импульсного зажигающего устройства, устранение обнаруженных неисправностей, замена зарядного провода от воздушной линии до светильника, замена зарядного провода от кабельной заделки до светильника, покраска светильников, кронштейнов, выполнение организационно - технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ;

б) электрические часы наружной установки: внешний осмотр вторичных часов с целью выявления механических повреждений и качества монтажа, осмотр электропроводки, проверка надежности подключения на переходной колодке. Выявление механических повреждений в шаговом электродвигателе, проверка надежности его крепления, проверка надежности крепления стрелок, испытание изоляции обмоток шагового электродвигателя. Внешний осмотр первичных часов с целью выявления механических повреждений и качества монтажа электропроводки к распределителю вторичных часов. Проверка надежности крепления шагового двигателя, стрелок, контактных групп, а также ключей «коррекции», «остановка». Промывка и чистка контактных групп, контактов ключей «коррекции», «остановка». Проверка работоспособности блока питания электронной схемы и блока питания вторичных часов. Проверка работоспособности электронной схемы генератора секундных импульсов, при необходимости подстройка частоты генератора секундных импульсов. Проверка работоспособности механизма переключателя полярности для вторичных часов. Проверка работы первичных часов по контрольным часам при помощи ключей «коррекция», «остановка». При необходимости коррекции всех вторичных часов при помощи ключей «коррекция», «остановка».

Примерный перечень профессий: электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования, электромонтер по ремонту аппаратуры релейной защиты и автоматики.

*Таблица 33*

### Численность рабочих по эксплуатации систем освещения

| Тип приборов                             | Нормативная численность на 1000 единиц, чел. |
|--|--|
| Светильники с лампами накаливания        | 2  |
| Светильники с ртутными лампами типа ДРЛ  | 2  |
| Светильники люминесцентные               | 4  |
| Светильники с натриевыми лампами ДНАТ    | 2  |
| Светильники с металлогалогенными лампами | 1,5  |
| Электрические часы наружной установки    | 5  |
| Прожекторы                               | 1,5  |

#### 19) Устройства для управления наружным освещением.

Примерный перечень работ: внешний осмотр телеаппаратуры с целью выявления механических повреждений и качества монтажа, проверка монтажных схем всех цепей, проверка исправности аппаратуры питания, командноквитирующей и сигнальной аппаратуры пульта управления, осмотр и проверка состояния реле пульта управления, проверка исправности обмоток реле, диодов, резисторов и конденсаторов, испытание изоляции цепей пульта управления, проверка исправности аппаратуры, питания исполнительных пунктов, ревизия всех реле, регулировка контактных групп, промывка и чистка контактов, проверка исправности обмоток реле, диодов, резисторов и конденсаторов, испытание изоляции цепей исполнительных пунктов, осмотр и проверка монтажа панелей исполнительных пунктов, оформление допуска к работам в трансформаторных подстанциях, измерение параметров каналов связи, включение аппаратуры на канал, проверка надежности замыкания и размыкания блок - контакторов, измерение изоляции соединительных приводов, проверка линии связи на перекрещивание, проверка работы комплектов устройства в режимах: «Включить все», «Включить часть», «Отключить все», проведение телефонных переговоров с диспетчерского

пульта с каждым исполнительным пунктом, инструктаж эксплуатационного персонала по работе и принципу устройства телемеханической аппаратуры, оформление технической документации. Осмотр аппаратуры, телемеханической установки, очистка шкафов и кожухов от пыли, проверка механической прочности крепления элементов устройства, чистка контактов электромеханических элементов устройства и регулировка реле, проверка состояния пультовой и щитовой аппаратуры на диспетчерском пульте, проверка изоляции устройства телемеханического управления, проверка раздельной и совместной работы полукомплектов устройств телемеханического управления под напряжением, оформление документации проведения выполненных работ, выполнение организационно - технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ. Проверка исправности корпуса шкафа, пульта питания (исполнительного пункта) и его герметичности, очистка кабельного шкафа от грязи, проверка и смазка петель и замков двери, покраска шкафа, обновление надписи плакатов по технике безопасности, проверка соединения жил кабеля, проверка заземления, покрытие разделок лаком, ремонт и регулировка контактов, ревизия вводного рубильника с зачисткой контактных соединений, ревизия трансформаторов тока, чистка и протирка изоляторов, шин, предохранителей и прочего оборудования, замена предохранителей с новыми калиброванными вставками, ревизия автоматов, ремонт сети внутреннего освещения. Проверка работы электросчетчиков.

Примерный перечень профессий: электромонтер диспетчерского оборудования и телеавтоматики, электромонтер по ремонту вторичной коммутации и связи.

Норматив численности - 2 чел. на 100 установок (телемеханических, панелей, шкафов). Норматив численности на одну установку централизованного телемеханического управления - 1,5 чел;

### 19) Праздничная иллюминация.

Примерный перечень работ: проверка крепления, надежности контактных соединений, замена перегоревших ламп, замена соединительных проводов, замена патронов, выполнение организационно - технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ, выправка опор, ремонт и покраска опор, восстановление нумерации опор, покраска металлических элементов иллюминации, проверка и замена предохранителей, ремонт и замена коммутационных аппаратов и средств защиты.

Примерный перечень профессий: электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования.

Нормативная численность - 1 чел. на 10000 ламп накаливания.

В зависимости от природно-климатических условий нормативная численность рабочих корректируется с учетом поправочных коэффициентов приведенные в табл. 34.

Таблица 34

#### **Поправочные коэффициенты к нормативам численности в зависимости от природно-климатических условий**

| Температурные зоны, районы                            | Поправочные коэффициенты |
|---|--------------------------|
| 4-5   | 1,10                     |
| 6 и местности, приравненные к районам Крайнего Севера | 1,18                     |
| Районы Крайнего Севера                                | 1,22                     |

При определении нормативной численности для предприятий электрических сетей и наружного освещения, имеющих несколько сетевых районов, каждый из которых имеет более 2 тысяч условных единиц обслуживания или удален от основного центра более чем на 25 км, расчет производится для каждого сетевого района отдельно и затем определяется

общая численность по предприятию электрических сетей или наружного освещения путем суммирования численности по каждому району.

Линии напряжением до 1000 В, подвешенные на опорах трамвая и троллейбуса, а также на других опорах, не находящихся на балансе предприятия электрических сетей и наружного освещения, учитываются отдельно. При этом нормативы численности рабочих по обслуживанию таких линий принимаются с коэффициентом 0,23.

При наличии пульта управления наружным освещением телемеханической установки с круглосуточным дежурным персоналом численность рабочих на такой пульт управления принимается равной 4 чел.

Для участков линий, проходящих по труднопроходимым трассам, к нормативам вводятся коэффициенты: для заболоченных трасс - 1,26; для гористых трасс - 1,2.

Нормативами предусмотрено обслуживание распределительных сетей преобладающей II степени сложности. При обслуживании распределительных сетей I степени сложности применять коэффициент 1,11. К распределительным сетям I степени сложности относятся:

а) сети сложной конфигурации, имеющие двухлучевое или кольцевое питание распределительных пунктов (РП) и трансформаторных подстанций (ТП) и РП с несколькими секциями или системами, шин с количеством присоединений не менее 15;

б) сети сложной конфигурации, имеющие двухлучевое или кольцевое питание РП и ТП.

К распределительным сетям II степени сложности относятся распределительные сети, кроме перечисленных выше.

*Таблица 35*

### **Перечень районов температурных зон по Российской Федерации**

| Наименование областей, краев и республик Российской Федерации                | Температурные зоны |
|--|--------------------|
| Амурская область южнее линии Ерофей Павлович Невер - Баладек (исключительно) | 5                  |

|  |   |
|--|---|
| Амурская область севернее линии Ерофей Павлович Невер - Баладек (включительно)   | 6 |
| Приморский край  | 5 |
| Приморский край севернее линии Находка - Тетюхе (исключительно)  | 4 |
| Хабаровский край   | 4 |
| Хабаровский край южнее линии Облучье - Комсомольск - на - Амуре – Мариинские (исключительно),  | 4 |
| Хабаровский край южнее линии Баладек - Усолгин - Маго (исключительно) и севернее линии Облучье - Комсомольск - на - Амуре – Мариинские (включительно), | 4 |
| Хабаровский край южнее 60 параллели и севернее линии Баладек Маго (включительно)   | 5 |

К районам Крайнего Севера относятся: все острова Северного Ледовитого океана и его морей, а также острова Берингова и Охотского морей, а также Хабаровский край - Аяно - Майский и Охотский районы. Местности, приравненные к районам Крайнего Севера: Амурская область - районы: Зейский и Селемджинский, города Зея и Тында с территориями, находящимися в административном подчинении Тындинской администрации; Приморский край - районы: Кавалеровский, Ольгинский, Тернейский и Дальнегорский, рп Восток Красноармейского района с территорией, находящейся в административном подчинении Востокской администрации, Богуславецкий, Вострецовский, Дальнекутский, Измайловский, Мельничный, Роцинский и Таежнинский сельсоветы Красноармейского района; Хабаровский край - районы: Ванинский, Верхнебуреинский, Комсомольский, Николаевский, им. Полины Осипенко, Советско - Гаванский, Солнечный Тугуро - Чуликанский и Ульчский; города: Амурск, Советская гавань и Николаевск-на-Амуре, Комсомольск-на-Амуре, рп «Эльбан» Амурского района с территорией, находящейся в административном подчинении Эльбанской администрации, Вознесенский и Надалинский сельсоветы Амурского района

**20) Система условных единиц, используемая при расчете штатной численности организационной структуры.**

Условные единицы линий электропередач и подстанций:

1) объем воздушных линий электропередач в условных единицах в зависимости от протяженности напряжения, конструктивного использования и материала опор определяется:

Таблица 36

**Объемы работ в условных единицах для ВЛ 220-0,4 кВ**

| Напряжение,                              | Количество усл. ед. на 100 км ВЛ |                           |     |        |
|--|----------------------------------|---------------------------|-----|--------|
|  | дерево                           | дерево на ж/б<br>пасынках | ж/б | металл |
| 220 кВ, с количеством цепей на<br>опоре: |                                  |                           |     |        |
| 1  | 190                              | 155                       | 90  | 140    |
| 2  | -                                | 195                       | 120 | 220    |
| 110 кВ, с количеством цепей на<br>опоре: |                                  |                           |     |        |
| 1  | 170                              | 140                       | 85  | 150    |
| 2  | -                                | 180                       | 110 | 210    |
| 35 кВ, с количеством цепей на<br>опоре:  |                                  |                           |     |        |
| 1  | 170                              | 140                       | 85  | 160    |
| 2  | -                                | 180                       | 110 | 200    |
| 1-20 кВ                                  | 160                              | 140                       | 110 |        |
| 0,4 кВ                                   | 260                              | 220                       | 150 |        |

При расчете условных единиц протяженность ВЛ-0,4 кВ от линии до ввода в здание не учитывается. Условные единицы по ВЛ-0,4 кВ учитывают трудозатраты на обслуживание и ремонт: а) воздушных вводов от линий в здание; б) линий с совместной подвеской проводов. Условные единицы по ВЛ-0,4-20 кВ учитывают трудозатраты оперативного персонала распределительных сетей 0,2-20 кВ.

2) в табл. 37 кабельные вводы учтены в условных единицах кабельных линий напряжением до 1 кВ.

Таблица 37

**Объем работ на 100 км кабельной линии**

| Напряжение, кВ | Количество усл.ед. на единицу измерения |
|----------------|---|
| 110            | 2300                                    |
| 20-35          | 470                                     |

|         |     |
|---------|-----|
| 3-10    | 350 |
| до 1 кВ | 270 |

3) объем подстанций 35-220 кВ, а также ТП, КТП, РП 0,4-20 кВ в условных единицах определяется по табл. 55. В п.1. табл. 55 учтены трудозатраты оперативного персонала подстанций напряжением 35-220 кВ. Условные единицы по п.п. 2-10 (табл. 38) учитывают трудозатраты по обслуживанию и ремонту оборудования, не включенного в номенклатуру условных единиц (трансформаторы напряжения, разрядники, аккумуляторные батареи, сборные шины и т.д.) резервного оборудования. Значениями условных единиц по п.2 «Силовые трансформаторы 1-20 кВ» учитываются только трансформаторы собственных нужд подстанций 35-220 кВ. По пунктам 3-7 (табл. 38) учтены дополнительно трудозатраты на обслуживание и ремонт устройств РЗАИ, а для воздушных выключателей (п. 3) - дополнительно трудозатраты по обслуживанию и ремонту компрессорных установок. По п.п. 11-13 дополнительно учтены трудозатраты оперативного персонала распределительных сетей 0,4-20 кВ. В п. 7 (табл. 38) указаны ориентировочные значения.

Таблица 38

**Объем работ по подстанциям и электротехническим устройствам в условных единицах**

| № п/п | Наименование  | Единица измерения | Кол-во усл.ед. на единицу измерения |            |       |         |
|-------|---|-------------------|-------------------------------------|------------|-------|---------|
|       |   |                   | 220 кВ                              | 110-150 кВ | 35 кВ | 1-20 кВ |
| 1.    | Подстанции  | п/ст              | 210                                 | 105        | 75    | -       |
| 2.    | Силовой трансформатор или реактор (одно- или трехфазный) или вольтодобавочный трансформатор | ед. оборуд.       | 14                                  | 7,8        | 2,1   | 1,0     |

|     |   |               |    |     |     |     |
|-----|---|---------------|----|-----|-----|-----|
| 3.  | Воздушный выключатель                     | ед. на 3 фазы | 43 | 26  | 11  | 5,5 |
| 4.  | Масляный выключатель                      |               | 23 | 14  | 6,4 | 3,1 |
| 5.  | Отделитель с короткозамыкателем           |               | 19 | 9,5 | 4,7 | -   |
| 7.  | Вакуумный и элегазовый выключатель        |               | 10 | 6   | 3   | 1,4 |
| 8.  | Выключатель нагрузки                      | ед. оборуд.   | -  | -   | -   | 2,3 |
| 7.  | Синхронный конденсатор мощн. 50Мвар       |               | -  | -   | -   | 26  |
| 9.  | То же, 50Мвар и более                     |               | -  | -   | -   | 48  |
| 10. | Статические конденсаторы                  | 100 конд.     | -  | -   | 2,4 | 2,4 |
| 11. | Мачтовая ТП (столбовая)                   | ТП            | -  | -   | -   | 2,5 |
| 12. | Однотрансформаторная ТП, КТП              | КТП           | -  | -   | -   | 2,3 |
| 13. | Двухтрансформаторная ТП, КТП              |               | -  | -   | -   | 3,0 |
| 14. | Однотрансформаторная подстанция 34/0,4 кВ | п/ст          | -  | -   | 3,5 | -   |

4) объем прочего оборудования в условных единицах определяется по табл. 39. Условные единицы по электросчетчикам учитываются только для предприятий электрических сетей, выполняющих в числе других функций энергосбыта. Условные единицы по светильникам наружного освещения, закрепленным за предприятиями электрических сетей, учитываются только по светильникам наружного освещения городов и поселков городского типа. Условные единицы по внутридомовому электрооборудованию и бытовым напольным электроплитам учитываются предприятиями электрических сетей при обслуживании и ремонте указанного оборудования предприятиями электрических сетей.

Таблица 39

**Объем работ для прочего оборудования системы электроснабжения**

| Наименование оборудования                             | Единица измерения | Кол-во усл. единиц на единицу измерения |
|---|-------------------|---|
| Электросчетчики однофазные (бытовые)                  | 100 шт.           | 1,1                                     |
| Электросчетчики трехфазные                            |                   | 8,6                                     |
| Светильники наружного освещения с лампами накаливания |                   | 16,3                                    |
| Светильники наружного освещения с                     |                   | 24,4                                    |

|  |          |      |
|--|----------|------|
| газоразрядными лампами                   | 100 шт.  |      |
| опоры светильн. при кабельн. питании     |          | 1,0  |
| Электрочасы                              |          | 50,3 |
| <b>Внутридомовое электрооборудование</b> |          |      |
| в домах с открытой электропроводкой      | 100      | 48,6 |
| в домах со скрытой электропроводкой      | квартир  | 28,3 |
| бытовые напольные электроплиты           | 1000 шт. | 95,7 |

*Пример.* Расчет нормативной численности работников сетевого электроэнергетического предприятия (3 температурная зона). Расчет представлен в табл. 40 и 41.

*Таблица 40*

### Расчет нормативной численности руководителей, специалистов и служащих

| Наименование функций управления                        | Фактор влияния  | Единица измерения | Количественное значение фактора | Нормативная численность, чел. | указатель   |
|--|---|-------------------|---------------------------------|-------------------------------|-------------|
| 1  | 2   | 3                 | 4                               | 5                             | 6           |
| 1. Общее руководство                                   | Средне-<br>списочная<br>численность<br>работников<br>в<br>предприятии | чел.              | 216                             | 2,5                           | табл.<br>28 |
| 2. Бухгалтерский учет и финансовая деятельность        |   |                   |                                 | 4,5                           | табл.<br>28 |
| 3. Комплектование и учет кадров                        |   |                   |                                 | 1                             | табл.<br>28 |
| 4. Материально - техническое снабжение                 |   |                   |                                 | 1,5                           | табл.<br>28 |
| 6. Общее делопроизводство и хозяйственное обслуживание |   |                   |                                 | 1                             | табл.<br>28 |

*Продолжение таблицы 40*

|  |                             |     |       |     |             |
|--|-----------------------------|-----|-------|-----|-------------|
|  |                             |     |       | 5   | 6           |
| 7. Организация технической эксплуатации электроэнергетических устройств, оборудования и сооружений |                             |     |       | 4,5 | табл.<br>28 |
| 8. Охрана труда  |                             |     |       | 1,5 | табл.<br>28 |
| 10. Техничко-экономическое планирование, организация труда и заработной платы                      |                             |     |       | 2   | табл.<br>28 |
| 11. Организация сбыта, контроль за рациональным использованием энергии                             | Кол-во абонентов (потребите | ед. | 19253 | 3   | п. 1        |

|  |  |          |         |     |      |
|--|--|----------|---------|-----|------|
|  | лей)   |          |         |     |      |
| 12. Программное обеспечение и системное администрирование вычислительной техники   | Количество компьютеров                                 | шт.      | 19      | 1,5 | п. 2 |
| 13. Оперативно-диспетчерское обслуживание  | Количество условных единиц                             | усл. ед. | 12453,3 | 5   | п. 3 |
| 14. Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания, средств релейной защиты, автоматики, измерений, телемеханики, электронно-информационных устройств, испытания защитных средств, эксплуатации средств связи | Количество обслуживаемых ПС, МТП, РП, ТП               | ед.      | 396     | 2   | п. 4 |
| 15. Организация ремонта силовых трансформаторов, электротехнического оборудования и масляное хозяйство   | Количество трансформаторов, находящихся в эксплуатации | ед.      | 382     | 1,5 | п. 5 |
| 16. Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования, электроэнергетических устройств и сооружений   |  |          |         |     | п. 6 |

Продолжение таблицы 40

| 1        | 2  | 3       | 4    | 5 | 6 |
|----------|--|---------|------|---|---|
| Район №1 |  |         |      |   |   |
|          | Объем работы района                        | усл. ед | 3386 |   |   |
|          | Среднесписочная численность рабочих района | чел.    | 43   | 4 |   |
| Район №2 |  |         |      |   |   |
|          | Объем                                      | усл. ед | 3034 |   |   |

|                 |  |         |      |   |  |
|-----------------|--|---------|------|---|--|
|                 | работы района                              |         |      |   |  |
|                 | Среднесписочная численность рабочих района | чел.    | 38   | 3 |  |
| <b>Район №3</b> |  |         |      |   |  |
|                 | Объем работы района                        | усл. ед | 3010 |   |  |
|                 | Среднесписочная численность рабочих района | чел.    | 38   | 3 |  |
| <b>Район №4</b> |  |         |      |   |  |
|                 | Объем работы района                        | усл. ед | 3023 |   |  |
|                 | Среднесписочная численность рабочих района | чел.    | 38   | 3 |  |

*Продолжение таблицы 40*

| 1  | 2  | 3    | 4    | 5         | 6    |
|--|--|------|------|-----------|------|
| 15. Организация ремонта электросчетчиков   | Количество электросчетчиков, находящихся в ремонте   | ед.  | 4950 | 0,5       | п. 7 |
| 16. Организация изготовления изделий собственного производства (запасных частей) для ремонтных работ | Среднесписочная численность рабочих службы (участка) | чел. | 15   | 1         | п. 9 |
| <b>ИТОГО</b>   |  |      |      | <b>46</b> |      |

*Таблица 41*

### Определение численности рабочих

| Показатель  | Единица измерения | Количество единиц | Условные единицы | Нормативная численность, чел. |
|---|-------------------|-------------------|------------------|-------------------------------|
| 1   | 2                 | 3                 | 3                | 4                             |
| Воздушные линии электропередачи (напряжением 6-20 кВ)   |                   |                   |                  |                               |
| Тип опоры:  |                   |                   |                  |                               |
| - металлические,  | км                | 6                 | 5 на 100 км      | 0,3                           |
| - ж/б,  | км                | 173,7             | 4 на 100 км      | 6,95                          |
| - деревянные с ж/б приставками,                         | км                | 25,69             | 4,5 на 100 км    | 1,16                          |
| - деревянные  | км                | 11                | 4,5 на 100 км    | 0,5                           |
| Воздушные линии электропередачи (напряжением до 1000 В) |                   |                   |                  |                               |
| Тип опоры:  |                   |                   |                  |                               |
| - металлические,  | км                | 8                 | 3,5 на 100 км    | 0,28                          |
| - ж/б,  | км                | 98,64             | 3,5 на 100 км    | 3,45                          |
| - деревянные с ж/б приставками,                         | км                | 119,48            | 4 на 100 км      | 4,78                          |
| - деревянные  | км                | 10,5              | 4,5 на 100 км    | 0,47                          |
| Кабельные линии до 1 кВ                                 | км                | 240               | 3,5 на 100 км    | 8,4                           |
| Кабельные линии 6-10 кВ                                 | км                | 331               | 3 на 100 км      | 9,93                          |
| Концевые кабельные заделки (воронки)                    | ед.               | 6288              | 2 на 10000 ед.   | 1,26                          |
| Мачтовые трансформаторные подстанции                    | ед.               | 10                | 2,7 на 100 ед.   | 0,27                          |

Продолжение таблицы 41

| 1   | 2   | 3   | 3              | 4    |
|---|-----|-----|----------------|------|
| Закрытые трансформаторные подстанции с одним трансформатором и двухсторонним питанием по высокой стороне  | ед. | 175 | 2,5 на 100 ед. | 4,38 |
| Закрытые трансформаторные подстанции с двумя трансформаторами и двухсторонним питанием по высокой стороне | ед. | 211 | 3 на 100 ед.   | 6,33 |
| Распределительные и фидерные пункты   | ед. | 208 | 1,2 на 100 ед. | 2,5  |
| Распределительные пункты с постоянным дежурством персонала  | ед. | 2   | 4 на ед.       | 8    |
| Количество комплектов АПВ и АВР   | ед. | 10  | 3 на 100 ед.   | 0,3  |
| Количество присоединений на напряжение до 20 кВ   |     |     |                |      |

|   |         |         |                     |            |
|---|---------|---------|---------------------|------------|
| - с вакуумным выключателем;   | ед.     | 356     | 2 на 100 ед.        | 7,12       |
| - с выключателем нагрузки;  | ед.     | 1167    | 2 на 100 ед.        | 23,34      |
| - с разъединителем.   | ед.     | 2168    | 2 на 100 ед.        | 43,36      |
| Количество абонентов<br>(потребителей) бытового сектора,<br>в том числе           |         |         |                     |            |
| - одноэтажная застройка (включая<br>коттеджи независимо от<br>количества этажей); | ед.     | 15857   | 3,5 на 10000<br>ед. | 5,56       |
| - многоэтажная застройка.   | ед.     | 2308    | 3,2 на 10000<br>ед. | 0,74       |
| Количество прочих абонентов<br>(потребителей)                                     | ед.     | 1088    | 2,6 на 1000 ед      | 2,83       |
| Количество счетчиков,<br>находящихся в ремонте                                    |         |         |                     |            |
| Однофазных  | ед.     | 4000    | 2,3 на 10000<br>ед. | 0,92       |
| Трехфазных  | ед.     | 950     | 6                   | 0,57       |
| Количество вакуумных<br>выключателей  | 3 фазы  | 356     | 9,5 на 1000 ед.     | 3,38       |
| Количество выключателей<br>нагрузки и разъединителей                              | ед.     | 3335    | 4 на 1000 ед.       | 13,34      |
| Механические мастерские   | усл.ед. | 12453,3 | 1 на 1000 у.е.      | 12,45      |
| <b>ИТОГО</b>  |         |         |                     | <b>173</b> |

## **ТЕМА 10. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

### **Классификация тепловых сетей.**

Для организации рационального энергоснабжения страны особенно большое значение имеет теплофикация. Важным звеном теплофикационной системы являются системы теплоснабжения – комплекс установок, предназначенных для подготовки, транспорта и использования теплоносителя. Основное назначение их состоит в том, чтобы обеспечить потребителей необходимым количеством теплоты требуемого качества (т.е. теплоносителем требуемых параметров). В зависимости от размещения источников теплоты по отношению к потребителям системы теплоснабжения разделяются на децентрализованные и централизованные.

**В децентрализованных системах** источник теплоты и теплоприемники потребителей либо совмещены в одном агрегате, либо размещены столь

близко, что передача теплоты от источника до теплоприемника может осуществляться практически без промежуточного звена – тепловой сети.

В системах **централизованного теплоснабжения** источник теплоты и теплоприемники потребителей размещены раздельно, часто на значительном расстоянии, поэтому теплота от источника до потребителей передается по тепловым сетям.

В зависимости от степени централизации системы централизованного теплоснабжения можно разделить на следующие четыре группы:

- групповое – теплоснабжение от одного источника группы зданий;
- районное – нескольких районов;
- городское – одного города;
- межгородское – теплоснабжение от одного источника нескольких городов.

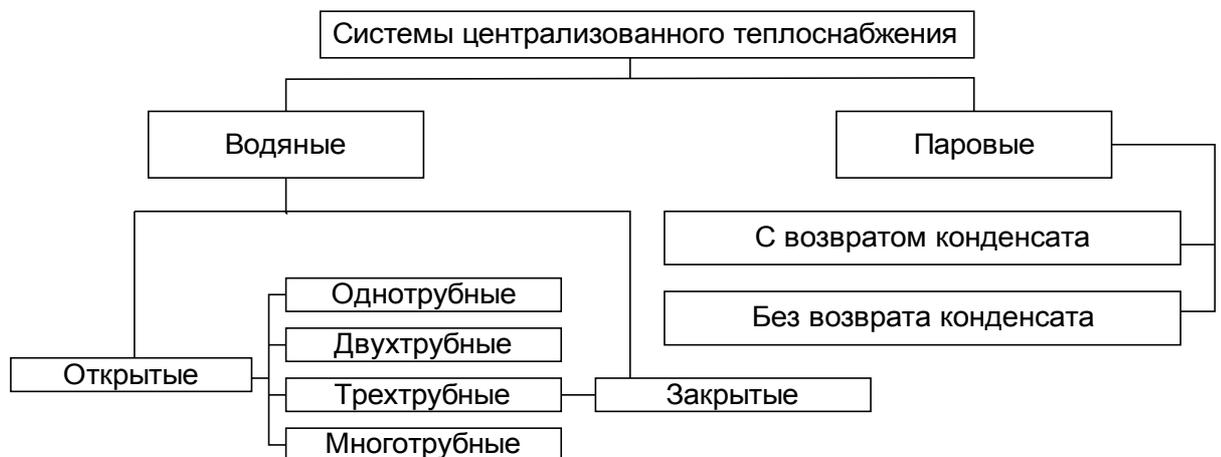
Для транспорта теплоты применяются, как правило, два теплоносителя: вода и водяной пар. Для передачи теплоты на расстояния, измеряемые многими десятками и даже сотнями километров (100...150 км и более), могут использоваться системы транспорта теплоты в химически связанном состоянии. В зависимости от вида теплоносителя системы централизованного теплоснабжения разделяются на водяные и паровые (рис. 10.1).

**Водяные системы.** Их подразделяют на две группы: закрытые (замкнутые) и открытые (разомкнутые). В закрытых системах сетевая вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель, но из сети не отбирается, а в открытых – частично (редко полностью) разбирается у абонентов для горячего водоснабжения. В зависимости от числа трубопроводов, предназначенных для транспорта тепла в одном направлении, водяные системы делятся на одно-, двух-, трех- и многотрубные. Минимальное число трубопроводов для открытой системы равно единице, а для закрытой системы – двум. Наиболее простой системой является однетрубная. Эта система применима в том случае, когда теплоноситель

полностью используется у абонентов, например для горячего водоснабжения, и обратно на станцию не возвращается.

Для теплоснабжения городов в большинстве случаев применяются двухтрубные водяные системы. Тепловая сеть состоит из двух параллельных линий: подающей и обратной. По подающей линии горячая вода подводится от станции к абонентам, по обратной линии охлажденная вода возвращается на станцию. Преимущественное строительство в городах двухтрубных систем объясняется тем, что эти системы дешевле многотрубных по начальным затратам и эксплуатационным расходам и требуют меньших металлозатрат при сооружении. Двухтрубные системы применимы в тех случаях, когда всем потребителям района требуется тепловая энергия одного потенциала.

В промышленных районах, где имеется технологическая тепловая нагрузка повышенного потенциала, может оказаться более целесообразным применение трехтрубных систем. В трехтрубных водяных сетях две линии используются как подающие, а третья – является обратной. К каждой подающей линии присоединяются однородные по потенциалу и режиму тепловые нагрузки. При таком решении полнее используется пар из отборов низкого давления турбины.



**Рис. 10.1.** Системы централизованного теплоснабжения

Число параллельных линий в закрытой системе должно быть не меньше двух, так как после отдачи тепла в абонентских установках теплоноситель

должен быть возвращен на станцию. В зависимости от характера абонентской установки и режима работы тепловой сети выбираются схемы присоединения к тепловой сети. На практике находят применение две принципиально различные схемы присоединения – зависимая и независимая. При первой схеме присоединения вода из тепловой сети непосредственно поступает в приборы абонентской установки, а при второй – вода из тепловой сети проходит через теплообменник, в котором нагревается вторичный теплоноситель, используемый в абонентской установке.

Оборудование абонентского ввода при зависимой схеме присоединения проще и дешевле, чем при независимой схеме. При зависимой схеме присоединения может быть получен большой перепад температур сетевой воды в абонентской установке, чем при независимой схеме. Увеличение перепада температур воды в местной системе уменьшает расход теплоносителя в сети, что приводит к снижению диаметров сети и экономии на начальной стоимости тепловой сети и эксплуатационных расходах. Недостаток зависимых схем присоединения заключается в жесткой гидравлической связи тепловой сети с нагревательными приборами абонентских установок, имеющими, как правило, пониженную механическую прочность, что ограничивает пределы допускаемых режимов работы системы централизованного теплоснабжения. Превышение допустимого давления может привести к авариям в отопительных установках.

В случаях, когда при зависимой схеме нельзя обеспечить допустимый уровень давлений в абонентской установке, применяются независимые схемы присоединения. Кроме того, при независимой схеме снижаются утечки сетевой воды и легче обнаружить возникающие в процессе эксплуатации повреждения системы теплоснабжения. Поэтому по условиям надежности работы систем теплоснабжения крупных городов независимая схема присоединения более предпочтительна.

Для уменьшения расхода воды в сети обратную воду после отопительных установок целесообразно направить для использования в

установки горячего водоснабжения. В случае применения такой схемы снижается температура обратной воды, поступающей на станцию, что позволяет использовать для ее подогрева пар из вакуумных отборов, отчего возрастает удельная выработка электрической энергии на базе теплового потребления. Кроме того, при этой схеме уменьшается расход воды в сети и снижается стоимость транспорта тепла. Преимуществом закрытой системы является гидравлическая изолированность водопроводной воды от сетевой, что обеспечивает стабильное качество горячей воды, поступающей в установки горячего водоснабжения, одинаковое с качеством водопроводной воды. Вода, поступающая в установки горячего водоснабжения, не загрязняется шламом, илом, коррозионными отложениями и др., выпадающими в сети и отопительных приборах. Контроль герметичности теплофикационной системы, который осуществляется по величине подпитки, легко осуществлять.

Основными недостатками закрытых систем являются:

- усложнение оборудования и эксплуатации абонентских вводов горячего водоснабжения из-за установок водоводяных подогревателей;
- коррозия местных установок горячего водоснабжения при мягкой водопроводной воде (жесткость ниже 1 мг-экв/л) из-за поступления недеаэрированной водопроводной воды;
- выпадение накипи в местных водоводяных подогревателях и трубопроводах местных установок горячего водоснабжения при использовании водопроводной воды, имеющей повышенную карбонатную (временную) жесткость (больше 7 мг-экв/л). При закрытых системах теплоснабжения приходится принимать специальные меры для повышения антикоррозионной стойкости местных установок горячего водоснабжения или устанавливать на абонентских вводах специальные фильтры для обескислороживания или стабилизации водопроводной воды и защиты от зашламливания, что повышает стоимость оборудования и усложняет эксплуатацию абонентских вводов.

Основным типом открытых систем теплоснабжения является двухтрубная система. В связи со значительным увеличением подпитки для открытых систем теплоснабжения (1...2% для закрытых систем, 15...20 % и выше для открытых систем) вопросы водоподготовки получают особое значение. Даже в районах с водой средней жесткости (от 1 до 5 мг-экв/л) подпитывание сети сырой водой приводит в большинстве случаев к быстрому зарастанию станционных подогревателей и трубопроводов тепловой сети накипью и шламом.

Основными преимуществами открытых систем по сравнению с закрытыми являются:

- возможность использования для горячего водоснабжения низкопотенциальной отработавшей теплоты электростанций и промышленных предприятий, что дает экономию топлива и удешевляет стоимость горячего водоснабжения;
- упрощение и удешевление абонентских вводов (подстанций) и повышение долговечности местных установок горячего водоснабжения;
- возможность использования для транзитного транспорта теплоты однострубно́й системы.

К недостаткам открытых систем относятся:

- усложнение и удорожание станционной водоподготовки;
- нестабильность воды (по запаху, цветности и другим санитарным качествам), поступающей в водоразбор при зависимой схеме присоединения отопительных установок к тепловой сети и высокой окисляемости водопроводной воды, что может быть устранено практически на 100 % при присоединении отопительных установок по независимой схеме;
- усложнение и увеличение объема санитарного контроля за системой теплоснабжения;
- усложнение эксплуатации из-за нестабильности гидравлического режима тепловой сети, связанной с переменным расходом воды в обратной линии;

- усложнение контроля герметичности системы теплоснабжения в связи с тем, что в открытых системах теплоснабжения расход питательной подпитки не характеризует плотность системы.

### **Паровые системы.**

Паровые системы сооружаются двух типов:

- с возвратом конденсата;
- без возврата конденсата.

В практике промышленной теплофикации имеет широкое применение однотрубная паровая система с возвратом конденсата. Пар из отбора турбины поступает в однотрубную паровую сеть и транспортируется по ней к потребителям тепла. Схемы присоединения абонентских установок к паровой сети зависят от характера этих установок.

Конденсат возвращается на станцию по общему конденсатопроводу. Возврат чистого конденсата из абонентских установок на теплоэлектроцентраль имеет серьезное значение для надежности, бесперебойности и экономичности работы станции. При ограниченной производительности станционной химводоочистки перебои в возврате конденсата или получение недоброкачественного конденсата приводят к снижению количества отпускаемого тепла. Замена конденсата химически очищенной водой вызывает увеличение продувки котлов и ухудшает экономичность котельной установки. Весьма важное значение для долговечности открытых систем имеет температура возвращаемого конденсата. Чем выше температура конденсата, тем ниже содержание в нем растворенного кислорода.

В некоторых случаях может оказаться рациональным использовать паровые системы без возврата конденсата, т.е. не возвращать конденсат на ТЭЦ. При этом упрощаются и удешевляются тепловая сеть (за счет конденсатопровода) и абонентская установка (из-за замены поверхностного подогрева смешивающим), а также экономится электроэнергия на перекачку, но при этом возрастает начальная стоимость станции и увеличиваются потери

котельной из-за повышения величины продувки котлов. Проведенные исследования показывают, что для ТЭЦ низкого и среднего давления при удовлетворительном качестве исходной сырой воды (солесодержание менее 250 мг/л) экономически целесообразно использовать конденсат у абонентов для технологического горячего водоснабжения.

### **Сверхдальняя транспортировка теплоты.**

В связи с ужесточением экологических норм защиты окружающей среды существенно увеличилось минимально допустимое расстояние от атомных источников, а также от мощных источников теплоты на твердом топливе до границы крупных городов. В некоторых случаях эти расстояния могут составлять 100...150 км и более. Для этой цели предлагается использовать процессы, позволяющие существенно повысить количество передаваемой теплоты в единице транспортируемого объема энергоносителя.

Система дальней транспортировки теплоты в химически связанном состоянии по сравнению с двухтрубной водяной системой теплоснабжения имеет следующие основные преимущества:

возможность передачи теплоты на большие расстояния (100 км и более) практически без потерь в окружающую среду;

упрощение конструкции дальних трубопроводов и снижение их стоимости благодаря отсутствию тепловой изоляции и компенсаторов температурных деформаций, а также увеличению пропускной способности по теплоте примерно в три раза по сравнению с водяной двухтрубной системой при трубопроводах одного и того же диаметра.

К основным недостаткам рассматриваемой системы относятся:

усложнение и удорожание теплоисточников;

снижение удельной комбинированной выработки электрической энергии.

### **Выбор теплоносителя и системы теплоснабжения.**

Выбор теплоносителя и системы теплоснабжения определяется техническими и экономическими соображениями и зависит главным образом

от характера теплового источника и вида тепловой нагрузки. Рекомендуется максимально упрощать систему теплоснабжения. Чем система проще, тем она дешевле в сооружении и надежнее в эксплуатации. Наиболее простое решение дает применение единого теплоносителя для всех видов тепловой нагрузки. При выборе системы теплоснабжения и параметров теплоносителя учитываются технические и экономические показатели по всем элементам системы: станции, сети, абонентским установкам. Энергетически вода выгоднее пара. Применение ступенчатого подогрева воды на станции позволяет получать высокую степень использования отработавшего пара низкого давления, при повышении которой возрастает комбинированная выработка электрической энергии на базе теплового потребления и увеличивается экономия топлива. В паровых системах вся тепловая нагрузка покрывается обычно паром повышенного давления. Применение струйной компрессии на станции дает возможность частично использовать отработавший пар низкого давления, что повышает экономичность паровых систем. Однако даже в этом случае степень использования пара низкого давления в паровых системах ниже, чем в водяных.

К основным преимуществам воды как теплоносителя по сравнению с паром относятся:

- сохранение конденсата на станции (это имеет особенно важное значение для станции высокого давления);
- возможность центрального регулирования основной тепловой нагрузки путем изменения температурного или гидравлического режимов;
- более высокий КПД из-за отсутствия в абонентских установках потерь конденсата и пара, имеющих место в паровых системах;
- повышенная аккумулялирующая способность водяной системы.

Вода как теплоноситель имеет следующие основные недостатки:

- большие расходы электроэнергии на перекачку по сравнению с расходом электроэнергии на перекачку конденсата в паровых системах; этот недостаток воды имеет существенное значение только в тех случаях, когда

теплоснабжение ведется от котельных; при теплофикации перерасход электроэнергии на перекачку воды перекрывается выигрышем на комбинированном производстве электроэнергии на станции, так как из-за гидравлических потерь в сети давление пара на станции в паровых системах должно быть выше, чем в водяных;

- большая чувствительность к авариям; утечки теплоносителя из паровых сетей вследствие значительных удельных объемов пара во много (порядка 20...40) раз меньше, чем в водяных системах; При небольших повреждениях паровые сети могут продолжительно оставаться в работе, в то время как водяные системы требуют остановки;

- большая масса теплоносителя и жесткая гидравлическая связь между всеми точками системы, что сопряжено с опасностью превышения допустимых давлений в концевых и пониженных точках системы.

По условиям удовлетворения теплового режима абонентских установок вода и пар могут считаться равноценными теплоносителями. Только в случаях, когда пар используется непосредственно для технологического процесса (обдувка, пропарка и т.д.), он не может быть заменен водой. Большое значение имеет правильный выбор параметров теплоносителя, повышение которых приводит к уменьшению диаметров тепловой сети и снижению расходов по перекачке (при воде). При теплофикации необходимо учитывать влияние параметров теплоносителя на экономику станции. Нередко требование предприятий на подачу пара повышенных параметров определяется не условиями технологического процесса, а случайными местными обстоятельствами, например большим падением давления во внутризаводских сетях. Путем модернизации абонентских систем часто удается заметно снизить требуемое давление пара на вводе.

#### **Элементы оборудования тепловых сетей.**

Схема тепловой сети определяется размещением теплоэлектроцентралей и тепловых потребителей, характером теплового потребления и родом теплоносителя. Основными принципами, которыми

следует руководствоваться при выборе схемы, являются надежность и экономичность. Если теплоносителем является пар, то наиболее экономичным и в то же время достаточно надежным решением является прокладка однетрубного паропровода. При дублировании тепловых сетей возрастают начальная стоимость и расход металла на сооружение сети. Вопросы о дублировании водяных сетей обычно не возникает, так как их потребители допускают благодаря аккумулялирующей способности своих систем кратковременные остановки в подаче тепла (8... 12 ч), из-за возможных аварий.

При выборе конфигурации сетей следует, как правило, стремиться к получению наиболее простых решений и минимальной протяженности теплопроводов. При проектировании сетей от одного источника теплоснабжения рекомендуется, как правило, выбрать простую радиальную сеть с постепенным уменьшением диаметра по мере удаления от станции и снижения тепловой нагрузки. Такая сеть является наиболее дешевой по начальным затратам, требует наименьшего расхода металла на сооружение и проста в эксплуатации. Основным недостатком радиальных сетей принято считать отсутствие резервирования (при аварии на одной из магистралей радиальной тепловой сети прекращается теплоснабжение потребителей, расположенных за местом аварии).

### **Строительные конструкции.**

Наиболее распространенным типом прокладки теплопроводов является подземная прокладка. Все конструкции подземных теплопроводов можно разделить на две группы: канальные и бесканальные. В канальных конструкциях тепловая изоляция разгружена от внешних нагрузок грунта стенками канала, а в бесканальных она испытывает нагрузку грунта. Каналы сооружаются проходными, полупроходными и непроходными. Большинство теплопроводов прокладывается в непроходных каналах или бесканально. Все конструкции теплопроводов в непроходных каналах можно разбить на две

группы: с воздушной прослойкой между поверхностью изоляции и стенками канала и без воздушной прослойки.

### **Смета на капитальное строительство и ее составление.**

Важнейшим и неизменным документом, на основе которого планируют капитальное строительство и его финансирование, является смета. Сводная смета по промышленному строительству содержит 12 глав, включающих в себя затраты:

- на подготовку территории строительства;
- объекты основного производственного назначения;
- объекты подсобного производственного и обслуживающего назначения;
- объекты энергетического хозяйства;
- объекты транспортного хозяйства и связи;
- внешние сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения;
- объекты газоснабжения;
- благоустройство и озеленение территории предприятия;
- охрану окружающей среды и компенсацию потерь, вызванных строительством (затопление земель и т.п.);
- создание строительного хозяйства на площадке;
- содержание дирекции строящегося предприятия и авторский надзор проектных организаций за строительством;
- подготовку эксплуатационных кадров, проектные и изыскательские работы и прочие затраты.

Резерв средств на непредвиденные работы и затраты предусматривают в размере 2..7 %.

В объем финансирования входят все средства, необходимые для строительства, а в капитальные затраты – средства, полностью относящиеся к данному объекту. Так, в капитальные затраты не входят возвратные суммы, часть средств на объекты, имеющие комплексное использование

(водохранилища, железные и шоссейные дороги и др.). Средства на жилищные и культурно-бытовые объекты для персонала, занятого на строительстве, входящие в смету, учитывают в капитальных затратах по данному предприятию только в той мере, в какой они превышают средние по стране показатели. В то же время в капитальные затраты входят средства, необходимость в которых возникает спустя несколько лет после ввода данного предприятия в эксплуатацию для поддержания проектной мощности объекта (например, угольной шахты), а также на геологическую разведку данного месторождения. К капитальным затратам относятся также минимальные оборотные средства, постоянно находящиеся в распоряжении предприятия. Для оценки эффективности капитальных затрат их расчет проводится с учетом периода строительства и распределения по годам

Промышленные объекты проектируют в соответствии со схемой развития и размещения соответствующей отрасли промышленности на основании задания на проектирование, которое составляет заказчик. Проект выполняют в одну или две стадии. В одну стадию проектируют объекты, строительство которых предполагается осуществить по типовым проектам, а также по технически не сложным проектам. Строительство по типовым проектам способствует индустриализации, снижению сроков и стоимости. При проектировании в две стадии на первой из них разрабатывают проект, а на второй – рабочие чертежи. При одностадийном проектировании делают рабочий чертеж, т.е. проект, совмещенный с рабочими чертежами. Проектирование в две стадии допускается для крупных и сложных промышленных комплексов, а также в случаях применения новой, неосвоенной технологии производства, головных образцов сложного технологического оборудования, сложных архитектурно-строительных решений и при особо сложных условиях строительства. Проектирование уникальных объектов ведется на конкурсной основе.

Руководящими для проектирования являются:

- законы РФ, указы Президента Российской Федерации, решения Правительства Российской Федерации и другие нормативные акты по вопросам проектирования для капитального строительства;
- общероссийские строительные нормы и правила (СНиП);
- нормы технологического проектирования;
- стандарты на технологическое оборудование, строительные материалы, детали, конструкции, санитарно-техническое оборудование и др.;
- документы, содержащие требования к научной организации труда и управлению предприятием, охране природы и указания по проектированию автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Исходным материалом для составления смет служат: данные проекта по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ; прейскурант на оборудование и материалы; нормы и расценки на строительные и монтажные работы; тарифы на перевозку грузов; нормы накладных расходов и др. В сметную стоимость строительно-монтажных работ входят основные затраты, накладные расходы и плановые накопления. Основные затраты состоят из основной заработной платы рабочих, занятых непосредственно на строительно-монтажных работах; стоимости материалов с учетом их доставки; расходов по эксплуатации машин и механизмов и др. Накладные расходы включают в себя следующие расходы: административно-хозяйственные, по обслуживанию рабочих, организации работ и непроизводственные (последние планируют, а при наличии учитывают в фактических расходах). Накладные расходы регламентируются в пределах 16...20%. Размер плановых накоплений определяют по нормативу, отнесенном к сумме основных и накладных расходов, принимаемому равным 8 %.

#### **Методика определения капитальных затрат.**

Капитальные затраты в строительство объектов энергетики рассчитываются по укрупненным показателям стоимости, которые разрабатываются проектными организациями по материалам конкретных проектов и их статистической обработки. Укрупненные показатели даются: на

1 м<sup>3</sup> здания определенного типа ( $k_{зд}$ , р./м<sup>3</sup>), на единицу массы теплообменника ( $k_f$ , р./кг), единицу материальной характеристики тепловой сети определенного типа ( $k_{м.с}$ , р./м<sup>2</sup>) и т.д.

Капитальные затраты в строительство объекта должны включать в себя капитальные затраты, имеющие место на всех этапах расчетного периода, т.е. на прединвестиционной, инвестиционной и эксплуатационной стадиях.

На прединвестиционной стадии в составе капитальных затрат учитываются:

- расходы на предварительные технико-экономические исследования, маркетинговые исследования, на разработку проекта, оплату консультационных услуг при разработке проекта;

- расходы на эмиссию ценных бумаг, включающие в себя расходы на составление и издание проспектов о новом выпуске акций;

- затраты на создание временных сооружений и пр.

На стадии осуществления проекта, инвестиционной стадии, оцениваются капитальные затраты и расходы:

- на приобретение лицензии, дающей право осуществлять передачу энергии на данной территории;

- покупку земельного участка и подготовку его к началу строительства объекта;

- строительство зданий, сооружений;

- покупку и монтаж основного и вспомогательного оборудования, передаточных устройств, транспортных средств и т.д.;

- формирование оборотного капитала, необходимого для начала полной или частичной эксплуатации объекта (включаются расходы на создание запасов вспомогательных материалов, запасных частей и т.д.).

На стадии разработки проекта составляется смета капитальных затрат. Исходной информацией для составления сметы служат данные проекта: состав оборудования, объем строительных и монтажных работ, а также нормы

и расценки на строительные-монтажные работы, прейскурантные или договорные цены на оборудование и материалы.

Ввиду большой трудоемкости составление сметы на этапе предварительных технико-экономических исследований допустимо при расчете капитальных затрат использовать нормативы удельных показателей проектных организаций.

### **Капитальные затраты в тепловые сети.**

Капитальные затраты во вновь сооружаемые тепловые сети определяются по смете на основе проектных разработок. При отсутствии таких данных капитальные затраты в тепловую сеть, состоящую из участков с различными диаметрами и различной длиной, можно ориентировочно вычислить по формуле, р.:

$$K_{m.c} = a \epsilon_l^c L + b \epsilon_l^c d^4 L, \quad (10.1)$$

где  $a$  и  $b$  – постоянные коэффициенты, зависящие от типа и конструкции теплопровода, а также от состояния грунта;

$\epsilon_l^c L$  – суммарная длина всех трубопроводов сети, м;

$L$  – длина трубопроводов, м;

$d$  – диаметр трубопроводов, м.

При прокладках в мокрых грунтах стоимость сооружения возрастает на 15...20 %. Выражение,  $M = \epsilon_l^c L$  определяемое как сумма произведений диаметров трубопроводов, называется **материальной характеристикой тепловой сети.**

Таким образом, капитальные затраты в тепловые сети рассчитываются по следующей формуле, р.:

$$K_{m.c} = a \epsilon_l^c L + b \epsilon_l^c M. \quad (10.2)$$

Материальная характеристика определяется на основании результатов гидравлического расчета. При отсутствии результатов гидравлического расчета она может быть предварительно определена по следующей формуле, м:

$$M = \sqrt[n]{M_l}, \quad (10.3)$$

где  $n$  – число отдельных линий в тепловой сети;

$M_l$  – материальная характеристика каждой линии тепловой сети, м.

Материальная характеристика каждой линии тепловой сети может быть представлена как произведение удельной материальной характеристики  $M_{уд}$ , отнесенной к единице расчетного расхода теплоносителя, кг/с, на расчетный расход теплоносителя в этой линии  $G$ , кг/с:

$$M_l = M_{уд} G. \quad (10.4)$$

Удельная материальная характеристика каждой линии тепло-Вой сети в пределах площади застройки может быть вычислена по Следующей формуле, м<sup>2</sup>/(кг/с):

$$M_{уд} = \frac{17,5}{G^{0,03} \psi q_e^{0,48} \psi q_n^{0,14} \psi m^{0,12} \psi R_l^{0,19}}, \quad (10.5)$$

где  $G$  – расчетный расход сетевой воды в данной линии, кг/с;

$q_e$  – водоплотность района теплоснабжения – это показатель, аналогичный теплоплотности, равен расчетному расходу сетевой воды в данной линии  $G$ , кг/с, деленному на площадь района застройки  $F$ , га [кг/(ста)];

$q_n$  – расчетный расход сетевой воды на одну групповую тепловую подстанцию или на один абонентский ввод, кг/с;

$m$  – соотношение сторон района теплоснабжения (меньшей стороны к большей) при приведении формы района к прямоугольнику;

$R_l$  – удельное линейное падение давления в главной магистрали, Па/м.

Длина всех трубопроводов одной линии:

$$L_n = L_{y0} \psi G. \quad (10.6)$$

Удельная протяженность каждой линии тепловой сети  $L_{y0}$ , м/(кг/с), в пределах площади застройки, отнесенная к единице расчетного расхода теплоносителя в этой линии, кг/с, может быть вычислена как:

$$L_{y0} = \frac{170}{G^{0.09} \psi q_s^{0.45} \psi q_n^{0.47} \psi m^{0.1}}. \quad (10.7)$$

Суммарная длина всех трубопроводов тепловой сети:

$$L = \sum_l^c L_n + G \psi L_{y0}. \quad (10.8)$$

Если вычислена материальная характеристика тепловой сети для одного из сравниваемых вариантов, то материальная характеристика сети при всех других вариантах может быть определена простым перерасчетом. На основании зависимостей, приведенных в гидравлическом расчете, выводятся следующие уравнения для перерасчета материальной характеристики паровых сетей:

$$M_n = M_1 \psi_3^{\text{ж}} \frac{\Delta p_1 \psi \rho_1 \psi}{\Delta p_n \psi \rho_n \psi}, \quad (10.9)$$

где  $M_n$  – материальная характеристика тепловой сети при падении давления в сети  $\Delta p_1$  и средней плотности пара  $\rho_1$ ;

$M_l$  – материальная характеристика тепловой сети при падении давления в сети  $\Delta p_n$  и средней плотности пара  $\rho_n$

для водяных сетей:

$$M_n = M_1 \psi (G_n / G_1)^{0.38} \psi (R_1 / R_n)^{0.19}, \quad (10.10)$$

или

$$M_n = M_1 \psi (\Delta \tau_1 / \Delta \tau_n)^{0.38} \psi (R_1 / R_n)^{0.19}, \quad (10.11)$$

где  $M_n$  – материальная характеристика тепловой сети при расчетном расходе воды  $G_n$ , расчетном перепаде температур  $\Delta \tau_n$  и линейном удельном падении давления в главной магистрали  $R_n$ ;

$M_l$  – то же при расходе воды  $G_l$  расчетном перепаде температур  $\Delta \tau_l$ , и линейном удельном падении давления в главной магистрали  $R_l$ .

Для приближенных расчетов при использовании удельных капитальных вложений можно найти капиталовложения в тепловые сети по следующей формуле:

$$K_{m.c} = \sum_1^n k_{m.c} \psi L \psi D \psi C_p, \quad (10.12)$$

где  $k_{m.c}$  – удельные капитальные вложения на единицу материальной характеристики тепловой сети;

$L$  – длина тепловой сети

$D$  – диаметр трубопровода;

$C_p$  – коэффициент, учитывающий район сооружения тепловой сети.

При предварительных расчетах, когда неизвестна протяженность и диаметр тепловой сети, капитальные вложения в тепловые сети и паропроводы можно найти по выражению, млн р.:

$$K_{m.c} = (\bar{K}_{m.c} \psi Q_c^{om} + \bar{K}_{n.c} \psi Q_c^{np}) \psi 10^{-3}, \quad (10.13)$$

где  $\bar{K}_{m.c}$ ,  $\bar{K}_{n.c}$  – капитальные вложения в тепловые магистральные сети и паропроводы, тыс. р./ГДж;

$Q_c^{om}$ ,  $Q_c^{np}$  – максимальная часовая потребность в теплоте отопительных и производственных параметров, ГДж.

При проектировании тепловых сетей следует применять следующие технические решения, ведущие к снижению стоимости их строительства:

- увеличение параметров теплоносителя у источников тепла, снижение удельных потерь напора на трение в трубах и повышение температурного графика, что ведет к снижению диаметров труб и экономии металла;

- улучшение схемы и конфигурации сетей в плане, что ведет к уменьшению длительности трубопроводов и выбору труб меньшего диаметра, расширение сортамента применяемых труб по диаметрам;

- более дешевые конструкции и материалы с минимальными затратами материала;

- более дешевые способы прокладки, ведущие к снижению строительных и изоляционных конструкций, монтажа и более совершенной облегченной арматуры, отвечающей расчетным параметрам тепловой сети.

Значительно удешевить стоимость тепловых сетей позволяют следующие мероприятия:

- правильный выбор расчетных нагрузок – для конструкций внутриквартальных теплосетей они могут быть снижены почти вдвое по сравнению с обычно принимаемыми нагрузками;

- сближение сетей прямого и обратного теплопроводов, а также размещение их в одном вертикальном ряду, благодаря чему уменьшается пролет перекрытия канала и снижается стоимость строительной части до 15 %;

- разработка и внедрение в строительство новых рациональных конструкций прокладки теплопроводов;

- применение П-образных компенсаторов вместо сальниковых и линзовых;

- рациональная трассировка в плане и по вертикали.

### **Факторы, влияющие на себестоимость передачи тепловой энергии.**

В расчет себестоимости передачи и распределения тепловой энергии входят затраты:

- на материалы;

- оплату транспортных услуг;

- оплату электроэнергии для привода сетевых насосов;
  - покрытие потерь теплоты в распределительных сетях;
  - заработную плату;
  - отчисления на социальные нужды;
  - амортизационные отчисления;
  - оплату работ и услуг производственного характера силами сторонних организаций;
  - оплату комиссионных вознаграждений жилищным организациям за сбор платежей на теплоснабжение;
  - страховые платежи (медицинское страхование, негосударственные пенсионные фонды);
  - страховые платежи (имущества, средств транспорта, источников повышенной опасности);
  - отчисления в дорожный фонд;
  - прочие затраты.
- В состав прочих затрат входят:
- оплата услуг городской связи;
  - оплата услуг электростанции или электростанциям ТГК (ОГК), отпускающей тепловую энергию с коллектора для теплосети;
  - оплата услуг банка;
  - платежи за землю;
  - оплата за очистку промышленных вод;
  - арендная плата;
  - затраты на содержание и обслуживание помещений;
  - затраты на обслуживание и ремонт оргтехники;
  - износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов;
  - затраты по подготовке кадров;
  - плата за оформление имущества;
  - плата за оформление земельно-правовых отношений;
  - отчисления филиалу Ростехнадзора России;

- налог с владельцев транспортных средств.

Себестоимость передачи и распределения тепловой энергии зависит от многих факторов, наиболее важными из которых являются:

- затраты на материалы. Эти затраты зависят от качества и стоимости использованных материалов. Могут применяться более дорогие материалы, но с большим сроком службы и требующие меньших затрат в обслуживании;

- себестоимость {или тарифы) электроэнергии для привода сетевых насосов. Для снижения затрат на покупную электроэнергию необходимо устанавливать двигатели в точном соответствии с необходимой мощностью, улучшенными техническими характеристиками и более совершенных конструкций, потребляющие меньше энергии. Необходимо также внедрять новые технологии и использовать достижения НТП;

- снижение потерь теплоты в распределительных сетях. Этого можно добиться при использовании более совершенных материалов для изготовления труб и изоляционных покрытий, ликвидации утечек воды и пара;

- снижение затрат на заработную плату. Снижение потерь по этой категории достигается в случае привлечения к работе высококвалифицированных специалистов, объединения рабочих мест и т.д.;

- затраты на оплату услуг сторонних организаций. Стоимость услуг сторонних организаций всегда очень высокая. Значительно выше стоимость работ, выполняемых силами собственного персонала. В связи с этим, для принятия решения о привлечении сторонних организаций необходимо проводить тщательные расчеты по загруженности собственного персонала. Если собственный персонал в значительной мере недогружен, то использование привлеченного персонала для выполнения определенных видов услуг и на определенное время обходится дешевле содержания для этих целей собственного персонала.

**Затраты на перекачку теплоносителя.**

Значительной статьей эксплуатационных расходов в водяных тепловых сетях являются затраты на перекачку теплоносителя, включающие в себя стоимость электроэнергии, расходуемой на привод сетевых насосов. Учитывая большую долю этих затрат в суммарных издержках тепловых сетей, а также их роль при оптимизации режимов тепловых сетей (например, при определении оптимального удельного падения давления в сети), целесообразно выделить отдельно и рассмотреть более подробно эту составляющую затрат и факторы на нее влияющие.

Расход энергии на перекачку теплоносителя рассчитывается как

$$W_n = \frac{G \Delta p \eta_n}{\rho \eta_{н.у}} \cdot 10^{-3}, \quad (10.14)$$

где  $G$  – расход воды в сети (подача насоса), кг/с;

$\Delta p$  – перепад давлений, развиваемый насосами, Па;

$n$  – число часов работы насосов за год;

$\rho$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup> (в среднем  $\rho = 975$  кг/м<sup>3</sup>);

$\eta_{н.у}$  – КПД насосной установки (произведение КПД насоса  $\eta_n$ ) на КПД

электродвигателя  $\eta_d$ ), для средних условий  $\eta_{н.у} = 0,6 \dots 0,7$ .

Если система работает при переменном гидравлическом режиме, например в условиях резко отличающихся тепловых нагрузок (зимней и летней), или при количественном регулировании, то годовой расход электроэнергии на перекачку теплоносителя, кВт·ч/год, определяется по формуле:

$$W_n = \frac{G_1 \Delta p_1 \eta_{н.у1}}{\rho_1 \eta_{н.у1}} + \frac{G_2 \Delta p_2 \eta_{н.у2}}{\rho_2 \eta_{н.у2}} + \dots + \frac{G_n \Delta p_n \eta_{н.уn}}{\rho_n \eta_{н.уn}}, \quad (10.15)$$

где  $n_1, n_2, \dots, n_n$  – число часов работы системы при расходах воды  $G_1, G_2, \dots, G_n$  и при соответствующих перепадах давлений  $\Delta p_1, \Delta p_2, \dots, \Delta p_n$ .

Перепад давлений, развиваемый насосами, можно считать состоящим из трех слагаемых: потери давления на станции  $\Delta p_{ст}$ , в сети  $\Delta p_c$  и узле присоединения абонентов  $\Delta p_{аб}$ :

$$\Delta p = \Delta p_{cm} + \Delta p_c + \Delta p_{аб}.$$

(10.16)

При изыскании оптимальных параметров тепловой сети (удельной потери давления, расчетного перепада температур и др.) переменной величиной обычно является потеря давления в сети. Потери давления в стационарной установке и на абонентских вводах как постоянные можно в этих расчетах не учитывать. Потеря давления в сети, Па,

$$\Delta p_c = R_n \cdot 4L \cdot \alpha, \quad (10.17)$$

где  $R_n$  – удельное линейное падение давления в главной магистрали, Па/м;

$L$  – длина главной магистрали (равная сумме длине подающей и обратной линий), м;

$\alpha$  – коэффициент местных потерь.

Ежегодные затраты на электроэнергию, расходуемую на перекачку теплоносителя по сети, р./год:

$$Z_n = W_n \cdot T_n,$$

(10.18)

где  $T_n$  – тариф на электроэнергию, отпускаемую предприятиям «Тепловые сети», р./(кВт · ч).

Себестоимость перекачки единицы отпущенной тепловой энергии определяется по формуле:

$$S_m = \frac{Z_n}{Q}, \quad (10.19)$$

где  $Q$  – отпуск тепловой энергии потребителям, ГДж/год или Гкал/год.

#### **Затраты на оплату труда.**

При расчете затрат на оплату труда для ориентировочных расчетов штатный коэффициент по тепловым сетям, чел./(МДж/с), чел./(Гкал/ч), можно определить по формуле:

$$n_{m.c} = 4,54 \sqrt{F} / Q_p, \quad (10.20)$$

где  $F$  – площадь района теплоснабжения, га;

$Q_p$  – расчетная тепловая нагрузка района, МДж/с или Гкал/ч.

Штатный коэффициент по тепловым сетям зависит от мощности системы, радиуса действия тепловой сети, теплоплотности района и вида теплоносителя. В среднем штатный эксплуатационный коэффициент по предприятиям «Тепловые сети» равен 0,12...0,26 чел./(МДж/с) или 0,14...0,3 чел./(Гкал/ч). Ремонтный персонал, составляющий в среднем 25...30% эксплуатационного персонала, этой формулой не учитывается. Оплата труда ремонтного персонала при формировании на предприятии ремонтного фонда учитывается в «Прочих затратах».

### **Затраты на покрытие потерь теплоты в распределительных сетях.**

Расчет тепловых потерь ведется до разработки рабочих чертежей (т.е. когда конструкция изоляции неизвестна), поэтому их стоимостная оценка производится по укрупненным показателям-

Для приближенного определения тепловых потерь сети, ГДж/год или Гкал/год, пользуются выражением

$$Q_{m.c} = q_{m.c} M_{yc} \quad (10.21)$$

где  $q_{m.c}$  – удельные ежегодные тепловые потери, отнесенные к 1 м<sup>2</sup> условной материальной характеристики  $M_{yc}$  тепловой сети ГДж/(м<sup>2</sup>·год) или Гкал/(м<sup>2</sup>·год);

$$q_{m.c} = \pi \cdot k \cdot \psi \cdot (\tau_{cp} - t_0) \cdot (1 + \mu) \cdot m \cdot 10^{-6}, \quad (10.22)$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи теплопровода с учетом тепловой изоляции, канала и грунта, отнесенный к условной площади наружной поверхности изоляции трубопровода, Вт/(м<sup>2</sup> · К) или ккал/(м<sup>2</sup> · ч · °С);

$\tau_{cp}$  – среднегодовая температура теплоносителя, °С;

$\mu$  – коэффициент местных потерь;

$m$  – длительность работы тепловой сети, с/год или ч/год.

Для предварительных расчетов можно принимать

$$k = 0,8... 1,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) = 0,7... 1,0 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°С}).$$

Среднегодовая температура теплоносителя определяется из выражения:

$$\tau_{cp} = \frac{\tau_1 \psi m_1 + \tau_2 \psi m_2 + \dots + \tau_n \psi m_n}{m_1 + m_2 + \dots + m_n}, \quad (10.23)$$

где  $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$  – температура теплоносителя, °С;

$m_1, m_2, \dots, m_n$  – длительность работы теплопровода при указанных температурах теплоносителя.

Для водяных сетей  $\tau_{cp}$  – полусумма среднегодовых температур в подающем и обратном трубопроводах. Для паровых сетей с постоянным режимом давлений  $\tau_{cp}$  принимается равной средней температуре пара. Для надземных теплопроводов на открытом воздухе  $t_0$  принимается равной среднегодовой наружной температуре. Для подземных теплопроводов  $t_0$  принимается равной среднегодовой температуре грунта на глубине оси теплопровода.

Если известны тепловые потери сети  $Q_{m,n}^{\check{y}}$  при условной материальной характеристике  $M_{yc}^{\check{y}}$  и средней температуре теплоносителя  $\tau_{ep}^{\check{y}}$ , то при других значениях этих переменных тепловые потери могут быть определены посредством простого пересчета по формуле

$$Q_{m,n} = Q_{m,n}^{\check{y}} \psi \frac{M_{yc} \psi (\tau_{cp} - t_0)}{M_{yc}^{\check{y}} \psi (\tau_{ep}^{\check{y}} - t_0)}. \quad (10.24)$$

Стоимость тепловых потерь в теплосети определяется следующим образом, р./год:

$$C_{m,n} = Q_{m,n} \psi T_q, \quad (10.25)$$

где  $Q_{m,n}$  – тепловые потери в тепловых сетях, ГДж/год или Гкал/год;

$T_q$  – себестоимость производства тепловой энергии, если тепловые сети представляют собой подразделения электростанции, или тариф на тепловую энергию, если тепловые сети – самостоятельное, экономически не зависящее предприятие, р./ГДж или р./Гкал.

Удельная стоимость тепловых потерь на единицу отпущенной тепловой энергии, р./ГДж или р./Гкал,

$$S_{m.n} = \frac{C_{m.n}}{Q}, \quad (10.26)$$

где  $Q$  – отпуск тепловой энергии, ГДж/год или Гкал/год.

### **Организационная структура управления тепловыми сетями.**

Эффективность работы энергетического хозяйства промышленного предприятия во многом определяется организационной структурой управления энергослужбой. Управление любым производственно-хозяйственным объектом – это процесс подготовки, принятия и осуществления управленческого решения для достижения поставленных целей. При управлении энергетическим производством необходимо учитывать его особенности: одновременность и непрерывность процессов производства, передачи, распределения и потребления энергии; невозможность складирования энергии, что обуславливает зависимость выработки энергии в соответствии с изменением ее потребления; невозможность бракования продукции и изъятия ее из потребления, что накладывает на энергопредприятия ответственность за постоянное качество энергии (поддержание в определенных пределах параметров энергии – давления и температуры пара для тепловой энергии); непостоянство режима работы энергетического производства как в течение года, так и в течение суток (в основе этого непостоянства лежат, с одной стороны, природно-климатические факторы (колебания температур, изменение естественной освещенности и т.п.), с другой стороны, особенности технологического процесса различных предприятий и отраслей. Указанные особенности энергетического производства определяют актуальность обеспечения достаточного уровня надежности работы энергетического хозяйства для бесперебойности энергоснабжения потребителей.

К энергетическим предприятиям относят: электростанции, котельные, предприятия тепловых и электрических сетей. Передача и распределение тепловой энергии осуществляется предприятиями тепловых сетей.

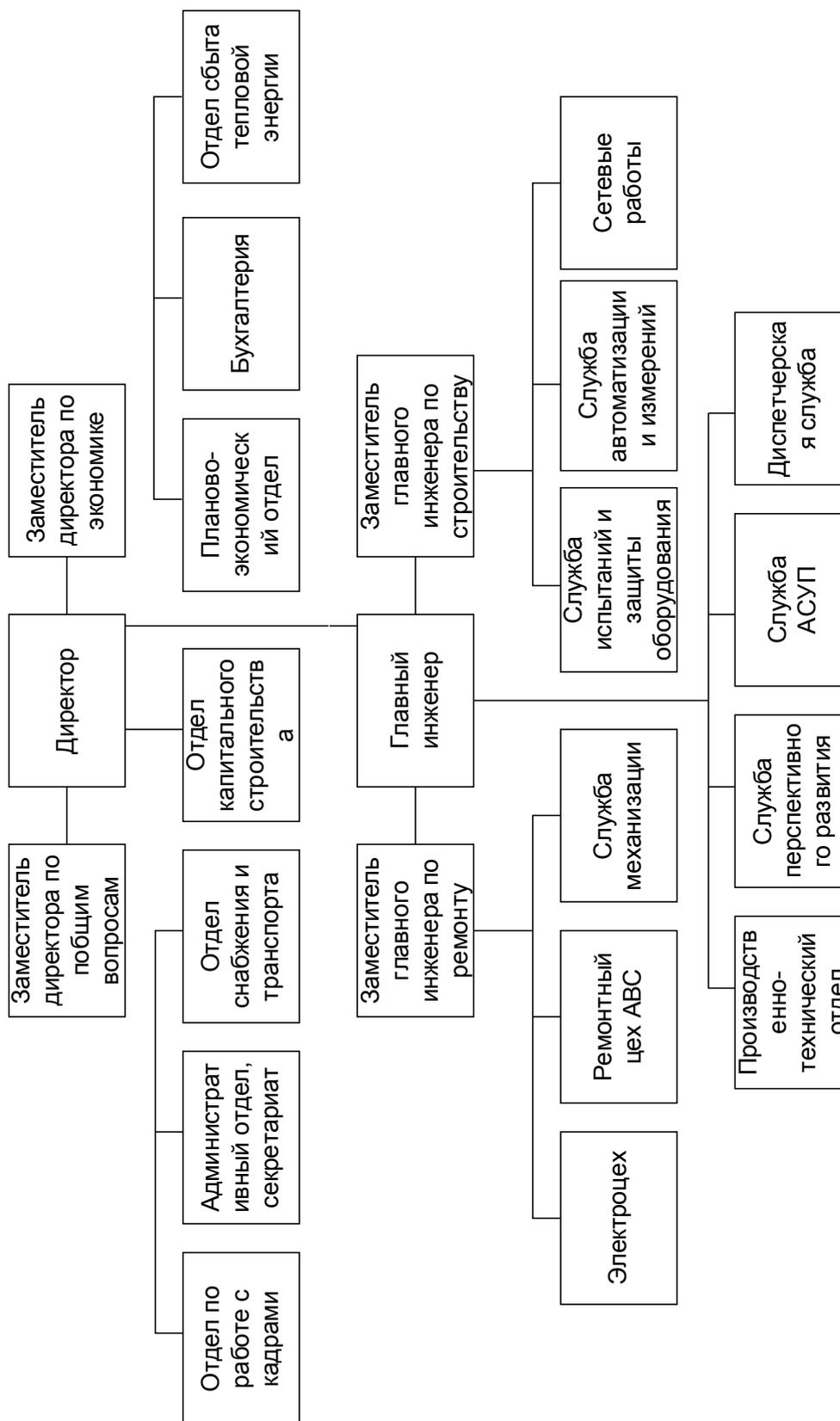
Системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) являются важными звеньями энергетического хозяйства и инженерного оборудования городов и промышленных районов. На надежность, качество и экономичность теплоснабжения городов существенное влияние оказывает организационная структура эксплуатации СЦТ этих городов. Выбор оптимальной структуры определяется конкретно для каждого города (промышленного района) в зависимости от масштабов СЦТ, а также технических характеристик этой системы. Наиболее целесообразно единое управление СЦТ источниками теплоты, магистральными и распределительными тепловыми сетями. Для эксплуатации городских магистральных и распределительных тепловых сетей создаются специализированные предприятия «Теплосеть». Одной из основных задач, которую должны решать предприятия «Теплосеть», является организация работы СЦТ в целом с координацией действий персонала источников теплоты, собственного персонала и персонала потребителей. Предприятие «Теплосеть» должно обеспечивать подачу теплоносителей с заданными (зафиксированными в договорах теплоснабжения) параметрами (температурой и давлениями) на границах раздела с потребителями теплоты. При этом источники теплоты должны обеспечивать задаваемые диспетчером параметры теплоносителя на выводных коллекторах, а персонал – соответствующие параметры теплоносителя на границах раздела с потребителями. Это подчеркивает важную роль персонала предприятия «Теплосеть» не только в теплоснабжении присоединенных к обслуживаемой сети потребителей, но и повышении экономичности работы ТЭЦ и СЦТ в целом.

Организация работы персонала «Теплосеть» регламентируется Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилами техники безопасности при обслуживании теплых сетей,

Правилами Ростехнадзора России и другими нормативно-техническими документами, действующими в электроэнергетическом комплексе страны, в коммунальной и промышленной энергетике.

Организационная структура энергопредприятия (рис. 10.2) имеет пять структурных блоков. Первый блок – руководство: директор с заместителями, главный инженер с заместителями. Второй блок – персонал при руководстве (у директора и заместителей) – инспектор по кадрам, старший инженер по охране труда и технике безопасности и т.д. Третий блок включает в себя функциональные отделы: планово-экономический, отдел капитального строительства и т.д., четвертый – производственные подразделения: цеха, службы, участки внутри цехов, рабочие места, а пятый – непромышленные подразделения: структур жилищно-коммунального хозяйства, соцкультбыт и т.п.

Управление энергопредприятием возглавляет директор, который руководит всей его деятельностью. Он несет полную ответственность за выполнение отпуска продукции и диспетчерских указаний. Директор в пределах предоставленных ему прав распоряжается всеми средствами и имуществом предприятия, осуществляет контроль и проверку исполнения, руководит подбором и воспитанием кадров, несет ответственность за соблюдение финансовой, производственной и трудовой дисциплины на предприятии, обеспечивает охрану собственности, режим экономии и рентабельности производства.



**Рис. 10.2.** Примерная организационная структура предприятия «Теплосеть»

Руководство производственно-технической деятельностью директор осуществляет через своего заместителя – главного инженера, отвечающего за

технические вопросы эксплуатации предприятия, который организует и руководит разработкой и внедрением передовых методов производства, а также следит за рациональным использованием оборудования, сырья, материалов, рабочей силы. Под руководством главного инженера производится ремонт оборудования, техническая учеба и подготовка инженерно-технических работников энергопредприятия.

Важной задачей в работе предприятия «Теплосеть» является анализ результатов работы предприятия, в том числе учет и анализ повреждений, разработка мероприятий по совершенствованию эксплуатации, применению новой техники, обучению персонала эффективным приемам труда, разработка соответствующих нормативных документов (инструкций по эксплуатации конкретных видов оборудования и т. п.). Указанные задачи решает производственно-технический отдел.

Планово-экономический отдел разрабатывает перспективные и текущие планы работы ПТС, осуществляет контроль за ходом выполнения плановых показателей, разрабатывает мероприятия по повышению производительности труда, занимается вопросами организации, нормирования и оплаты труда. Отдел материально-технического снабжения и транспорта обеспечивает энергообъект материалами, инструментами и запасными частями, Доставляет заявки, заключает договоры на материально-техническое снабжение и реализует их, обеспечивает необходимым транспортом. Отдел по работе с кадрами осуществляет подбор кадров, оформляет прием, переводы и увольнения работников ПТС. Бухгалтерия ведет учет хозяйственной деятельности электростанции, осуществляет контроль за правильным расходованием средств и соблюдением финансовой дисциплины, а также бухгалтерский учет и отчетность.

Каждый цех возглавляет начальник цеха, который подчинен по производственно-техническим вопросам главному инженеру, а по административно-хозяйственным – директору. Начальник цеха организует работу коллектива цеха по выполнению плановых заданий, распоряжается

средствами цеха, имеет право поощрять работников цеха и налагать на них дисциплинарные взыскания в пределах штатного расписания, устанавливает тарифные разряды рабочим, имеет право найма и увольнения работников цеха (кроме ИТР и мастеров) и т.д. Отдельные участки цеха возглавляются мастерами. Мастер отвечает за выполнение плана, расстановку и организацию труда рабочих, использование и сохранность оборудования, расходование материалов, фонда заработной платы, охрану труда и технику безопасности, правильное нормирование труда, руководит работой бригадиров и бригад рабочих на энергопредприятии.

Основной производственной единицей предприятия «Теплосеть» является сетевой район, персонал которого обычно обеспечивает эксплуатацию тепловых сетей и СЦТ от одного (в редких случаях двух) источников теплоты. Диспетчерские службы (ДС) создаются для обеспечения согласованной работы всех звеньев СЦТ. В зависимости от масштабов СЦТ такая служба может иметь разную структуру: в относительно небольших системах – одноступенчатую, а в крупных системах – двухступенчатую, состоящую из центрального диспетчерского пункта (ЦДП) и районных диспетчерских пунктов (РДП). Для успешного выполнения их функций на диспетчерские пункты (ДП) должна постоянно поступать информация о параметрах теплоносителя в характерных точках СЦТ: на источниках теплоты, в насосных подстанциях, узловых камерах сети, у крупных потребителей.

Для эксплуатации средств автоматики, связи и АСУ, организации технологического контроля и коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей в сетевых районах и у потребителей создаются соответствующие подразделения: служба автоматизации и измерений, служба АСУП. Их структуры зависят от объемов обслуживаемого оборудования и организации эксплуатации СЦТ.

Для того чтобы обеспечить наиболее эффективные режимы расходования теплоты и теплоносителей у потребителей, исключить случаи

расточительного использования тепловой энергии, а также хищения теплоносителей и тепла, сетевые районы могут обращаться в органы Ростехнадзора РФ с предложениями и требованиями принять меры административного воздействия на нерадивых потребителей в соответствии с законами РФ.

Эксплуатацией автотранспорта, машин и механизмов занимается служба механизации, если эта функция не централизована. На предприятии эксплуатируется большое количество электротехнического оборудования: крупных и мелких электродвигателей в насосных и дренажных подстанциях, узловых камерах, на ГТП, в трансформаторных и (или) распределительных подстанциях, питающих насосные станции, много осветительного и другого электротехнического оборудования. Для его эксплуатации создается электротехническая служба (цех). На предприятии должно быть подразделение, в задачи которого входит защита оборудования от коррозии, поддержание нормальных водно-химических режимов СЦТ, выявление причин коррозионных повреждений теплопроводов, разработка и внедрение совместно с сетевыми районами, другими службами и специализированными предприятиями мероприятий, препятствующих коррозионным процессам (служба испытаний и защиты оборудования). Для координации проблем, связанных с развитием СЦТ, создается служба перспективного развития, которая должна тесно сотрудничать с электростанцией управлением ТГК (ОГК).

Для организации нового строительства и реконструкции тепловых сетей, осуществления контроля за этими видами работ в «Теплосети» создаются (при необходимости) отделы (группы) капитального строительства (ОКС). При малых объемах указанных работ эти функции осуществляют другие подразделения. Однако в любом случае очень важной остается функция по контролю за качеством выполнения строительно-монтажных и ремонтных работ, так как от этого во многом зависит надежность работы теплопроводов и, следовательно, надежность теплоснабжения потребителей.

Указанные функции контроля осуществляют сетевые районы и группы технического надзора предприятия «Теплосеть». Все подразделения должны работать согласованно в соответствии с положениями о каждом из них, чтобы исключить дублирование в работе и, наоборот, не оставить важный участок работы без ответственных исполнителей. Задачи по координации работы технических служб осуществляет главный инженер, а предприятия в целом – директор.

Теплосеть во многом влияет на надежность и качество теплоснабжения многочисленных потребителей города, поэтому необходима активная работа теплосети с городскими службами и предприятиями, несущими ответственность за теплоснабжение города, а также с промышленными потребителями, которые присоединены к тепловым сетям в данной СЦТ. Не менее важной является Работа Теплосети с источниками теплоты: ТЭЦ, котельными, источниками сбросной теплоты промышленных предприятий по координации их работы в технологически единой СЦТ города.

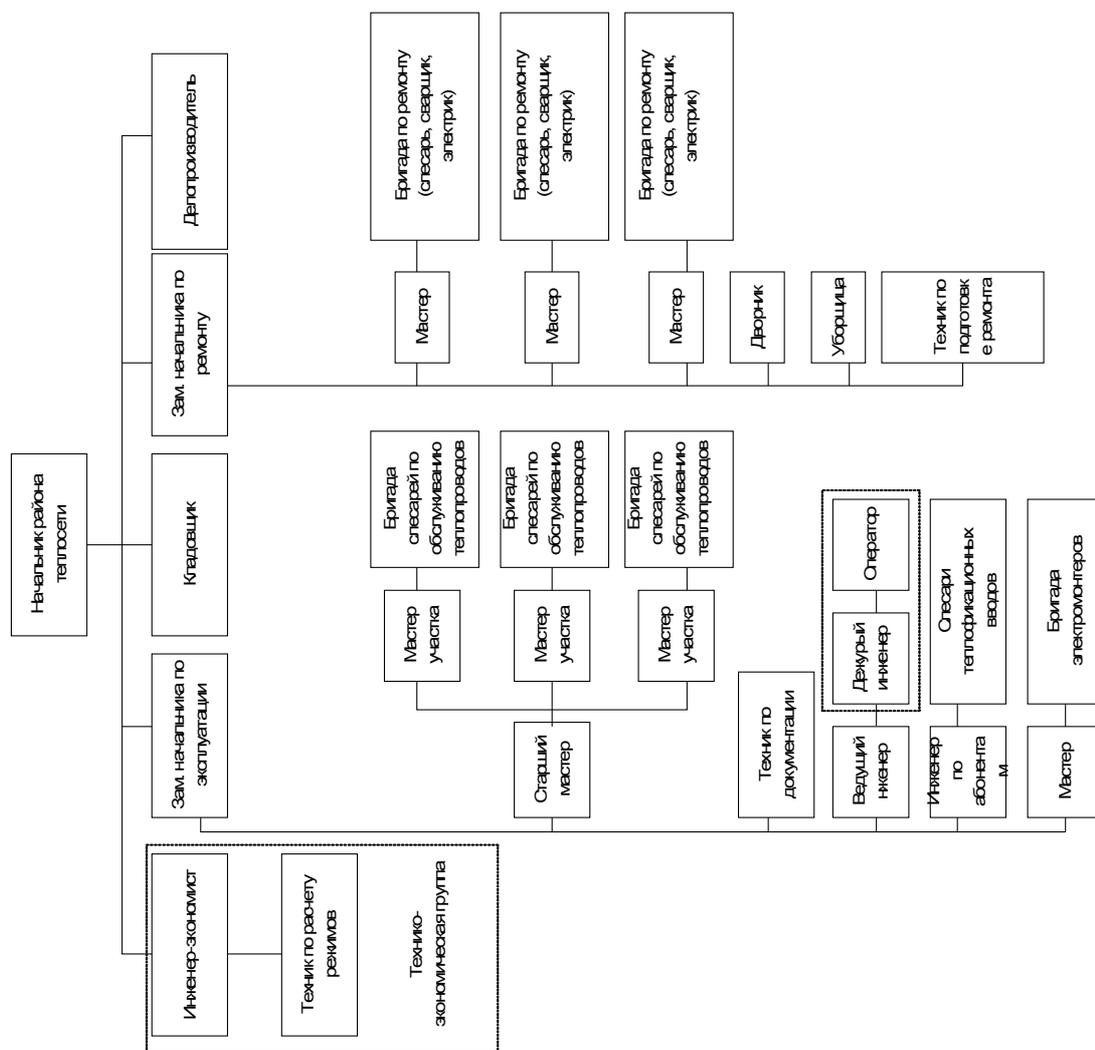
Для выполнения главным инженером административно-хозяйственных функций в его подчинении находятся следующие соответствующие службы:

АСУ – отдел автоматизации систем управления; ОДС – оперативно-диспетчерская служба; ОГЭ – отдел главного энергетика; ОтиТБ – отдел охраны труда и техники безопасности. Служба насосных станций и электрохозяйства (СНСиЭХ) осуществляет эксплуатацию и ремонт оборудования и зданий всех насосно-перекачивающих станций, ведет надзор за правильной эксплуатацией и ремонтом, а также выполняет наладку и профилактические испытания электротехнического оборудования, находящегося в ведении подразделений Теплосети.

Аварийно-восстановительная служба (АВС) является структурным подразделением, созданным для выполнения работ по неотложной ликвидации повреждений на тепловых сетях. Служба по ремонту зданий и сооружений (СРЗиС) ведет эксплуатацию и ремонт всех зданий и сооружений Теплосети, оперативно участвует при ликвидации аварий. Служба

механизации (СМ) обеспечивает специальными машинами и механизмами районы и подразделения ПТС, оперативно участвуя при ликвидации аварий в районах тепловых сетей, Она организует свою деятельность на основе договоров с ПТС. В состав ПТС в качестве структурных подразделений входят районы эксплуатации тепловых сетей, которые в административном отношении подчиняются директору теплосети, а в производственно-техническом – главному инженеру. В ведении эксплуатационного района находится: оборудование и сооружение тепловых сетей; оборудование и сооружения на территории, где расположена база эксплуатационного района теплосети.

Управление района тепловых сетей (РТС) имеет следующую организационную структуру (рис. 10.3).



**Рис. 10.3.** Организационная структура управления РТС

1. Административно-хозяйственное и техническое руководство РТС осуществляется его начальником и главным инженером с использованием для решения поставленных задач коллектива РТС и общественных организаций на основе сочетания централизованного руководства и самоуправления трудового коллектива.

2. Персонал района административно подчинен начальнику района. Дежурный инженер района оперативно подчинен центральному диспетчеру теплосети.

3. Количественный и должностной состав РТС определяется штатным

расписанием, согласованным со службой технического контроля района и утверждаемым директором ПТС.

4. В состав РТС входят подразделения и участки в соответствии с прилагаемой структурой управления, утвержденной начальником РТС.

5. Распределение обязанностей, прав и ответственности между начальником РСТ, главным инженером, его заместителем руководителями участков, подразделений и отдельными работниками ПС определяется местными должностными инструкциями утверждаемыми директором ПТС.

6. При производстве переключений, ликвидации аварий и других работах, проводимых на оборудовании РТС, его руководство и привлеченный к работам персонал оперативно подчиняются дежурному инженеру РДП и обязан выполнять все его распоряжения.

7. Начальник района теплосети выполняет также функции связанные с охраной труда и техникой безопасности.

Эксплуатационный район осуществляет эксплуатацию и ремонт находящихся в его ведении трубопроводов горячей воды и пара сооружений, производственных зданий и РДП, электрооборудования камер, павильонов, дренажных насосных станций и производственных зданий, несет ответственность за сохранность устройств КИП, автоматики, телемеханики и связи, осуществляет контроль за режимом работы абонентских установок.

Свою деятельность район осуществляет во взаимодействии с Другими подразделениями Теплосети, а также городскими организациями, занимающимися вопросами централизованного теплоснабжения, строительства новых сетей, подсоединения потребителей к тепловым сетям, проектным и строительно-монтажным организациям.

Основными задачами РТС являются:

- бесперебойное снабжение потребителей необходимым количеством и качеством тепловой энергии;

- обеспечение безаварийной и надежной работы оборудования тепловых сетей;

- систематическое улучшение технико-экономических показателей работы тепловых сетей путем внедрения наиболее эффективных режимов отпуска и потребления тепла с учетом оптимальной работы всех звеньев системы теплоснабжения-

- содействие проведению в плановые сроки работ по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и оборудования района;

- систематическое улучшение технико-экономических показателей содержания и ремонта тепловых сетей.

Районы эксплуатации тепловых сетей выполняют функции, связанные с бесперебойным теплоснабжением потребителей. Эксплуатационный район работает по месячным и годовым планам с учетом графиков ремонта, реконструкции и технического перевооружения оборудования и сооружений тепловых сетей. Планы работы района согласовываются с ПТО, ПЭО и утверждаются руководством теплосети.

#### **Затраты труда.**

К **промышленно-производственному персоналу** относится: эксплуатационный и ремонтный персонал тепловых пунктов и тепловых сетей; персонал управления, участков автоматизированных систем управления технологическими процессами; персонал, занятый капитальным строительством и комплектацией оборудования; персонал диспетчерского и технологического управления и т.д.

К **непромышленному персоналу** относится персонал жилищно-коммунального хозяйства, детских учреждений и т.д.

Численность непромышленного персонала предприятия в основном зависит от наличия на балансе предприятия жилищно-коммунального хозяйства и т.д., поэтому ее рассматривают отдельно и устанавливают в зависимости от объема работ, который необходимо выполнить на объектах,

относящихся к этой категории, в конкретный период времени (месяц, квартал, год).

Наиболее характерными признаками, определяющими объем работы и численность промышленно-производственного персонала, являются передаваемая мощность и протяженность вторичных тепловых сетей. Наряду с этим на численность персонала ЦТП оказывают влияние типы тепловых пунктов: подвальные, отдельно стоящие, блочные. На численность рабочих, занятых на обслуживании и аварийном ремонте тепловых сетей, оказывают влияние диаметр трубопровода и состояние трубопроводов – до ремонта и после капитального ремонта.

Численность рабочих по районам тепловых сетей определяется на основе нормативов и формируется в пределах объемов работ по обслуживанию, содержанию и ремонту. Нормативы предусматривают необходимую численность рабочих, инженерно-технических работников и служащих для выполнения всего комплекса работ по оперативному, техническому обслуживанию и ремонту тепловых сетей.

Численность инженерно-технических работников от общей численности персонала составляет один ИТР на 100 рабочих. Организационная структура управления и нормативная численность персонала структурных подразделений утверждается директором предприятия.

### **Эксплуатационно-ремонтное обслуживание**

Для поддержания высокой эксплуатационной надежности тепловых сетей и сетевого оборудования должен своевременно проводиться ремонт теплопроводов и оборудования. Мелкий ремонт обычно обеспечивается силами сетевого района. Более крупный ремонт, связанный с вывозом теплопроводов для ремонта в заранее запланированные сроки, выполняется силами специализированных подрядных организаций либо собственными ремонтными цехами, если объемы ремонтных работ достаточны для постоянной загрузки ремонтного персонала в течение года.

Ремонт тепловых сетей и тепловых пунктов подразделяется на следующие виды:

- текущий ремонт – работы по систематическому и своевременному предохранению отдельных элементов оборудования и конструкций тепловых сетей от преждевременного износа путем проведения профилактических мероприятий и устранения мелких неисправностей и повреждений;

- капитальный ремонт – восстанавливается изношенное оборудование и конструкции или они заменяются новыми, имеющими более высокие технологические характеристики, улучшающими ; эксплуатационное качество сети.

На все виды ремонта основного оборудования, трубопроводов, зданий и сооружений составляются перспективные и годовые графики. На вспомогательное оборудование составляются годовые и месячные графики ремонта, утверждаемые техническим · руководителем предприятия. Графики ремонта разрабатываются на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных опрессовок. Ответственность за выполнение работ возлагается на руководителей энергообъектов и подразделений организации, выполняющих ремонтные работы. Объем технического обслуживания и планового ремонта определяется необходимостью Поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования, трубопроводов, зданий и сооружений с учетом их фактического состояния. Периодичность и продолжительность всех видов ремонта, разработка ремонтной документации, планирование и подготовка к ремонту, вывод в ремонт и производство ремонта, а также приемка и оценка качества ремонта осуществляется в соответствии с Положением о системе планово-предупредительных ремонтов основного оборудования коммунальных теплоэнергетических предприятий и Инструкцией по капитальному ремонту тепловых сетей. Объемы ремонтных работ предварительно согласуются с ремонтными службами организации или с организациями-исполнителями. Вывод оборудования, трубопроводов, зданий

и сооружений в ремонт и ввод их в работу производятся в сроки, указанные в годовых графиках ремонта. Приемка оборудования, трубопроводов, зданий и сооружений производится комиссией, состав которой утверждается приказом по организации. Оборудование тепловых сетей, прошедшее капитальный ремонт, подлежит приемосдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 24 ч. При приемке оборудования из ремонта производится оценка качества ремонта, включающая в себя:

- качество отремонтированного оборудования;
- качество выполненных работ;
- уровень пожарной безопасности.

Качество проведенных ремонтных работ устанавливается:

- предварительно – по окончании приемосдаточных испытаний;
- окончательно – по результатам месячной подконтрольной эксплуатации, в течение которой должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и наладка всех систем.

Временем окончания капитального ремонта для тепловых сетей является время включения сети и установление в ней циркуляции сетевой воды. Если в течение приемосдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или дефекты, требующие немедленного останова, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемосдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемосдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования, при которых не требуется немедленный останов, вопрос о продолжении приемосдаточных испытаний решается в зависимости от характера нарушений техническим руководителем предприятия по согласованию с исполнителем ремонта, который устраняет обнаруженные дефекты в установленный срок. Если приемосдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания

ремонта считается время последней в процессе испытаний постановки оборудования под нагрузку. В организации ведется ремонтный журнал, в который за подписью лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, вносятся сведения о выполненных ремонтных работах, не вызывающих необходимости внеочередного технического освидетельствования. Сведения о ремонтных работах, вызывающих необходимость проведения внеочередного освидетельствования трубопровода, о материалах, использованных при ремонте, а также сведения о качестве сварки заносятся в паспорт трубопровода.

Ремонтное обслуживание осуществляет цех по ремонту оборудования (ПРО), который обеспечивает выполнение планового капитального ремонта оборудования тепловых сетей, совместно с эксплуатационными районами принимает участие в текущем ремонте оборудования, а также ликвидации последствий аварийных ситуаций. Объем выполняемых работ, обязанности, права и ответственность сотрудников определяются их должностными инструкциями. Свою деятельность ПРО осуществляет во взаимодействии с другими подразделениями ПТС. Работы по ремонту технологического оборудования теплосети ведет механический цех (ПРО-2).

Оплата за ремонтные работы производится по сметным ценам на строительно-ремонтные работы и изделия с разрешенными ПТС начислениями на основании действующих документов по согласованию с заказчиком. Ликвидация последствий аварийных ситуаций, происшедших на объектах, производится за отдельную плату в соответствии с выполняемым объемом работ.

## **ТЕМА 11. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ХОЗЯЙСТВОМ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

### **Роль, задачи и структура энергетического хозяйства.**

Современные предприятия машиностроения являются крупнейшими потребителями различных видов энергии и энергоносителей, в частности электроэнергии, топлива, пара, сжатого воздуха, воды и т. д.

По характеру использования потребляемая энергия подразделяется на силовую, технологическую и производственно-бытовую. Силовая энергия приводит в движение оборудование и подъемно-транспортные средства; технологическая энергия служит для изменения свойств и состояния материалов (плавление, термообработка и др.), производственно-бытовая энергия расходуется на освещение, вентиляцию, отопление и другие цели.

Годовые затраты на потребляемую энергию на предприятиях промышленности и в строительстве весьма значительны, а их доля в себестоимости продукции в настоящее время достигает 25-30%.

Основными задачами энергетического хозяйства являются: 1) бесперебойное обеспечение предприятия, его подразделений и рабочих мест всеми видами энергии с соблюдением установленных для нее параметров - напряжения, давления, температуры и др.; 2) рациональное использование энергетического оборудования, его ремонт и обслуживание; 3) эффективное использование и экономное расходование в процессе производства всех видов энергии.

Экономия энергии достигается за счет внедрения следующих мероприятий:

а) ликвидация и снижение прямых потерь энергии в сетях и местах ее потребления (неисправное состояние электросетей, соединений трубопроводов, шлангов, кранов, вентилях и др.);

б) внедрение в производство высокоэкономичных технологических процессов, приборов, оборудования (внедрение электроиндукционного нагрева деталей при термообработке вместо нагрева в электропечах сопротивления снижает расход электроэнергии более чем в 2 раза);

в) применение наивыгоднейших режимов работы технологического и энергетического оборудования, обеспечивающих полное использование

мощности электромоторов и трансформаторов, уменьшение расхода энергии на холостом ходу (повышается коэффициент мощности в сетях);

г) вторичное использование энергоресурсов - тепла (отходящих газов печей, отработанного пара кузнечных цехов, тепла охлаждающей воды и т.д.);

д) организация четкого планирования и нормирования расхода, учета потребления энергии и контроля за ним (составление топливного и энергетического балансов по каждому виду энергии).

Для осуществления перечисленных задач, а также для разработки и внедрения мероприятий по экономии всех видов энергии на предприятиях создаются энергетические хозяйства. Их структура зависит от ряда факторов: типа производства, объема выпуска продукции, энергоемкости продукции, развития кооперации с другими предприятиями и т. д.

На крупных предприятиях (в объединениях) во главе энергетического хозяйства находится управление главного энергетика (УГЭ), на средних предприятиях - отдел главного энергетика (ОГЭ), на малых предприятиях - энергомеханический отдел во главе с главным механиком. Главный энергетик является заместителем главного механика.

В состав энергетического хозяйства среднего предприятия входят: отдел главного энергетика, электросиловой цех (или участок), тепло- или паросиловой цех, электроремонтный и слаботочный цехи.

Отдел главного энергетика возглавляет главный энергетик завода, подчиненный главному инженеру. В составе ОГЭ, как правило, создаются следующие функциональные подразделения: бюро планово-предупредительного ремонта (ППР), техническое бюро, планово-производственное бюро и бюро энергоиспользования.

**Бюро ППР** планирует, контролирует и учитывает выполнение всех видов ремонтных работ энергетического оборудования и электрической части технологического оборудования, инспектирует правильность эксплуатации энергетического оборудования; ведет паспортизацию и учет всех видов энергетического оборудования; устанавливает номенклатуру, сроки службы,

нормы расхода и лимиты на запасные части и покупные материалы, планирует изготовление или закупку материальных ценностей для ремонта.

**Техническое бюро** осуществляет всю техническую подготовку производства системы ППР.

**Планово-производственное бюро** планирует потребности предприятия в различных видах энергии и энергоресурсов. Планирование сводится к составлению энергетических балансов, которые подразделяются на плановые и отчетные.

В плановом энергобалансе обосновываются потребность предприятия в энергии и энергоресурсах. Отчетный энергобаланс предназначен для контроля за фактическим энергопотреблением, для анализа использования энергии, а также для оценки качества работы энергоцехов.

Основой для составления плановых энергобалансов служат удельные нормы расхода энергии, топлива и т.д., а также плановые задания по выпуску продукции основного производства.

**Бюро энергоиспользования** занимается нормированием расхода и рационального использования энергии.

**Электросиловой цех** включает участки: а) электроподстанцию с электросетями, которая принимает, преобразует в требуемое напряжение и доставляет электроэнергию заводским потребителям; основное оборудование - трансформаторы, мотор-генераторы, установки, электродвигатели высокого напряжения; б) монтажный участок, выполняющий подвод электросетей к вновь устанавливаемому оборудованию и ремонт действующих электросетей.

**Тепло- или паросиловой цех** объединяет участки: а) парокотельный с трубопроводами, подающий пар и горячую воду потребителям; его основное оборудование - паровые котлы установки для подогрева воды; б) водонасосная станция и канализация с водопроводными и канализационными сетями; в) компрессорная станция, снабжающая цехи сжатым воздухом; ее основное оборудование - компрессоры; г) азотно-кислородная, газогенераторная и ацетиленовая подстанции.

**Электроремонтный цех** выполняет все виды ремонтов энергетического оборудования согласно системы ППР, а также ремонт электрической части технологического оборудования.

**Слаботонный цех** включает участок связи и сигнализации, обслуживающий телефонную сеть и радиосвязь, электрочасовые установки, диспетчерскую связь и т.п.; участок по обслуживанию контрольно-измерительных приборов и средств автоматики и телемеханики.

### **Планирование потребности предприятия энергии различных видов.**

Рациональная организаций энергетического хозяйства в определенной мере зависит от правильности планирования своей производственно-хозяйственной деятельности, нормирования и учет потребления энергоресурсов.

Энергоснабжение предприятия имеет специфические особенности, заключающиеся в одновременности производства и потребления энергии. Подача электроэнергии на предприятие в каждый момент времени должна регулироваться объемом потребления. Недостаточно полное ее использование ведет к неизбежным потерям, к недоиспользованию мощности. При повышенном против графика потребления возникают «пиковые» нагрузки.

Определение потребности предприятия в энергоресурсах и учет их расхода основываются на составлении энергетических и топливных балансов. Балансовый метод планирования дает возможность рассчитать потребность предприятия в топливе и различных видах энергии исходя из объема производства на предприятии и прогрессивных норм расхода, а также определить наиболее рациональные источники потребления этой потребности за счет получения энергии со стороны и собственного производства ее на предприятии.

Энергетические балансы классифицируются по следующим признакам:

- назначению – перспективные, текущие и отчетные;
- видам энергоносителя – частные по отдельным видам энергоносителя (уголь, нефть, пар, газ, вода) и общие по сумме всех видов топлива;

- характеру целевого использования энергии (силового, технологического, производственно-хозяйственного значения).

Перспективные балансы составляют на длительный срок и используют при проектировании и реконструкции производства, а также для развития энергохозяйства предприятия в целом.

Текущие плановые балансы составляют на год с разбивкой по кварталам. Они являются основной формой планирования и потребления энергии всех видов.

Отчетные (фактические) балансы предназначены для контроля за потреблением энергоносителей и выполнением плановых балансов, а также служат основным материалом для анализа использования носителей, оценки работы в области рационализации энергохозяйства и экономии (перерасхода) топлива и энергии.

Определение потребности предприятия в энергоресурсах базируется на использовании прогрессивных норм расхода. Для использования топлива и энергии различных видов применяют удельные нормы,

Под прогрессивной нормой расхода энергии и топлива понимается минимально допустимый ее расход, необходимый для изготовления единицы продукции или выполнения единицы работы в наиболее рациональных условиях организации производства и эксплуатации оборудования.

Нормы энергопотребления бывают суммарными на единицу (времени) продукции или вид работ и операционными (дифференцированными) – на деталь, операцию, отдельный технологический процесс.

Основным методом определения норм расхода является расчетно-аналитический, позволяющий рассчитать плановую норму с учетом изменений в режиме работы, параметров технологических процессов и других факторов, влияющих на величину удельного расхода.

В зависимости от характера целевого использования энергии удельные нормы подразделяются на технологические и вспомогательные нужды

(освещение, отопление, вентиляцию и т. д.) При этом учитываются допустимые потери энергии в сетях.

Плановая потребность предприятия в электроэнергии (общая) определяется по формуле:

$$P_{эл.общ} = H_{р.э} \cdot N_{пл} + P_{эл.всп} + P_{см} + P_{пот}, \quad (11.1)$$

где  $H_{р.э}$  – плановая норма расхода электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч;

$N_{пл}$  – плановый объем выпуска продукции в натуральном (стоимостном) выражении, шт. (руб.);

$P_{эл.всп}$  – расход энергии на вспомогательные нужды, кВт·ч;

$P_{см}$  – планируемый отпуск энергии на сторону, кВт·ч;

$P_{пот}$  – планируемые потери энергии в сетях, кВт·ч.

Плановая потребность энергии по цехам определяется с помощью удельных норм расхода двигательной и технологической энергии на единицу продукции, а также объема производства в натуральном или других измерителях.

Необходимое количество двигательной (силовой) электроэнергии для производственных целей зависит от мощности установленного оборудования и определяется по формуле:

$$P_{эл.об} = \frac{P_y \cdot F_{эф} \cdot K_3 \cdot K_o}{\eta_c \cdot \eta_d}, \quad (11.2)$$

где  $P_y$  – суммарная мощность установленного оборудования (электромоторов), кВт;

$F_{эф}$  – эффективный фонд времени работы оборудования (потребителей электроэнергии) за плановый период (месяц, квартал, год), ч;

$K_3$  – коэффициент загрузки оборудования;

$K_o$  – средний коэффициент одновременной работы потребителей энергии;

$\eta_c$  – коэффициент полезного действия питающей электрической сети;

$\eta_{\partial}$  – коэффициент полезного действия установленных электромоторов.

Расход пара на производственные цели определяется на основе удельных норм расхода соответствующего потребителя. Например, на обогрев сушильных камер (на 1 т обогреваемых деталей) периодического действия расходуется 100 кг/ч, для непрерывного действия сушильных камер (конвейеров) - 45-75 кг/ч.

Расход пара на отопление здания определяется по формуле

$$Q_n = \frac{q_n \chi t_o \chi F_{\partial} \chi V_z}{1000 \chi J} , \quad (11.3)$$

где  $q_n$  – расход пара на 1 м<sup>3</sup> объема здания при разности между наружной и внутренней температурами 1°С;

$t_o$  – разность между наружной и внутренней температурами в отопительный период, °С;

$F$  – время отопительного периода, ч;

$V$  – объем здания (по наружному обмеру), м<sup>3</sup>;

$J$  – теплосодержание пара (540 ккал).

Расход топлива на производственные нужды предприятия (термическая обработка металла, плавка металла, сушка литейных форм и т.д.) рассчитывается по формуле:

$$Q_{n.н} = \frac{q \chi N_{n.н}}{K_{\text{эКВ}}} , \quad (11.4)$$

где  $q$  – норма расхода условного топлива на единицу выпускаемой продукции;

$K_{\text{эКВ}}$  – калорийный эквивалент применяемого вида топлива.

Расход топлива на отопление производственных и административных зданий определяется по формуле:

$$Q_{om} = \frac{q_m \chi t_o \chi F_{\partial} \chi V_z}{1000 \chi K_y \chi \eta_{\kappa}} , \quad (11.5)$$

где  $q_m$  – норма расхода топлива на 1 м<sup>3</sup> объема здания при разности между наружной и внутренней температурами 1°С, ккал/ч;

$K_y$  – теплота сгорания условного топлива (7000 ккал/кг);

$\eta_k$  – коэффициент полезного действия котельной установки ( $\eta_k = 0,75$ ).

Объем сжатого воздуха для производственных целей ( $Q_s$ , м<sup>3</sup>)

определяется по формуле:

$$Q_s = 1,5 \sum_{i=1}^m \frac{d K_u K_z}{\eta_k} \quad (11.6)$$

где 1,5 - коэффициент, учитывающий потери сжатого воздуха в трубопроводах, в местах неплотного их соединения;

$d$  – расход сжатого воздуха при непрерывной работе воздухоприемника, м<sup>3</sup>/ч;  $K_u$  – коэффициент использования воздухоприемника во времени;

$K_z$  – коэффициент загрузки оборудования;

$m$  – число наименований воздухоприемников.

Объем воды для производственных целей ( $Q_{вод}$ , л) определяется по нормативам исходя из часового расхода:

$$Q_{вод} = \frac{q_s \sum_{i=1}^m K_u K_z}{1000} \quad (11.7)$$

где  $q_s$  – расход воды на один станок, л/ч.

В результате расчета потребности в энергоресурсах устанавливают Лимит по видам в натуральном и денежном выражениях по подразделениям предприятия.

Анализ использования энергии и топлива базируется на данных дифференцированного учета.

Основой организации первичного учета всех видов энергии и энергоресурсов является организация контрольно-измерительного хозяйства предприятия. Счетчики энергоресурсов должны быть установлены на каждой единице энергетического оборудования. Данные учета регистрируются в журналах или ведомостях.

**Организационная структура энергетической службы промышленного предприятия и ее штатная численность.**

Структура отдела главного энергетика (ОГЭ) промышленного предприятия, во многом зависти от объемов работ и специфики работы предприятия, и для предприятий различных по масштабу и отраслевой направленности существенно отличается. Однако, для ОГЭ можно выделить определенные типовые функции, которые он решает и в случае отсутствия исходных данных использовать в проектировании типовую структуру, которая приведена в табл. 42. При отсутствии на предприятии котельных установок служба (отдел) теплосилового оборудования она сокращается на 30%.

Таблица 42

**Типовые рекомендуемые структура и штаты отдела главного энергетика**

| Категория | Суммарная трудоемкость ТОиР, чел·ч | Энергетическая группа энергомеханической службы | Главный энергетик | Зам. главного энергетика | Служба (отдел) планирования, экономики и ТОиР | Проектно-конструкторское бюро (отдел) | Служба (отдел) теплосилового оборудования | Служба (отдел) электротехнического оборудования | Служба (отдел) вентиляции | Итого ИТР | Количество служащих | Всего ОГЭ |
|-----------|------------------------------------|---|-------------------|--------------------------|---|---------------------------------------|---|---|---------------------------|-----------|---------------------|-----------|
| 1         | 2                                  | 3   | 4                 | 5                        | 6   | 7                                     | 8   | 9   | 10                        | 11        | 12                  | 13        |
| 1         | До 10                              | 1   | –                 | –                        | –   | –                                     | –   | –   | –                         | 1         | –                   | 1         |
| 2         | 10–25                              | 2   | –                 | –                        | –   | –                                     | –   | –   | –                         | 2         | –                   | 2         |
| 3         | 25–50                              | 2–3   | –                 | –                        | –   | –                                     | –   | –   | –                         | 2–3       | –                   | 2–3       |
| 4         | 50–100                             | –   | 1                 | –                        | 1   | 1                                     | 1   | –   | –                         | 4         | –                   | 4         |
| 5         | 100–160                            | –   | 1                 | –                        | 2   | 1                                     | 2   | 1   | –                         | 7         | 1                   | 8         |
| 6         | 160–230                            | –   | 1                 | 1                        | 2   | 2                                     | 2   | 1   | 1                         | 10        | 1                   | 11        |
| 7         | 230–310                            | –   | 1                 | 1                        | 3   | 2                                     | 3   | 3   | 1                         | 13        | 1                   | 14        |
| 8         | 310–400                            | –   | 1                 | 1–2                      | 3   | 2–3                                   | 4   | 3   | 2                         | 16–17     | 2                   | 18–19     |
| 9         | 400–500                            | –   | 1                 | 2                        | 4   | 3                                     | 5–6                                       | 3   | 2                         | 20–21     | 2                   | 22–24     |
| 10        | 500–700                            | –   | 1                 | 2                        | 4–5   | 4                                     | 5–6                                       | 4   | 2–3                       | 22–25     | 2                   | 24–27     |
| 11        | 700–1000                           | –   | 1                 | 2–3                      | 5–6   | 4–5                                   | 5–6                                       | 4   | 3                         | 24–28     | 3                   | 27–31     |

|    |           |   |   |   |       |     |       |     |     |       |   |       |
|----|-----------|---|---|---|-------|-----|-------|-----|-----|-------|---|-------|
| 12 | 100–1400  | – | 1 | 3 | 6–7   | 5   | 5–6   | 5   | 3   | 28–30 | 3 | 31–33 |
| 13 | 1400–1900 | – | 1 | 3 | 7–8   | 5–6 | 5–6   | 5   | 3–4 | 29–33 | 3 | 32–35 |
| 14 | 1900–2500 | – | 1 | 3 | 8–9   | 6   | 6–8   | 5–6 | 4–5 | 33–38 | 4 | 37–42 |
| 15 | 2500–3200 | – | 1 | 3 | 9–10  | 6–7 | 8–11  | 6–7 | 5–6 | 38–48 | 5 | 43–53 |
| 16 | 3200–4000 | – | 1 | 3 | 10–12 | 7–8 | 11–12 | 7–8 | 6–7 | 45–51 | 6 | 51–57 |

*Продолжение таблицы 42*

|    |            |   |   |     |       |       |       |       |       |        |    |        |
|----|------------|---|---|-----|-------|-------|-------|-------|-------|--------|----|--------|
| 17 | 4000–5000  | – | 1 | 3–4 | 12–14 | 8–11  | 13–15 | 8–11  | 7–9   | 52–64  | 7  | 59–71  |
| 18 | 5000–6500  | – | 1 | 3–4 | 14–16 | 11–13 | 15–18 | 11–13 | 9–11  | 64–75  | 8  | 72–83  |
| 19 | 6500–8000  | – | 1 | 4–5 | 16–18 | 13–15 | 18–22 | 13–15 | 11–15 | 76–90  | 9  | 85–99  |
| 20 | 8000–10000 | – | 1 | 4–5 | 18–20 | 15–17 | 22–26 | 15–17 | 13–15 | 88–101 | 10 | 98–111 |

Для того, чтобы определить годовую плановую трудоемкость ремонтных работ и число рабочих структурного подразделения энергетической службы, необходимо подсчитать количество ремонтных работ, выполняемых за год, для этого:

1) определяется количество ремонтных работ, выполняемых за весь ремонтный цикл. Ремонтный цикл – это период времени между двумя капитальными ремонтами или для нового оборудования между вводом в эксплуатацию и первым капитальным ремонтом. Соответственно капитальных ремонтов в цикле – один. При совпадении двух видов ремонтов выполняется более сложный. Количество текущих ремонтов и осмотров определяется по следующим формулам:

$$n_T = T_{\text{ц}} / T_p - 1, \quad (11.8)$$

$$n_o = T_{\text{ц}} / T_o - n_T - 1, \quad (11.9)$$

где  $n_T$  – количество текущих ремонтов,

$T_{\text{ц}}$  – продолжительность ремонтного цикла,

$T_p$  – продолжительность межремонтного периода (время между двумя текущими ремонтами или текущим и капитальным),

$T_o$  – продолжительность межосмотрового периода,

$T_{\text{п}}$  – период времени между двумя проверками оборудования.

*Таблица 43*

### Определение количества ремонтов в цикле

| № | Наименование оборудования | Продолжительность |    |    |    | Количество |   |   | Структура цикла |
|---|---------------------------|-------------------|----|----|----|------------|---|---|-----------------|
|   |                           | Тц                | Тр | То | Тп | Т          | О | П |                 |
| 1 | 2                         | 3                 | 4  | 5  | 6  | 7          | 8 | 9 | 10              |
|   |                           |                   |    |    |    |            |   |   |                 |

2) на следующем этапе, определяется объем ремонтных работ планируемых на год. С целью его определения следует построить годовой план-график ППР на соответствующий год эксплуатации (табл. 44), при этом рекомендуется строить графики ППР на весь срок реализации проекта.

Таблица 44

### Годовой план – график ППР предприятия (цеха) на 200\_ год

| № | Наим. эл. оборудования | Вид ремонта/Трудоемкость |    |     |    |   |    |     |      |    |    |    |     |
|---|------------------------|--------------------------|----|-----|----|---|----|-----|------|----|----|----|-----|
|   |                        | I                        | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X  | XI | XII |
| 1 | 2                      | 3                        | 4  | 5   | 6  | 7 | 8  | 9   | 10   | 11 | 12 | 13 | 14  |

Основной принцип построения графика ППР – равномерное распределение всех видов ремонта на год по их трудоемкости. Вид проводимого ремонта для конкретного оборудования определяется исходя из структуры ремонтного цикла. Трудоемкость ремонта определяется из приложение Д.

3) расчет численности ремонтного персонала цеха (предприятия) обычно проводится по выражению:

$$N_{pp} = T_{p\text{общ}} / T_э = (T_{рк} + T_{рт} + T_{ро} + T_{рп}) / T_э, \quad (11.10)$$

где  $T_{p\text{общ}}$  – годовая плановая трудоемкость всех видов ремонтов (чел.час);

$T_{рк}$ ,  $T_{рт}$ ,  $T_{ро}$ ,  $T_{рп}$  - годовая плановая трудоемкость соответственно капитальных, текущих ремонтов, осмотров и проверок,

$T_э$  – эффективный фонд рабочего времени одного рабочего (час).

Эффективный фонд рабочего времени одного рабочего на планируемый год определяется с помощью баланса рабочего времени. При составлении баланса необходимо пользоваться данными, полученными по месту прохождения практики. При отсутствии возможности получить необходимые сведения можно руководствоваться следующими данными:

средняя продолжительность основного и дополнительного отпуска – 21 дня;

отпуска учащихся – 0,5 % от номинального фонда рабочего времени (ФРВ);

невыходы по болезни – 3 % от номинального ФРВ;

невыходы в связи с выполнением общественных и государственных обязанностей – 0,5 % от номинального ФРВ.

Расчет планового баланса рабочего времени оформляется в виде табл. 45.

Таблица 45

### Расчет эффективного фонда рабочего времени

| №   | Наименование показателя  | Значение на 200 год |
|-----|--|---------------------|
| 1.  | Календарный фонд времени   |                     |
| 2.  | Выходные и праздничные дни   |                     |
| 3.  | Номинальный фонд рабочего времени  |                     |
| 4.  | Неиспользуемое время   |                     |
|     | В том числе  |                     |
| 4.1 | Основные и дополнительные отпуска  |                     |
| 4.2 | Отпуска учащихся   |                     |
| 4.3 | Невыходы по болезни  |                     |
| 4.4 | Невыходы в связи с выполнением общественных и государственных обязанностей |                     |
| 5.  | Фактическое число рабочих дней   |                     |
| 6.  | Средняя продолжительность рабочего дня, (час.)                             |                     |
| 7.  | Реальных (эффективный) фонд рабочего времени (час.)                        |                     |

При определении численности ремонтного персонала необходимо учитывать время регламентированных перерывов, доставку на рабочее место, перерывы, связанные с технологией выполнения ремонтов и т.п., указанное время может составлять до 50% общего времени работ. Полученное значение  $N_{рп}$  округляется в большую сторону.

## ТЕМА 12. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

### **Основные методы выбора оптимальных решений.**

На рынке товаров и услуг в условиях неполноты информации продавцы и покупатели принимают решение на свой страх и риск.

**Риск** – это вероятность (угроза) потери организацией части своих доходов или появления дополнительных расходов в результате определенной финансовой политики.

**Лицу, принимающему решения** (ЛПР), приходится учитывать риск того, что каждое действие на рынке приводит к одному из множества частных исходов, которые имеют свою вероятность появления. ЛПР необходимо также учитывать то, что величина дохода компании зависит и от величины риска потерь.

С учетом вышесказанного при принятии коммерческих решений ЛПР стремится выбрать оптимальное решение, позволяющее предусмотреть меры от возможных финансовых потерь. Принятие оптимальных решений базируется на сборе исходных данных; создании математической модели; решении задачи поиска оптимального решения.

**Математическое моделирование** позволяет получить ответы на поставленные вопросы, решение которых в реальной обстановке заняло бы, возможно, годы; предоставляет возможность широкого экспериментирования, осуществить которое на реальном объекте зачастую просто невозможно.

Для успешного моделирования необходимо выполнить следующие условия:

- суметь отделить главные свойства от второстепенных;
- учесть главные свойства моделируемого объекта;
- пренебречь его второстепенными свойствами.

До создания математической модели необходимо четко сформулировать содержательную постановку задачи и лишь, затем переходить к ее реализации.

Любая математическая модель состоит из трех составляющих: целевой функции, ограничений, граничных условий.

**Целевая функция** (ЦФ), или критерий оптимизации, показывает, в каком смысле решение должно быть оптимальным, т. е. наилучшим. Различают назначения целевой функции: ее максимизация или минимизация заданного значения функции.

Таким образом, в общем случае ЦФ  $F$  можно представить в следующем виде:

$$F = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \Rightarrow \max (\min; \text{const}), \quad (12.1)$$

где  $x_1, x_2, \dots, x_n$  – проектные параметры.

**Проектные параметры** – это переменные, которые полностью и однозначно определяют решаемую задачу оптимизации проектирования.

Эти переменные – неизвестные величины, значения которых вычисляются в процессе оптимизации. В качестве независимых переменных могут быть использованы любые основные или производные величины, служащие для количественного описания системы.

Обычно сами переменные обозначают  $x$  а количество переменных –  $n$ .

Целевая функция формируется так, чтобы с ее помощью можно было сопоставить возможные варианты решений и выбрать наилучшие, отвечающие принятому критерию оптимальности.

В некоторых задачах оптимизации (многопараметрической оптимизации) требуется введение более одной целевой функции. Бывают случаи, когда одна из них оказывается несовместимой с другой. Например, когда требуется обеспечить минимальные потери мощности в линии электропередачи при ее наименьшем сечении и стоимости. В этих случаях вводят систему приоритетов и придают каждой целевой функции некоторый безразмерный множитель (коэффициент веса). В результате появляется «функция компромисса», позволяющая в процессе решения задач оптимизации пользоваться одной целевой функцией.

Область, определяемая заданными независимыми переменными, называется пространством проектирования.

Целевая функция изображается кривой на плоскости для одной независимой переменной или поверхностью в пространстве трех измерений для двух независимых переменных.

При трех и более независимых переменных поверхности, задаваемые целевой функцией, называются гиперповерхностями и поддаются изображению в многомерном пространстве с использованием современной компьютерной технологии.

**Ограничения** (ОГР) устанавливают зависимости между переменными, которые могут быть как односторонними, например:

$$f_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq b_i, \quad i \in \overline{1, m}, \quad (12.2)$$

так и двухсторонними неравенствами вида:

$$z(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq b_i. \quad (12.3)$$

Граничные условия (ГРУ) показывают, в каких пределах могут быть заданы значения искомых переменных, например:

$$x_i \geq 0, \quad i \in \overline{1, n}. \quad (12.4)$$

Максимум и минимум функции соответствуют понятию экстремум, который может быть как локальным, так и глобальным.

Допустим, функция  $f(x)$  принимает максимальные значения  $A$  и  $B$ , и если  $A > B$ , то  $A$  является глобальным максимумом, а точка  $B$  – локальным. Аналогично, если функция  $f(x)$  принимает минимальные значения в точках  $C$ ,  $D$ ,  $E$ , где  $C < D < E$ , тогда  $C$  будет глобальным минимумом, а  $D$  и  $E$  – локальными минимумами. Следовательно, глобальным максимумом (минимумом) называют такой максимум (минимум), который больше (меньше) всех остальных. Оптимумом называется наибольшее (наименьшее) значение функции без учета того, где находится ее значение (внутри заданного интервала или на его границе). Экстремумы и оптимумы могут быть локальными и глобальными.

Бывают случаи, когда при введении граничных условий  $x < b$ , значение  $f(b)$  находится на границе  $x = b$ . В этом случае величина  $f(b)$  не удовлетворяет признаку экстремума. Тогда говорят, что в точке  $x = b$  находится оптимум функции  $f(x)$ .

**Локальный оптимум** – это точка пространства проектирования, в которой целевая функция имеет наибольшее (наименьшее) значение по сравнению с ее значениями во всех других точках ближайшей окрестности.

**Глобальный оптимум** – единственное оптимальное решение для всего рассмотренного пространства в пределах заданных ограничений. Нахождение глобального оптимума сводится к сравнению ряда решений, из которых ищется локальный оптимум.

**Математическая модель** – это совокупность уравнений и неравенств, дающих математическое описание задачи оптимизации. Она содержит ЦФ, ОГР, ГРУ.

Общепринято использование следующего порядка решения задачи выбора:

1. Формулируется задача.
2. Рассматривается ее математическая модель для выбора оптимального решения.

Решение задачи, которое удовлетворяет условиям функции и граничным условиям, называется допустимым. Когда математическая модель оптимизации составлена правильно, задача может иметь целый ряд допустимых решений. Существенной характеристикой задачи оптимизации является ее размерность, определяемая числом переменных  $n$  и числом ограничений  $m$ . Соотношение этих величин определяет размерность задачи оптимизации. Возможны три вида решений:  $n < m$  (не имеет решения),  $n = m$  (необходимое условие для решения системы уравнений),  $n > m$  (бесчисленное множество решений).

Из сказанного выше следует, что условие  $n > m$  – неперенное требование задачи оптимизации.

Условие  $n = m$  можно рассматривать как задачу оптимизации, имеющую одно допустимое решение.

Система ограничений  $n > m$  имеет бесчисленное множество решений.

Критерий выбирает лицо, принимающее решение, С помощью критерия можно оценить следующие качества:

- желательные (прибыль, производительность, надежность и т. д.); в этом случае стремятся к максимизации критерия;

- нежелательные затраты: расход материала, простои оборудования (стремятся минимизировать критерий).

Когда стремятся максимизировать какую-то величину, то для оптимального решения критерий будет иметь самое большое значение из всех допустимых. В случае, когда требуется минимизация критерия, – для оптимального решения критерий будет иметь самое меньшее значение из всех допустимых.

Задача имеет оптимальное решение, когда она удовлетворяет следующим требованиям:

- 1) имеется возможность иметь более одного решения(существует ряд допустимых решений);
- 2) есть критерий, показывающий, в каком смысле принимаемое решение должно быть оптимальным (наилучшим из допустимых) с учетом принятых ограничений.

Математическое программирование – это алгоритмическая форма решения оптимизационных задач, которая дает не формулу, выражающую окончательный результат в зависимости от выбранных значений переменных, а указывает вычислительную процедуру, которая приводит к выбору решения. В математическом программировании можно выделить различные классы задач, для каждого из которых существуют свои методы решения.

Общепринято подразделять методы оптимизации в многомерном пространстве на три основные группы (функции многих переменных):

- 1)методы нулевого порядка, в которых используются только значения

самой функции (в частности симплекс-метод);

2) методы первого порядка, в которых используются только первые производные функции (например, градиентный метод);

3) методы, в которых используются вторые производные функции (например, метод Ньютона).

Задача формулируется в виде математической модели (12.1 ... 12.3), в которой полно и правильно должны быть учтены все необходимые свойства системы. Метод математического программирования для решения задачи выбирается с учетом требуемой точности результата решения.

В настоящее время практикуется использование следующих методов оптимизации:

- классический анализ для определения экстремумов функции;
- методы линейного, нелинейного, динамического, целочисленного и стохастического программирования;
- методы с использованием теории игр и планирования эксперимента.

Общеизвестно, что изучение любых явлений, предметов, процессов облегчается их систематизацией, которую полезно завершить классификацией по ряду признаков. Причем любая классификация должна преследовать достижение поставленной цели. Выбранная цель определяет набор тех признаков, по которым она будет проводиться.

В качестве примера рассмотрим общий подход к решению оптимизационных задач с использованием компьютерных технологий на базе MS Excel. На рисунке 12.1 рассмотрена классификация видов математических моделей, которые включают следующие элементы: исходные данные и искомые переменные, отличительные особенности которых показаны на рисунке 12.1.



**Рис. 12.1** Классификация элементов модели

**Исходными данными** для математической модели являются: целевая функция  $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$  (12.1); левые части ограничения  $z(x_i)$  и их правые части  $b_i$  (12.2). Исходные данные могут быть детерминированными и случайными.

**Детерминированные исходные данные** – это те, точные значения которых известны при составлении модели.

**Случайные исходные данные** – это элементы модели, значения которых определены случайными факторами.

Искомые переменные могут быть непрерывными и дискретными.

Таблица 46

### Основные классы задач оптимизации

| Исходные данные   | Искомые переменные         | Зависимости | Классы задач                     |
|-------------------|----------------------------|-------------|----------------------------------|
| Детерминированные | Непрерывные                | Линейные    | Линейного программирования       |
| Детерминированные | Целочисленные              | Линейные    | Целочисленного программирования  |
| Детерминированные | Непрерывные, целочисленные | Нелинейные  | Нелинейного программирования     |
| Случайные         | Непрерывные                | Линейные    | Стохастического программирования |

**Непрерывные переменные** – это переменные, которые могут принимать любые значения в заданных граничных условиях.

**Дискретные переменные** – это переменные, которые могут принимать только заданные значения.

**Целочисленными дискретными искомыми** называются такие, которые могут принимать только целые значения.

**Зависимости между переменными** (как целевые функции, так и ограничения) бывают линейными и нелинейными.

**Линейными** являются зависимости, в которые входят переменные в первой степени и с ними выполняются только действия сложения и вычитания.

**Нелинейными** зависимостями являются те, в которых переменные имеют степень больше единицы, и с ними выполняются любые действия.

Следует учесть, что когда в задаче хотя бы одна зависимость нелинейная, то вся задача является нелинейной.

Выбор класса задачи оптимизации зависит от сочетания элементов модели и требует разных методов решения (табл. 47).

При принятии оптимальных решений используются следующие этапы работ.

Выбор задачи обычно основан на учете двух требований:

- должно существовать, как минимум, два варианта решения, так как, если вариантов нет, значит, и выбирать не из чего:

- надо четко понимать, в каком смысле искомое решение должно быть наилучшим, иначе никакие математические методы не помогут решению проблемы.

1. Выбор задачи заканчивается ее содержательной постановкой.

2. Содержательная постановка задачи позволяет перейти от желания решить задачу к ее формулировке в такой форме, которая позволяет определить элементы математической модели (рис. 12.1):

- исходные данные (величины детерминированные или случайные);

- искомые переменные (непрерывные или дискретные);

- пределы, в которых могут находиться значения искомым величин в оптимальном решении;

- зависимости между переменными (линейные или нелинейные);

- критерии, по которым следует находить оптимальное решение.

Верно сформулированная содержательная постановка – основа успешного составления математической модели.

3. Составление математической модели – ответственный этап работы.

4. Сбор исходных данных целесообразно и необходимо производить лишь после формулирования математической модели, так как целесообразно собирать лишь те данные, которые входят в модель.

5. Решение задачи определяется классом задачи оптимизации.

6. Анализ решения является важнейшим инструментом принятия решения и выполняется на основе математической модели.

Общепринято использование различных видов анализа (см. рис. 12.2).

На этапе постановки задачи производится анализ с целью ответа на вопросы: «Что будет, если...?» (вариантный анализ) и/или «Что надо, чтобы...?» (решения по заказу).

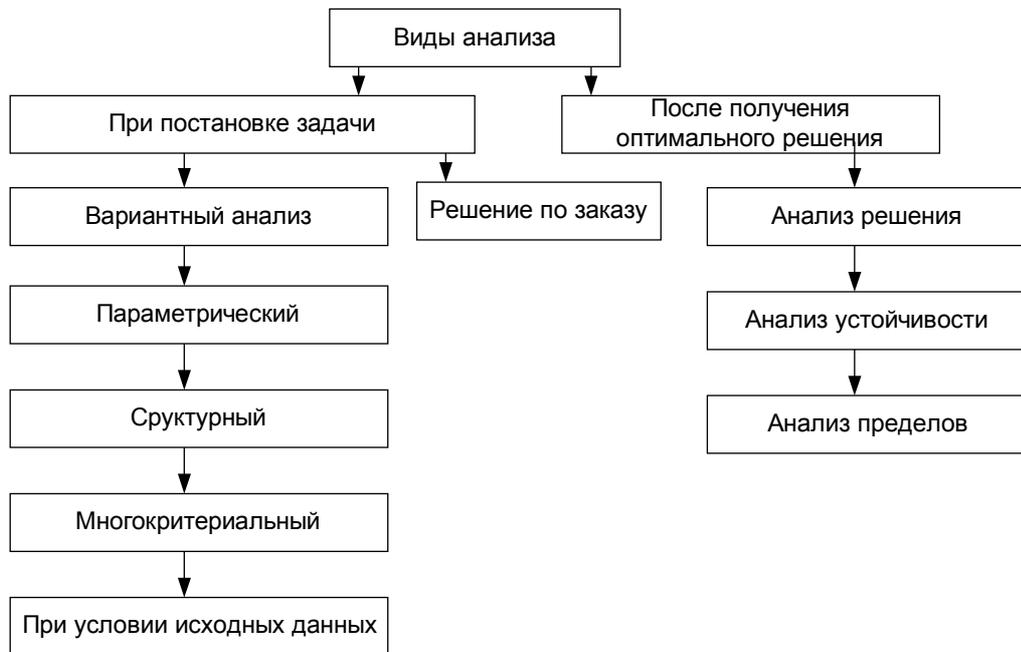
**Вариантный анализ** имеет следующие виды:

- параметрический анализ реализуется решением задачи при различных значениях некоторого переменного;

- структурный анализ заключается в решении задачи оптимизации при различной структуре ограничений;

- многокритериальный анализ – это решение задачи по разным целевым функциям;

- анализ при условных исходных данных – при решении задачи используются исходные данные, зависящие от соблюдения дополнительных условий.



*Рис. 12.2.* Виды анализа

**Решения по заказу** – решаются задачи оптимизации при заданных значениях: переменных, левых частей ограничений, целевой функции.

Принять правильное решение помогает анализ полученного оптимального решения.

7.Принятие оптимального решения – конечный этап работы, его принимает человек (ЛПР), который должен отвечать за результаты принятого решения.

8.Графическое представление результата решения и анализ позволяет наглядно представить информацию, необходимую для принятия решения.

Оптимальное решение – результат всесторонней оценки как решений, полученных с помощью поиска, так и тех значений, которые были определены в ходе произведенного анализа.

## **ТЕМА 13. ОСНОВЫ ПЛАНИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Виды и характеристики энергооборудования: абсолютные, относительные, дифференциальные. Расходные характеристики. Характеристики относительных приростов. Максимальная и минимальная реактивные мощности. Принципы оптимального распределения нагрузки между котлами и турбоагрегатами. Планирование мощности и распределения нагрузки между электростанциями в ЭС. Уравнение цели. Уравнение ограничений. Уравнение управления. Выбор оптимального состава оборудования.

### **Виды характеристик энергооборудования.**

Энергетические характеристики оборудования отображают зависимость между входными, выходными параметрами и потерями.

Существует три вида характеристик: абсолютные (расходные) относительные и дифференциальные.

**Абсолютные (расходные) характеристики** отображают зависимость между количеством энергии, подводимой к агрегату (первичной), и получаемой от него (вторичной). Они используются для определения абсолютных значений расхода топлива и необходимой производственной мощности (соответствия производственной мощности котла и турбины).

**Относительные характеристики** используют для расчета первичной энергии при заданных нагрузках. К ним относятся удельные расходы топлива и теплоты, характеризующие экономичность работы оборудования, а также коэффициента полезного действия (КПД).

Дифференциальные характеристики применяют для определения оптимальных режимов работы агрегатов.

### **Энергетические характеристики котлов (парогенераторов).**

**Расходная характеристика парогенератора** – это зависимость часового расхода топлива котлом от его полезной часовой тепловой нагрузки (рис. 13.1):

$$B = f(Q_{ч.к}).$$

Расходные характеристики паровых котлов строятся на основе их тепловых балансов. Тепловой баланс может быть представлен в следующем виде, ГДж/ч:

$$Q_{ч.к} = Q + \Delta Q, \quad (13.1)$$

где  $Q$  – полезно используемое тепло;

$$\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2 + \Delta Q_3 + \Delta Q_4 + \Delta Q_5, \quad (13.2)$$

где  $\Delta Q_1$  – потери тепла с уходящими газами;

$\Delta Q_2$  – потери от химической неполноты сгорания;

$\Delta Q_3$  – потери от механической неполноты сгорания;

$\Delta Q_4$  – потери в окружающую среду;

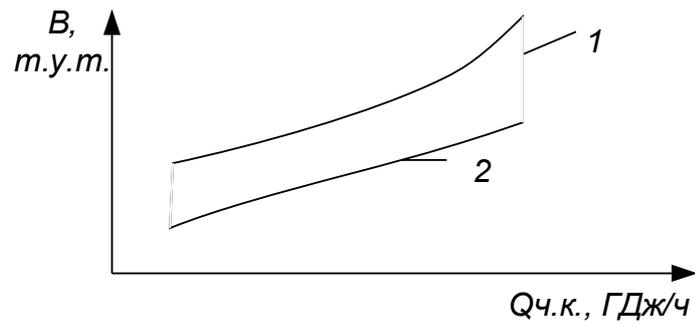
$\Delta Q_5$  – потери с физической теплотой шлаков.

Зависимость отдельных видов потерь от полезной нагрузки устанавливается на основе испытаний парового котла и строится в пределах от минимальной нагрузки до максимальной (рис. 13.2).

**Минимальная нагрузка** – это наименьшая нагрузка  $Q_{min}$ , с которой котел может работать в течение длительного периода времени без нарушения циркуляции или процесса горения. Обычно она зависит от вида топлива и типа котла, например минимальная нагрузка газ-мазута составляет 30 % от номинальной, а твердого топлива – 50 %.

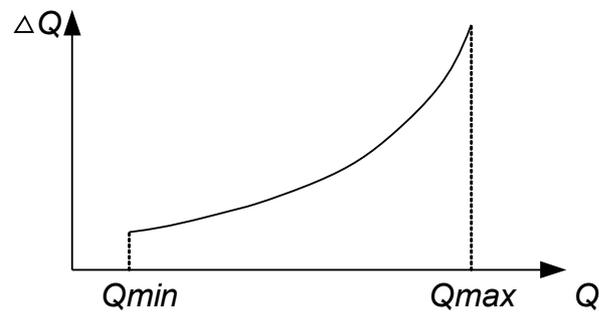
**Характеристика относительных приростов расхода топлива котлом** (дифференциальная характеристика) отображает изменение часового расхода топлива при увеличении тепловой нагрузки на 1 ГДж/ч:

**Максимальная нагрузка** – это наибольшая нагрузка  $Q_{max}$ , при которой котел может длительно работать без вредных последствий.



**Рис 13.1.** Расходная характеристика котла:

1 – потери; 2 – полезная теплота



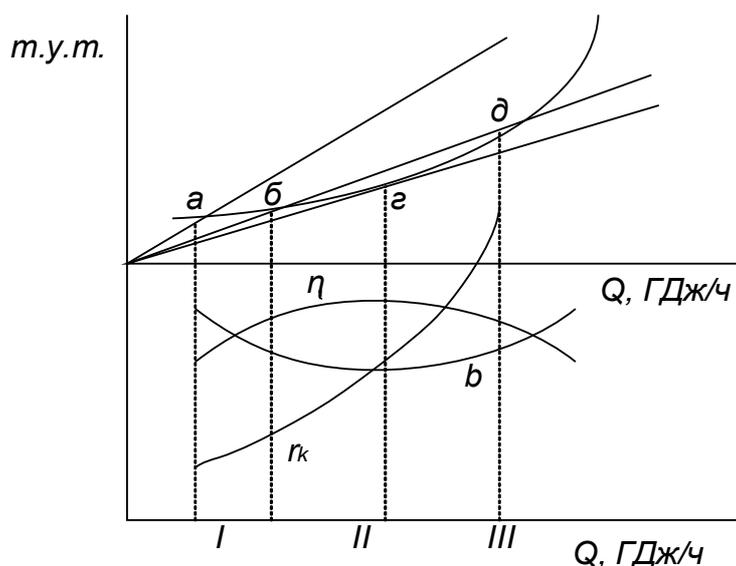
**Рис. 13.2.** Зависимость отдельных видов потерь от полезной нагрузки

Характеристикой относительных приростов расхода топлива (дифференциальная характеристика) отображает изменение часового расхода топлива при увеличении тепловой нагрузки на 1 ГДж/ч.

$$r_{\kappa} = \frac{\partial B}{\partial Q} \quad (13.3)$$

Рассмотрим взаимосвязь между удельным расходом топлива  $b$ , относительным приростом расхода топлива котла  $r_{\kappa}$  и КПД (рис. 13.3). Тангенс угла наклона расходной характеристики к оси  $Q$  соответствует удельному расходу топлива  $b$  т.у.т./ГДж:

$$b = \frac{B}{Q_{\text{ч.к}}} \quad (13.3)$$



**Рис. 13.3.** Взаимосвязь между удельным расходом топлива, относительным приростом расхода топлива и КПД котла: *I* – зона сниженных нагрузок; *II* – зона средних нагрузок; *III* – зона повышенных нагрузок

Угол наклона кривой, *a*, 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 ( $b_a > b_б > b_в$ ), а затем вновь начинает возрастать ( $b_в = b_г$ ). В точке *г* удельный расход равен относительному приросту расхода топлива  $b = r_k$ , так как луч совпадает с касательной, а относительный прирост расхода топлива численно равен тангенсу угла наклона касательной к энергетической характеристике. В этой же точке достигается минимум удельного расхода топлива и максимальное значение КПД, %:

$$\eta = \frac{0,0342}{b} \cdot 100; \quad 0,0342 = 1/29,3$$

где 29,3 – теплота сгорания 1 т у.т., ГДж.

Таким образом, можно выделить три характерные зоны:

- сниженных нагрузок (*I*) – является практически нерабочей, так как режим горения неустойчив;
- средних нагрузок (*II*) – соответствует наиболее экономичной работе агрегатов, КПД близок к максимальному;

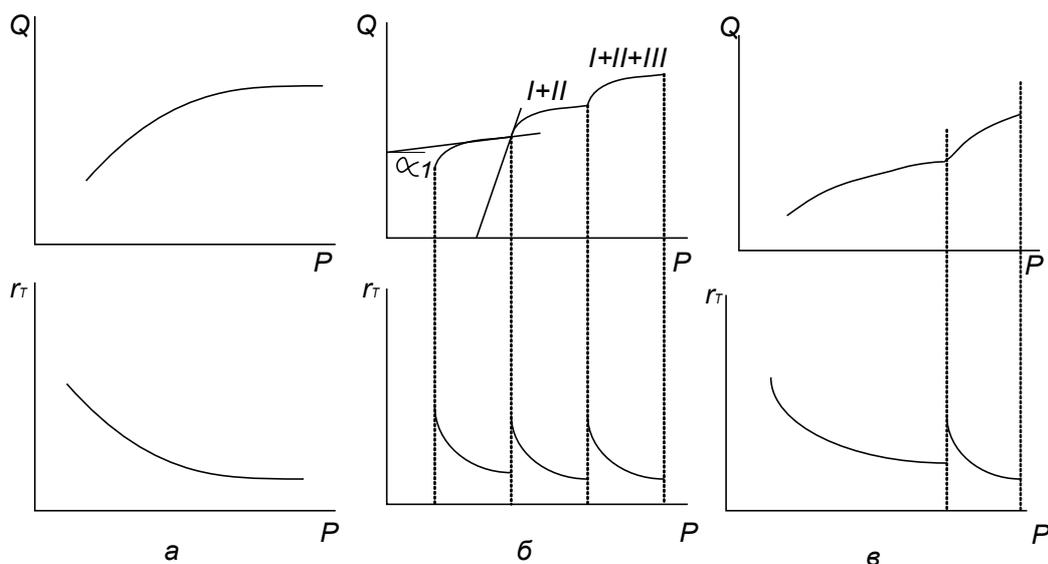
- повышенных нагрузок (III) – является перегрузочной, для нее характерно резкое возрастание потерь и снижение КПД.

### Расходные энергетические характеристики турбоагрегатов

Расходные характеристики паровых турбоагрегатов зависят от системы их регулирования и представляют собой выпуклые кривые (рис. 13.4, а) или их сочетание (рис. 13.4, в).

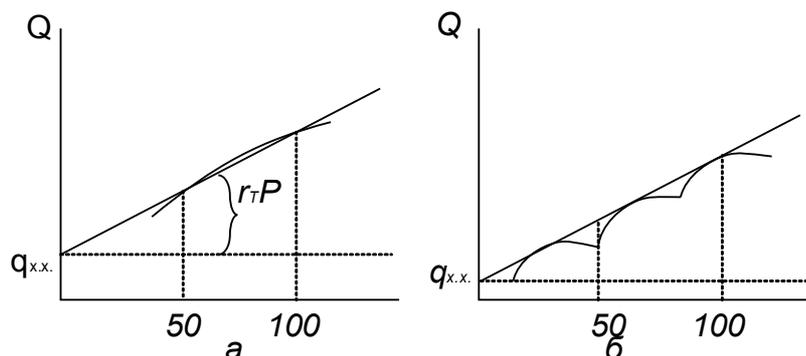
При возрастании нагрузки угол наклона касательной уменьшается. Это объясняется постепенным открытием дроссельного клапана, пропускающего пар в проточную часть турбины, и снижением потерь дросселирования. В крупных турбинах для уменьшения потерь дросселирования применяют сопловое или клапанное регулирование, осуществляемое последовательным открытием нескольких клапанов. В точке включения такого клапана происходит скачкообразное увеличение относительного прироста расхода топлива ( $tg\alpha_1 < tg\alpha_2$ ) из-за возрастания потерь дросселирования во вновь открываемом клапане (рис. 13.4, б).

Использование в практических расчетах криволинейных характеристик весьма сложно, поэтому их заменяют прямолинейными (рис. 13.5). Обычно проводят прямую через точки характеристики, соответствующие нагрузкам 50 и 100 %.



**Рис. 13.4.** Расходные характеристики паровых турбоагрегатов:

*a* – дроссельное регулирование; *б* – сопловое или клапанное регулирование; *в* – обводное регулирование; *I, II, III* – клапаны



**Рис. 3.5.** Расходные характеристики паровых турбоагрегатов при замене криволинейных зависимостей прямолинейными: *a* – для одного турбоагрегата; *б* – для нескольких турбоагрегатов

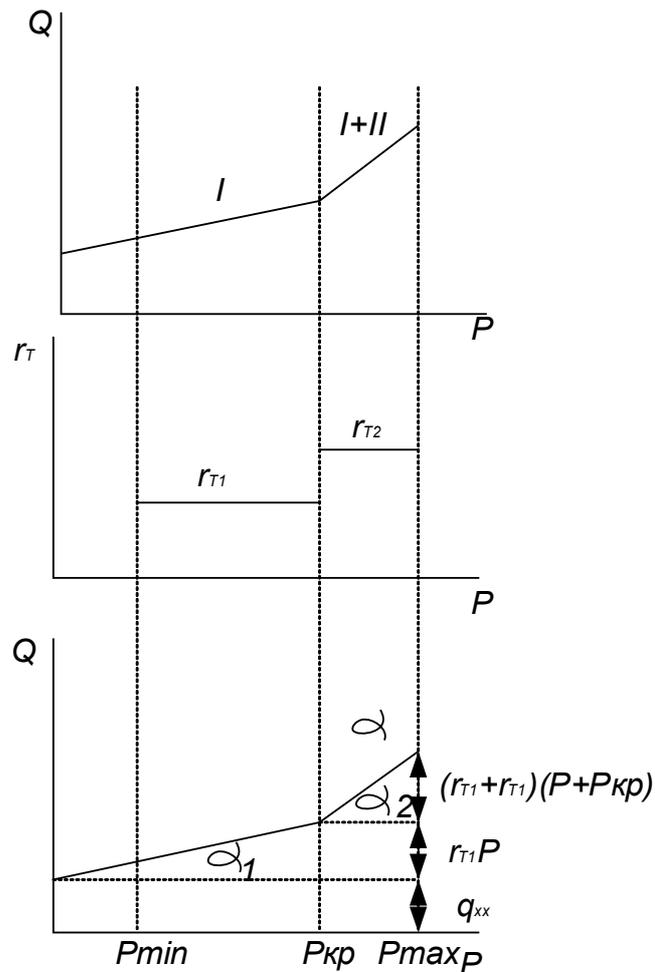
$$Q_c = q_{x.x} + r_m P \quad ,$$

где  $q_{x.x}$  – часовой расход тепла на холостой ход агрегата, ГДж/ч (имеется в виду условный, получающийся в результате спрямленной характеристики часовой расход тепла на холостой ход; в дальнейшем изложении слово «условный» опускается;

$r_m$  – относительный прирост расхода тепла, т.е. отношение приращения расхода тепла  $\Delta Q$  к приращению нагрузки  $\Delta P$  или (для спрямленной характеристики) тангенс угла наклона характеристики к оси абсцисс, ГДж/(МВт·ч);

$P$  – текущая электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт.

Таким образом, при любой нагрузке турбоагрегата часовой расход тепла складывается из постоянного не зависящего от нагрузки расхода тепла на холостой ход и нагрузочного расхода тепла, зависящего от нагрузки (возрастающего с ее увеличением и наоборот). Например: для турбины К-300-240 расходная характеристика  $Q_c = 158,8 + 7,68 \cdot \text{ЧР}$ , ГДж/ч.



**Рис. 13.6.** Расходная характеристика паровых турбоагрегатов при обводном регулировании: *I, II* – клапаны

Для увеличения пропуска пара через проточную часть турбин большой мощности применяется обводное регулирование, когда пар в обвод первых ступеней пропускается непосредственно в одну из промежуточных ступеней. В этом случае расходная характеристика представляет собой сочетание двух выпуклых кривых, из которых последняя имеет больший угол наклона (рис. 13.6).

В зоне действия клапана *I*

$$tg\alpha_1 = \frac{\Delta Q}{\Delta PP} = \frac{Q_{кр} - Q_{min}}{P_{кр} - P_{min}} = r_{m1},$$

(13.4)

а клапанов *I* и *II*

$$tg\alpha_2 = \frac{\Delta Q}{\Delta PP} = \frac{Q_{\max} - Q_{кр}}{P_{\max} - P_{кр}} = r_{m2},$$

(13.5)

где  $Q_{кр}$  – расход тепла, соответствующий критической нагрузке;

$P_{кр}$  – критическая, или экономическая, нагрузка турбины, т.е. нагрузка при которой удельный расход тепла является наименьшим, МВт;

$r_{m1}, r_{m2}$  – относительные приросты расхода теплоты турбоагрегата в зоне до критической нагрузки и перегрузочной зоне, ГДж/(МВт · ч)

Таким образом, при обводном регулировании часовой расход:

$$Q_{ч} = q_{x,x} + r_{m1} P_{ч} \left( \frac{P - P_{кр}}{P_{кр}} \right) + r_{m2} P_{ч} \left( \frac{P - P_{кр}}{P_{кр}} \right). \quad (13.6)$$

Часовой расход тепла при нагрузке, превышающей критическую, состоит: из расхода тепла на холостой ход  $q_{x,x}$ ; расхода тепла на выработку электроэнергии, если вся она получается по характеристике, не имеющей излома, с относительным приростом  $r_{m1}$ ; дополнительного расхода тепла из-за выработки части электроэнергии при нагрузке, превышающей экономическую т.е. в зоне нагрузки с большим относительным приростом ( $r_{m2} > r_{m1}$ ) коэффициенты характеристики  $q_{x,x}$ ,  $r_{m1}$  и  $r_{m2}$  являются величинами постоянными для данных типов мощности и состояния агрегата. Они либо известны по данным завода-изготовителя, либо определяются проведением соответствующих испытаний.

Для теплофикационных турбоагрегатов при определенных значениях отборов пара часовой расход тепла, ГДж/ч:

$$Q_{ч} = q_{x,x} + k_m \Delta D_m + k_n \Delta D_n + r_{m1} P_{ч} \left( \frac{P - P_{кр1}}{P_{кр1}} \right) + r_{m2} P_{ч} \left( \frac{P - P_{кр2}}{P_{кр2}} \right),$$

где  $k_m$  и  $k_n$  – коэффициенты, характеризующие приросты расхода тепла на турбоагрегат при неизменной электрической нагрузке и увеличении отбора пара отопительных и производственных параметров соответственно на 1 т/ч, ГДж/т пара;

$D_m$  и  $D_n$  – расход пара из регулируемых отборов отопительных и производственных параметров соответственно, т/ч;

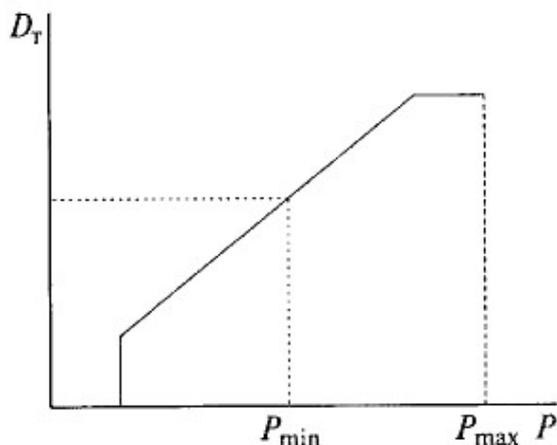
$P$  – электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт;

$P_{kpi}$  – критические нагрузки, при которых измеряется величина относительного прироста расхода тепла, МВт;

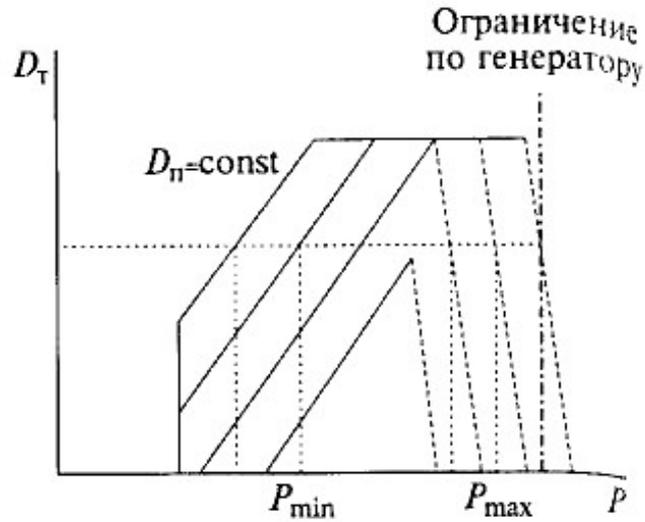
$r_{mi}$  – относительные приросты расхода тепла на единицу электрической нагрузки соответственно в зонах от минимальной  $P_{min}$  до  $P_{kp1}$ , от  $P_{kp1}$  до  $P_{kp2}$ , от  $P_{kp2}$  до максимальной  $P_{max}$ , ГДж/МВт·ч.

Параметры (коэффициенты) характеристики получаются на основе Диаграммы режимов по данным испытаний завода изготовителя (рис. 13.7). С изменением величин отборов пара меняются значения минимальной, критических и максимальной нагрузок (рис. 13.8), а также значения коэффициентов характеристики.

Характеристика относительных приростов расхода теплоты турбоагрегатом для данной тепловой нагрузки определенных параметров представляет собой ступенчатый график (см. рис. 13.6). Число ступеней и их размеры определяются значениями минимальной, максимальной и критическими нагрузками, а также относительными приростами расхода теплоты для отдельных диапазонов нагрузки.



**Рис. 13.7.** Определение параметров (коэффициентов) расходной характеристики турбоагрегата на основе диаграммы режима



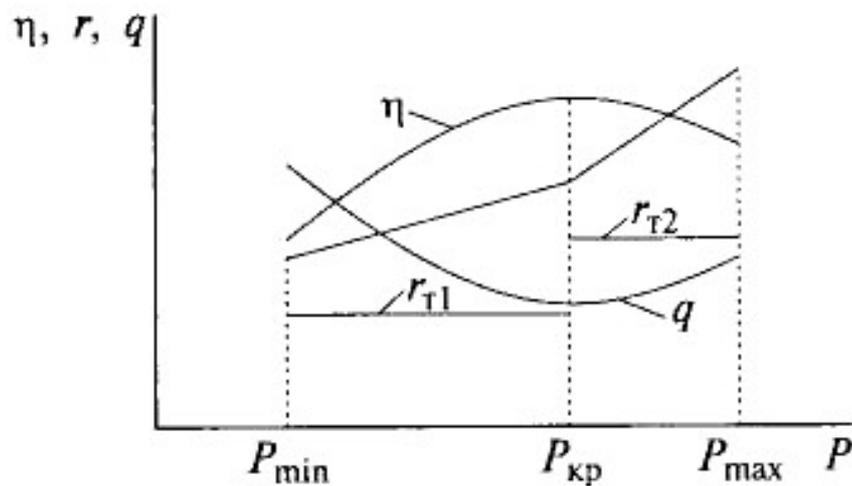
**Рис. 13.8.** Зависимость параметров расходной характеристики турбоагрегата от величины отборов пара

Показателем, характеризующим экономичность турбины, является удельный расход тепла, ГДж/(МВт · ч):

$$q = \frac{Q_u}{P} \quad (13.7)$$

Коэффициент полезного действия:

$$\eta = \frac{3,6}{q} = \frac{3,6}{q_{x.mn} / (P + r_1 + \Delta r_{кр} (1 - P))} \quad (13.8)$$



**Рис. 13.9.** Относительные показатели работы турбоагрегатов

В зоне нагрузок до  $P_{кр}$  удельный расход тепла снижается за счет уменьшения доли расхода пара на холостой ход ( $q_{min} = q_{P_{кр}}$ ), а затем увеличивается за счет перегрузочного расхода тепла (рис. 13.9).

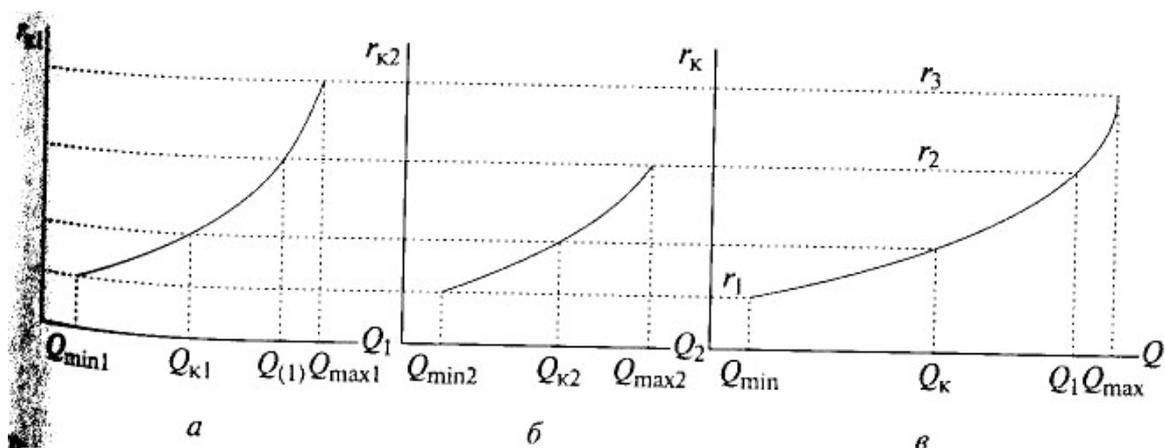
Так как в точке  $P = P_{кр}$  удельный расход топлива минимальный, а КПД соответственно достигает максимального значения, то эта точка называется **экономичной нагрузкой турбоагрегата**.

При увеличении электрической нагрузки удельный расход тепла численно будет приближаться к значению относительно расхода теплоты турбоагрегатом

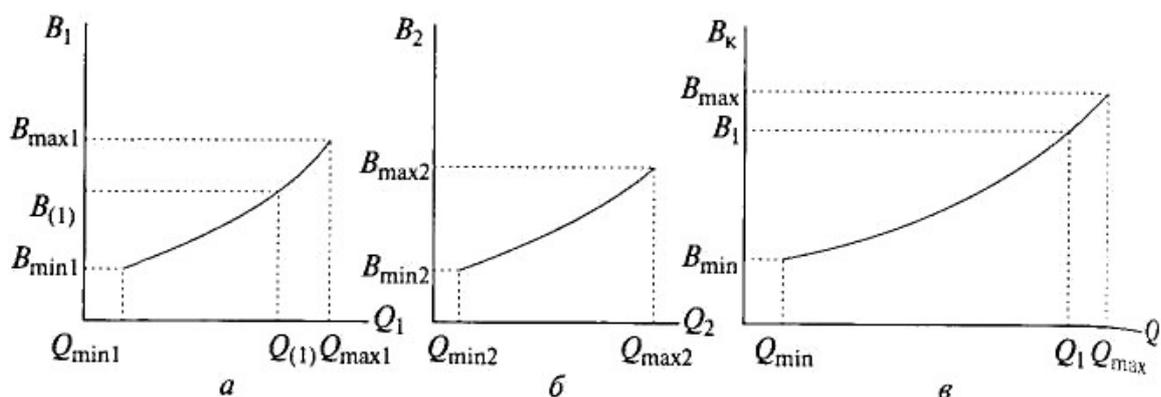
### **Принципы оптимального распределения нагрузки между котлами в котельной**

На основе характеристик для отдельных котлов строятся одноименные характеристики для котельной применительно к одновременно находящимся в работе котлам в данный период времени и оптимальному распределению тепловой нагрузки котельной между ними. Распределение нагрузки между совместно работающими агрегатами будет наиболее выгодным, когда выполнение Лунного общего графика нагрузки требует наименьшего количества первичной энергии (топлива в условном исчислении или расходов на топливо при разной цене топлива). Тепловые нагрузки котлов, соответствующие этим условиям, будут совпадать, если в рассматриваемый период времени все работающие котлы данной котельной используют одинаковое топливо. Для достижения этих Критериев необходимо, чтобы в каждый момент времени обеспечивалось равенство относительных приростов расхода топлива или относительных приростов стоимости топлива:  $r_{к1} = r_{к2} = \dots = r_{ки}$ . Для построения характеристики относительных приростов котельной суммирование нагрузки отдельных котлов следует производить при одинаковых значениях относительных приростов расхода топлива (для достижения минимума расхода топлива котельной хода топлива котельной, состоящей из двух разнотипных котлов, имеет излом (рис. 13.10), который

происходит в характерных точках, соответствующих минимальным и максимальным нагрузкам отдельных котлов.



**Рис. 13.10.** Построение характеристики относительных приростов расхода топлива котельной: *а* – первого котла; *б* – второго котла; *в* – котельной



**Рис. 13.11.** Энергетические характеристики: *а* – первого котла; *б* – второго котла; *в* – котельной

Например:

$$Q_{\min} = Q_{\min1} + Q_{\text{прп}2} \quad r \quad 1, \quad (13.9)$$

$$Q_1 = Q_{(1)} + Q_{\text{прп}2} \quad r \quad 2, \quad (13.10)$$

$$Q_{\max} = Q_{\max1} + Q_{\text{прп}2} \quad r \quad 3. \quad (13.11)$$

Энергетическая характеристика котельной строится по тем же самым характерным точкам, что и характеристика относительных приростов расхода

топлива (рис. 13.11). При этом используются энергетические характеристики отдельных котлов.

По тепловым нагрузкам отдельных котлов, соответствующим данному (одинаковому) значению относительного прироста расхода топлива, из энергетических характеристик находят соответствующие им расходы топлива. Суммируя эти величины, получаем расход топлива котельной при тепловой нагрузке, равной сумме тепловых нагрузок отдельных котлов:

$$B_{\min} = B_{\min 1} + B_{\min 2} \quad , \quad (13.12)$$

$$B_1 = B_{(1)} + B_{\max 2} \quad , \quad (13.13)$$

$$B_{\max} = B_{\max 1} + B_{\max 2} \quad . \quad (13.14)$$

#### **Распределение нагрузки между турбоагрегатами ТЭС.**

Для ТЭС по характеристикам турбоагрегатов (ТА) составляются характеристики относительных приростов (ХОП) расходов теплоты, энергетические характеристики машинного зала электростанции и режимные карты. Характеристика относительных приростов и энергетическая для электростанции в целом могут быть получены на основе одноименных характеристик котельной и машинного зала.

**Относительный прирост (ОП) расхода топлива станцией** является показателем экономичности работы станции или блока и показывает, на сколько изменится расход топлива станцией при изменении нагрузки на 1 кВт:

$$r_{cm(\delta l)} = r_k \cdot \eta r_m \quad . \quad (13.15)$$

Скачок на ХОП электростанции (рис. 13.12, а) связан с ХОП турбоагрегата (рис. 13.12, б), а пологовогнутая часть определяется ХОП котла (рис. 13.12, в). Если в машинном зале станции установлены однотипные агрегаты, то нагрузка между ними распределяется равномерно при минимально необходимом числе агрегатов, Яго позволяет дать каждому

агрегату достаточно высокую нагрузку. Если агрегаты разнотипны по мощности и экономичности, то должно быть произведено экономичное распределение электрической нагрузки между ними, т.е. заданная электрическая нагрузка распределяется между ними таким образом, чтобы в машинном зале расход тепла был минимальным. При этом возможны два случая.

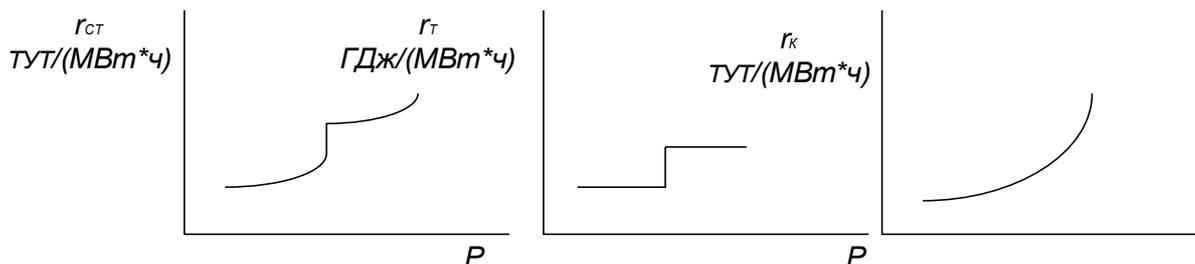
I. Нагрузка ТЭС может быть покрыта полностью каждым из двух агрегатов. Их расходные характеристики определяются следующим образом:

Рассмотрим простейший пример. В турбинном цехе установлены два агрегата различного типа. Их расходные характеристик определяются следующим образом:

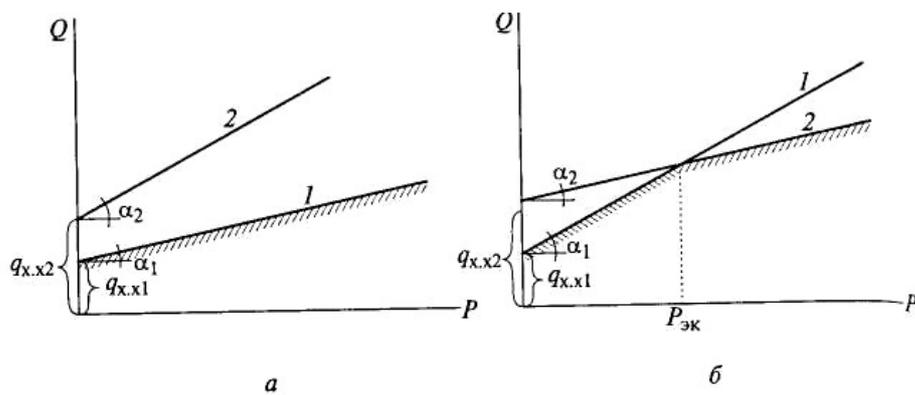
$$Q_1 = q_{x.x1} + r_{m1} P^{\chi_1}, \quad (13.16)$$

$$Q_2 = q_{x.x2} + r_{m2} P^{\chi_2}. \quad (13.17)$$

1. Если  $q_{x.x1} < q_{x.x2}$  и  $r_{m1} < r_{m2}$ , то любая нагрузка ТЭС должна покрываться турбиной № 1 (рис. 13.13, а)



**Рис. 13.12.** Построение характеристики относительных приростов расхода топлива тепловой электростанцией: а – электростанции; б – турбоагрегата; в – котла



**Рис. 13.13.** Полное покрытие нагрузки ТЭС одним из агрегатов: *а* – нагрузка ТЭС полностью покрывается турбиной № 1; *б* – в зоне  $P < P_{эк}$  нагрузка ТЭС полностью покрывается турбиной № 1, в зоне  $P > P_{эк}$  – полностью турбиной № 2; 1, 2 – расходные характеристики турбин

2. Если  $q_{x,x1} < q_{x,x2}$  и  $r_{m1} > r_{m2}$ ,  $0 < P < P_{max}$  (рис. 13.13, б), то в диапазоне  $P < P_{эк}$   $Q_{min} = Q_1$ , следовательно, надо загружать турбину № 1; в диапазоне  $P > P_{эк}$   $Q_{min} = Q_2$ , следовательно, надо разгружать турбину № 1 и загружать турбину № 2; при  $P = P_{эк}$  турбины равно-экономичны.

Если сходящиеся характеристики не пересекаются в зоне номинальной мощности, то всю нагрузку должна взять на себя турбина № 1.

II. Нагрузка ТЭС может быть покрыта только при совместной параллельной работе обоих агрегатов.

Допустим, что совместно работают два турбоагрегата, из которых первый имеет часовую расходную характеристику  $Q_{ч1} = q_{x,x1} + r_{m1} P_{ч1}$ , а второй  $Q_{ч2} = q_{x,x2} + r_{m2} P_{ч2}$ . Общий часовой расход тепла двух совместно работающих агрегатов составит:

$$Q_{ч\Sigma} = Q_{ч1} + Q_{ч2} = q_{x,x1} + r_{m1} P_{ч1} + q_{x,x2} + r_{m2} P_{ч2}. \quad (13.18)$$

Прибавим и вычтем произведение  $r_{m1} P_{ч2}$ , а общую нагрузку двух агрегатов обозначим через  $P_{cm} = P_1 + P_2$ . Тогда:

$$Q_{ч\Sigma} = q_{x,x1} + q_{x,x2} + r_{m1} P_{ч1} + (r_{m2} - r_{m1}) P_{ч2} + r_{m1} P_{ч2} = q_{x,x1} + q_{x,x2} + r_{m1} P_{cm} + (r_{m2} - r_{m1}) P_{ч2}$$

Графическое изображение расходной характеристики этих двух совместно работающих агрегатов будет иметь вид ломаной линии, точка излома которой может перемещаться при перераспределении нагрузки между

агрегатами. Как видно из выражения общего расхода тепла, при любом распределении нагрузки между агрегатами суммарный расход тепла на холостой ход останется неизменным ( $q_{x.x1} + q_{x.x2}$ ), а переменная часть расхода тепла будет тем меньше, чем больше нагружается агрегат, имеющий меньший относительный прирост расхода тепла.

Итак, в системе параллельно работающих агрегатов экономичность вариантов распределения нагрузки изменяется только за счет изменения дополнительного расхода энергии, так как расходы на холостой ход агрегатов имеют место при любом распределении нагрузки между ними. Следовательно, при возрастании нагрузки совместно работающих агрегатов в первую очередь должен нагружаться тот из них, у которого меньше относительный прирост расхода первичной энергии. Таким образом, оптимальное распределение достигается в порядке возрастания относительных приростов расходов тепла:  $r_{m1} < r_{m2} < r_{mi}$

**Режимная карта машинного зала** тепловой станции – это зависимость электрической нагрузки отдельных турбоагрегатов от электрической нагрузки станции:  $P_i = f(P)$ . Режимная карта разрабатывается на основе ХОП определенного состава работающих турбоагрегатов применительно к данным тепловым нагрузкам и условиям эксплуатации и используется для оптимального распределения суммарной нагрузки ТЭС между ними.

Допустим, что совместно работают два агрегата со следующими энергетическими характеристиками:

$$Q_1 = q_{x.x1} + r_{m1} P_{кр} + \check{r}_{m1} (P - P_{кр}), \quad (13.19)$$

$$Q_2 = q_{x.x2} + r_{m2} P_{кр} + \check{r}_{m2} (P - P_{кр}).$$

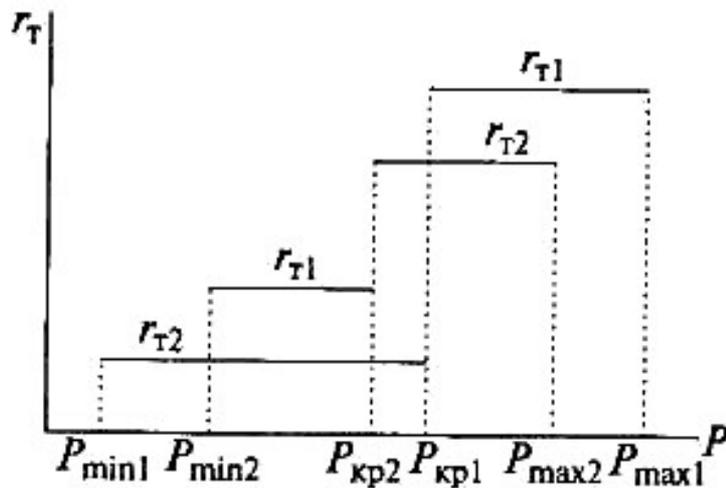
(13.20)

Допустим, что относительные приросты расхода тепла по зонам нагрузки находятся в следующем соотношении (рис. 13.14):

$$r_{m1} < r_{m2} < \check{r}_{m2} < \check{r}_{m1}.$$

Технические минимумы нагрузки обозначим соответственно  $P_{min1}$  и  $P_{min2}$ . Тогда может быть построена режимная карта экономического распределения нагрузки между этими агрегатами при их совместной работе.

По оси абсцисс (рис. 13.15) отложена общая нагрузка агрегатов станции (т.е. нагрузка турбинного цеха), а по оси ординат – нагрузка каждого из совместно работающих агрегатов. В первую очередь на график наносится технический минимум нагрузки цеха  $P_{cm.min} = P_{min1} + P_{min2}$ . Далее с увеличением нагрузки цеха догрузка агрегатов производится в последовательности возрастания относительных приростов (табл. 44).



**Рис. 13.14.** Относительные приросты расхода тепла турбоагрегатами по зонам нагрузки

Сначала догружается агрегат № 1 до нагрузки  $P_{кр1}$ , за пределами которой относительный прирост возрастает. На графике это отображается наклонным к оси абсцисс отрезком прямой, показывающим, как с ростом нагрузки цеха увеличивается нагрузка агрегата № 1, в то время как нагрузка агрегата № 2 остается постоянной – на уровне технического минимума. Таким образом, покрытию нагрузки цеха  $P_1$  агрегат № 1 участвует величиной  $P_{кр1}$ , а агрегат № 2 – величиной –  $P_{min2}$ :

$$P_1 = P_{min2} + P_{кр1} = P_{cm.min} - P_{min1} + P_{кр1} = P_{cm.min} + (P_{кр1} - P_{min1}). \quad (13.21)$$

Далее возрастающая нагрузка цеха передается на агрегат № 2 (так как  $r_{m2} < r_{m2}^{\checkmark} < r_{m1}^{\checkmark}$ ), который нагружается сначала до величины  $P_2$ , а затем до  $P_3$ , в то же время нагрузка агрегата № 1 остается на уровне  $P_{кр1}$ :

$$P_2 = P_{кр1} + P_{кр2} = P_1 - P_{мин2} + P_{кр2} = P_1 + (P_{кр2} - P_{мин2}),$$

(13.22)

$$P_3 = P_{кр1} + P_{макс2} = P_2 - P_{кр2} + P_{макс2} = P_2 + (P_{макс2} - P_{кр2})$$

(13.23)

В последнюю очередь догружается агрегат № 1 в зоне  $P_{кр1} - P_{макс1}$ :

$$P_{ст.макс} = P_{макс2} + P_{макс1} = P_3 - P_{кр1} + P_{макс1} = P_3 + (P_{макс1} - P_{кр1}).$$

(13.24)

Распределение электрической нагрузки ТЭЦ зависит от того, как распределены между турбинами тепловые нагрузки, поскольку электрическая нагрузка, вырабатываемая по теплофикационному режиму, определяется тепловыми нагрузками.

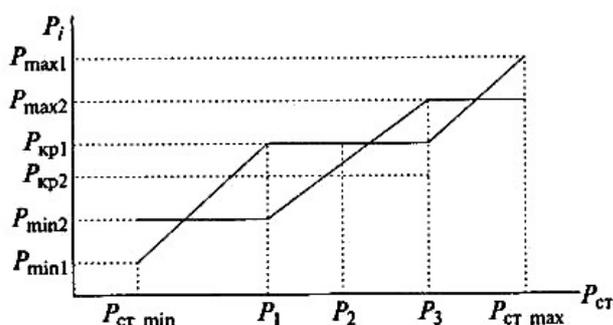


Рис. 13.15. Режимная карта машинного зала тепловой станции

Таблица 47

**Зависимость зоны нагрузки от относительных приростов**

| Значение ОП           | №ТА | Зона нагрузки         |
|-----------------------|-----|-----------------------|
| $r_{m1}$              | 1   | $P_{мин1} - P_{кр1}$  |
| $r_{m2}$              | 2   | $P_{мин2} - P_{кр2}$  |
| $r_{m2}^{\checkmark}$ | 2   | $P_{кр2} - P_{макс2}$ |
| $r_{m1}^{\checkmark}$ | 1   | $P_{кр1} - P_{макс1}$ |

Распределение тепловых нагрузок ТЭЦ производится в последовательности убывания удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, т.е. соблюдается принцип максимальной выработки – электроэнергии на тепловом потреблении.

Поэтому для ТЭЦ распределение электрических нагрузок между турбинами заключается в определении целесообразной дополнительной нагрузки конденсационной мощности, которая может меняться:

$$\Delta NP_{\max} P_{\min} \cdot$$

(13.25)

Распределение этой конденсационной мощности производится 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 тепла, и холостой ход.

### **Общие вопросы оптимального распределения электрической нагрузки в энергосистеме.**

В хозяйственном отношении электростанции и электрические сети являются независимыми, но объемы продаж электроэнергии и мощности на рынке регулируются ОАО СО «ЦДУ» на уровне оптового рынка, либо его региональным филиалом на уровне розничного рынка.

Основной целью ОАО СО «ЦДУ» является бесперебойное обеспечение снабжения потребителей на рынке электроэнергии энергией требуемого качества при условии максимальной выгоды участников рынка. При этом режимы отдельных электростанций могут не соответствовать экономическому оптимуму для этих электростанций.

Для решения задачи оптимизации с использованием ЭВМ составляется математическая модель, которая (в упрощенном виде) включающая в себя пять уравнений или неравенств.

#### *1. Уравнение цели (критерий экономичности).*

Общей целью, или критерием оптимизации режимов, является обеспечение минимальных текущих затрат на производство и передачу электроэнергии:

$$Z_c \rightarrow \min. \quad (13.26)$$

От режима работы электростанции зависят только условно-переменные затраты, к которым относится прежде всего топливная составляющая расходов на ТЭС. Условно-постоянные затраты не зависят от режима работы электростанции и поэтому могут быть исключены из рассмотрения. Целевая функция (критерий оптимизации) может быть представлена следующим выражением:

$$\sum_{i=1}^n B_{zi} \cdot C_{mi} + \Delta \Pi_i \rightarrow \min, \quad (13.27)$$

где  $n$  – число тепловых станций в энергосистеме;

$B_{zi}$  – годовой расход топлива на  $i$ -й станции, т.у.т;

$C_{mi}$  – цена топлива, используемого на  $i$ -й станции, р./т у.т.

$\Delta \Pi_i$  – заданная норма прибыли на  $i$ -й электростанции, р.

2. *Уравнение связи* (или характеристика объекта. Объект представляется в виде следующей модели (рис. 13.16):

$$x=f(y), \quad (13.28)$$

где  $x$  – первичная энергия, поступающая на объект (входящий поток);

$y$  – вторичная энергия (исходящий поток).

Характеристиками объекта являются расходные энергетические характеристики:

$$B_k = f(Q_k), \quad (13.29)$$

$$Q_m = f(P_m),$$

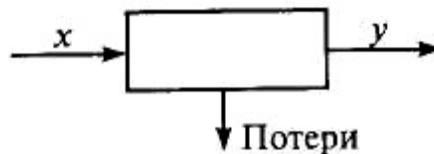
$$B_{cm} = f(P_{cm}),$$

где  $B_k$ ,  $B_{cm}$  – часовой расход топлива соответственно котла и электростанции, т у. т/ч;

$Q_k, Q_m$  – количество теплоты соответственно на выходе из котла и входе в голову турбины, ГДж/ч;

$P_m, P_{cm}$  – электрическая мощность соответственно турбоагрегата и электростанции, МВт.

Если характеристика объекта не меняется во времени, то объект называется стационарным, в противном случае – нестационарным. Энергетическое оборудование является типично нестационарным объектом, так как со временем характеристики агрегатов ухудшаются. В настоящее время нет методики, позволяющей учесть нестационарное объекта, поэтому она не принимается во внимание.



**Рис. 13.16.** Модель объекта

3. *Уравнения ограничения.* Они могут быть двух видов:

1) балансовые, в виде равенства:

$$P_{cm} = P_{номр} + P_{с.н} + P_{ном.ЛЭП}, \quad (13.30)$$

где  $P_{cm}$  – мощность электростанций, входящих в энергосистему;

$P_{номр}$  – полезно отпущенная мощность потребителям, МВт;

$P_{с.н}, P_{ном.ЛЭП}$  – потери мощности на собственные нужды и в ЛЭП и подстанциях соответственно;

2) граничные, в виде следующих неравенств, характеризующие технические возможности агрегатов:

$$P_{мини} \leq P_i \leq P_{маxi},$$

где  $P_{мини}, P_{маxi}$  – ограничения по выдаче мощности турбоагрегатами соответственно по минимальному и максимальному значению.

Ограничения бывают жесткие и нежесткие. К жестким относятся граничные неравенства, нарушение которых недопустимо так как это связано с безопасностью работы установки и угрожает жизни людей. Нарушение

нежестких ограничений (баланса мощности в энергосистеме) приводит к нарушению оптимального режима работы, снижению экономичности и дополнительными затратам.

4. *Уравнение управления.* Оно формируется путем совместного решения первых трех уравнений:

$$F = f(x) \rightarrow \min; B \neq P \text{ (ограничения)}.$$

5. *Уравнение адаптации.* Оно является корректировкой уравнения управления при изменении целевой функции и уравнения связи и характеризует приспособляемость системы к изменяющимся внешним условиям.

Если в рассмотрении присутствуют все пять уравнений, то такая модель называется **оптимизационной**. При отсутствии в модели уравнения управления она является **оценочной**. Если анализирует только характеристика объекта, то модель называется **моделью для познания**. В аварийных ситуациях используется только модель ограничения.

Следует заметить, что выше перечисленная модель не учитывает затрат электрической сети и других участников рынка электроэнергии, надежности электроснабжения, и ряд других ограничений.

## **ТЕМА 14. МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ РИСКА В ЭНЕРГЕТИКЕ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**Финансовые риски потребителей при крупных закупках электроэнергии.**

На мировых энергетических рынках в последнее время наблюдается увеличение количества и масштаба **проектов по закупке электроэнергии (ППЭ)**. Общеизвестно, что осуществление любого проекта по закупке товара связано с определенной степенью финансового риска как для кредиторов, производителей товара и перепродавцов, так и покупателей.

Риск количественно определяется вероятностью неблагоприятных воздействий при выполнении проекта, и поэтому для уменьшения

финансовых потерь при ППЭ стремятся снижать риски. Процесс управления рисками при ППЭ (рис. 14.1) включает и распознавание рисков, и их контроль. Распознавание рисков состоит из количественной оценки степени риска. При анализе рисков выявляется их вероятность и величина финансовых последствий от каждого из выявленных рисков.

Контроль риска включает мониторинг выявленных рисков и корректировку ППЭ с учетом результатов проведенного анализа. Управление рисками при ППЭ позволяет потребителям и энергокомпаниям уменьшить возможные финансовые потери, которые могут появиться после заключения **договора на поставки электроэнергии (ДПЭ)**. Успешность любого соглашения по снижению риска определяется способностью его участников разделять риск между собой.

При заключении ППЭ возможны следующие риски и их последствия:

- отсрочка даты платежей;
- поставка энергии будет производиться в недостаточном количестве;
- качество электроэнергии не будет соответствовать требованиям потребителей;
- затраты окажутся выше первоначально предполагаемых;
- продавец не сможет выполнять своих обязательств из-за неплатежей;
- цена, которую платит потребитель электрической энергии, превышает рыночную;
- потребность покупателя в величине электрической мощности окажется ниже ожидаемой;
- продавец не выполняет свои обязательства из-за дефолта.

Причины этих рисков могут быть совершенно разными. Для представления рисков аналитики используют матрицу рисков. В нее вносятся каждый риск и его возможные причины. Обычно в этой матрице риски сгруппированы согласно периоду реализации проекта (например, предпроектный, строительный) или действию, из-за которого риски могут осуществиться.

Оценка риска потерь – это оптимизационная задача и, следовательно, ее решение возможно с использованием математической модели. Данная модель должна быть достаточно адаптивной к внешним воздействиям, что должно быть отражено в ее виде,

В общем виде решение данной оптимизационной задачи можно представить в виде следующих этапов:

**Постановка задачи – минимизация рисков**, что обеспечивает минимальные убытки потребителя в ППЭ, которые непосредственно зависят от цены и качества электроэнергии. Надо также учитывать, что решаемая задача непосредственно определяет создаваемую математическую модель.

**Математическая модель** состоит из целевой функции и ограничений.

**Целевая функция (ЦФ)** для данного случая  $F$  – это сложная функция, которую в общем виде можно представить следующим образом:

$$F = f(x, \dots, x_n) \Rightarrow \min.$$

**Основные ограничения ЦФ** для данного случая – по цене и качеству электроэнергии. Цена устанавливается в пределах:

$$x_{\min} < x_i < x_{\max},$$

где  $x_{\min}$ ,  $x_{\max}$  – минимальное и максимальное значения цены на электроэнергию, определяемые договором или рыночными отношениями.

Качество (определяется ГОСТом 13109-97, учитывается значение двух основных параметров – напряжения  $U_n$  и частоты  $f_n$ ), т. е.:

$$0,95 U_n \leq x_i \leq 1,05 U_n,$$

$$0,98 f_n \leq x_i \leq 1,02 f_n,$$

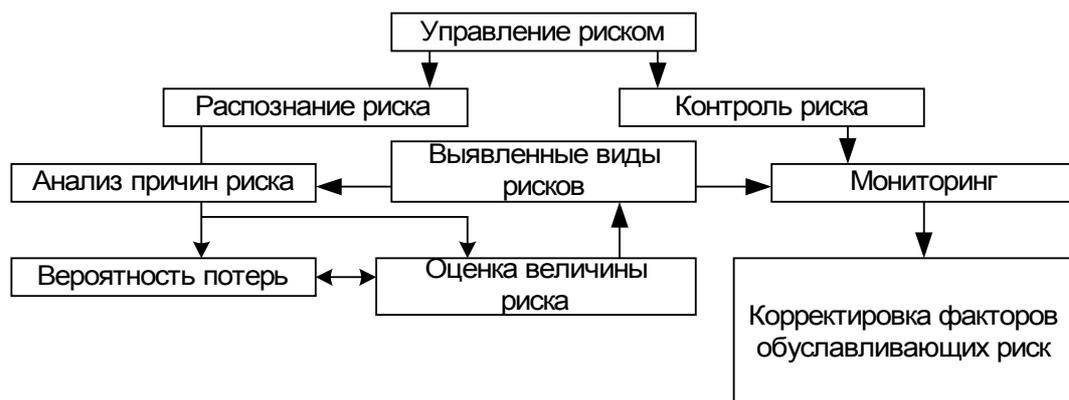
где  $U_n$  – номинальное напряжение потребителя;

$f_n$  – номинальная частота электроэнергии потребителя.

Граничные условия определяют диапазон изменения переменных:

$$x_{\min} < x_i < x_{\max}$$

$$x_i \geq 0, \quad i = \overline{1, n}$$



**Рис. 14.1** Управление риском

Сбор исходных данных заключается в отборе проектных параметров, определяемых выбранной математической моделью. Это данные, которые задаются ограничениями ЦФ и непосредственно определяют цену в качество поставляемой потребителям электрической энергии.

Один из возможных путей решения оптимизационной задачи – количественный и качественный анализ риска методом Монте-Карло, процедура которого показана на рисунке 14.1. С помощью метода Монте-Карло рассматривается модель ситуации и задаются разумные входные параметры и их возможные отклонения, и в итоге получают конечное ожидаемое значение ЦФ. Значение ЦФ – всегда число, хотя, как известно, функция – это отображение на множестве чисел.

Процедура оценки риска начинается после принятия соглашения о закупке электроэнергии. В процессе количественной оценки рисков оцениваются их вероятность и величина каждого риска, а также определяется их влияние на окончательный результат объемов закупки электроэнергии. Также определяются следующие параметры:

- окончательная стоимость сделки;
- будет ли ожидаемая выгода от этой сделки выше установленного гонорара;
- другие последствия сделки, которые можно использовать для углубленного анализа ситуации.

Для достижения конечной цели при анализе риска ППЭ команда аналитиков должна соблюдать логическую последовательность дальнейших шагов (рис. 14.2).

**Первый шаг. Распознавание неопределенности** состоит в выявлении видов неопределенности, используемых в расчетах. Вычисление выгоды и других финансовых индикаторов выполняется на достаточно развитой деловой модели, способной смоделировать поведение специфического соглашения и ожидаемые финансовые результаты.

Главные компоненты этой деловой модели будут описаны позже, а сейчас рассмотрим ее входные данные. Входные данные часто содержат информацию, основанную на прогнозах уровня топливных цен и скорости (процентах) их изменения; цен на рынке труда; вероятности вынужденного отключения оборудования; курса валюты; цен перепродавцов электроэнергии; фиксированных и переменных платежей и т. д.

Из сказанного выше следует, что цены могут быть детерминированными и случайными, а также находиться под контролем покупателя (зависимые переменные) или не зависеть от него (независимые переменные). Первой задачей команды аналитиков риска является идентификация этих неизвестных.

**Второй шаг. Выбор адаптивной модели** состоит из процесса выбора существующей модели, приспособления имеющейся модели или выбора новой.

Как известно, составляющими, от которых зависит выбор оптимального решения, являются:

- математическая модель, состоящая из целевой функции, ограничений, граничных условий (описанных математически);
- решения задачи на компьютере с использованием специального программного обеспечения (Excel или других пакетов программ анализа риска);

И исходные значения (входные данные), о них было сказано выше.

В настоящее время, благодаря использованию современного программного обеспечения для компьютеров, появилась возможность с помощью крупноформатной таблицы производить вычисления многократно и быстро, используя различные комбинации величин входных переменных.

**Третий шаг. Выполнение анализа на чувствительность.** В третьем шаге команда аналитиков риска выполняет анализ чувствительности и идентификацию наиболее важных независимых переменных. Важными переменными в этом случае являются те, которые способны вызвать наибольшие изменения в конечном результате вычислений.

Аналитики, варьируя величину этих переменных в определенных пределах, оценивают их влияние на конечный результат. К примеру, величина полных выгод, ожидаемых от ППЭ, чувствительна к изменениям цен на топливо. Идентификация важных и независимых переменных обычно облегчается графическим представлением результатов. Идентификация позволяет сохранить результаты вычислений в наглядном виде и уменьшить время, затрачиваемое на вычисления.

Независимые переменные, не включенные в данную модель, стараются сохранить в постоянной памяти для использования при следующих этапах моделирования.

**Четвертый шаг. Оценка вероятности риска.** Оценка степени вероятности риска – это единственный этап, который нельзя переложить полностью на компьютер. Обычно специально обученные аналитики оценивают вероятность риска, связанного с основными переменными, используя усложненные процедуры определения вероятности риска. Обычно для этой цели используются два главных источника информации – архивные и опытные данные.

По мере доступности аналитиками используются преимущественно прогнозные цены на топливо, уровни инфляции и т. д., сделанные правительственными или частными исследовательскими организациями. Ценную информацию о степени вероятности события можно получить от

сервисных или правительственных агентств. Когда результаты исследований риска должны использоваться в процессе принятия решений, участие вышеназванных организаций может быть очень полезным.

Результаты этой деятельности принято представлять или как непрерывные распределения, или в форме гистограммы. После того, как исходные данные собраны, аналитики используют пригодную в данном случае процедуру оптимизации.

**Пятый шаг. Моделирование** выполняется после определения вероятности распределения величины колебания переменных, не зависящих от покупателя. Модель используется для вычисления диапазона и распределения возможных результатов, которые может получить покупатель от ППЭ. Аналитики также в соответствии с условиями данного ППЭ определяют величины зависимых переменных, находящихся под контролем, управлением покупателей или определенных другими факторами. Некоторые входные данные модели могут определяться при использовании мощной энергетической модели (о ней будет сказано ниже).

Результаты имитации представляют или в виде таблиц, или в графическом формате. Большинство покупателей предпочитают видеть результаты, представленные в виде совокупного графика распределения вероятности риска. Очень часто этот тип графика называют профилем риска.

**Шестой шаг. Интерпретация результатов.** Анализ и интерпретация результатов для оценки ассигнований в ППЭ основана на учете двух главных критериев: самая высокая выгода и низкий риск.

Профиль риска позволяет сравнить финансовые выгоды и риски, связанные с различными предложениями ППЭ. Одним из важнейших факторов при этом сравнении рисков является коллективная оценка величины риска администрацией и потребителями электроэнергии. Это предпочтение принимается во внимание командой, анализирующей риски.

**Седьмой шаг. Рекомендации для уменьшения риска.** Результатом анализа риска должны быть рекомендации мер, позволяющих уменьшить

финансовые потери в случае осуществления некоторых из потенциальных рисков (оплата или частичная компенсация издержек покупателя в случае осуществления риска). Для количественного определения потенциальной стоимости различных специфических факторов риска, которые может понести покупатель, используются и модель энергетической системы, и моделирование риска.

Есть возможность на основе коммерчески доступного программного обеспечения (например, RAMchart) представить диаграмму уменьшения риска. Кроме того, данное программное обеспечение облегчает идентификацию главных проблем, вызывающих риск, что позволяет ускорить переговоры по ППЭ.

**Восьмой шаг. Модели моделирования.** Для количественной оценки рисков, связанных с договорами ППЭ, аналитики нуждаются в модели ценности при определенном наборе условий (состояний), что позволяет и вычислить ряд финансовых индикаторов (ежемесячные, ежегодные и полные затраты покупателя электроэнергии), а также преимущества и оценку этих преимуществ.

Некоторые предприятия коммунального обслуживания хотят связать эту модель ценности с финансовой моделью компании и получить результаты воздействия ППЭ на все ее финансовые индикаторы. С учетом требований покупателей аналитики последовательно изменяют цену одного или нескольких индикаторов, которые определяют набор условий и моделируют целый диапазон результатов этих воздействий и, таким образом, выявляют количество и последствия рисков. В процессе моделирования модель учитывает распределение вероятности, которая описывает каждую из независимых переменных и выбирает (используя случайное число порядка) набор данных для каждого повторного расчета. В этом случае полученные результаты вычислений используются при повторном расчете с новым набором входных условий.

Для каждого повторного расчета используются разные комбинации независимых переменных: уровни топливных цен и скорости их изменения; число вынужденных отключений оборудования и т. д. Процесс останавливается, когда рассмотрены все вероятные распределения независимых переменных. Далее осуществляется выборка входных данных с использованием различных методов в зависимости от возможностей пакета используемых программ.

Одним из лучших считается метод Монте-Карло, который был описан выше. Метод Монте-Карло обеспечивает превосходные результаты, но требует большого количества повторений расчетов, что соответственно увеличивает время вычислений. Ввиду этого, аналитики предпочитают использовать метод «Латинский Гиперклуб» (ЛГ), который с меньшим количеством повторений обеспечивает разумную точность результатов во всех областях кривой распределения, включая области, имеющие более низкие вероятности. На рисунке 14.2 показаны главные компоненты модели ценности ППЭ.

Аналитики признают, что модель ценности достаточно развита, когда каждый ППЭ имеет свое собственное специальное программное обеспечение. Оно отражает специфические состояния, при которых взаимодействуют продавец и покупатель, когда и обсуждается ППЭ. В то же время, модель ценности должна правильно формировать эти специфические условия и развить их настолько, чтобы позволить покупателю использовать их с незначительными модификациями для анализа риска при финансировании следующего договора.

По этой причине выбирать модульные структуры рекомендуется так, чтобы пользователь мог вносить изменения в один модуль без обязательного воздействия на другие модули. Использование крупноформатной таблицы дает возможность аналитикам риска даже без продвинутого знания программирования изменять программный модуль, когда необходимо его приспособить для различных ППЭ. Также имеется возможность добавить

дополнительные модули, которые позволяют общаться с интерфейсом других пакетов программ, с целью передачи данных на вход (выход) и их обработки.

Жестких структур для модели ценности ППЭ не имеется. Так как большинство ассигнований ППЭ подписаны для сроков, которые простираются на несколько лет, должна быть возможность ежемесячных расчетов интервала для вычислений, а в случае необходимости еженедельного и ежегодного. Выбранный интервал времени необходимо использовать для всех программных модулей (см. ниже).

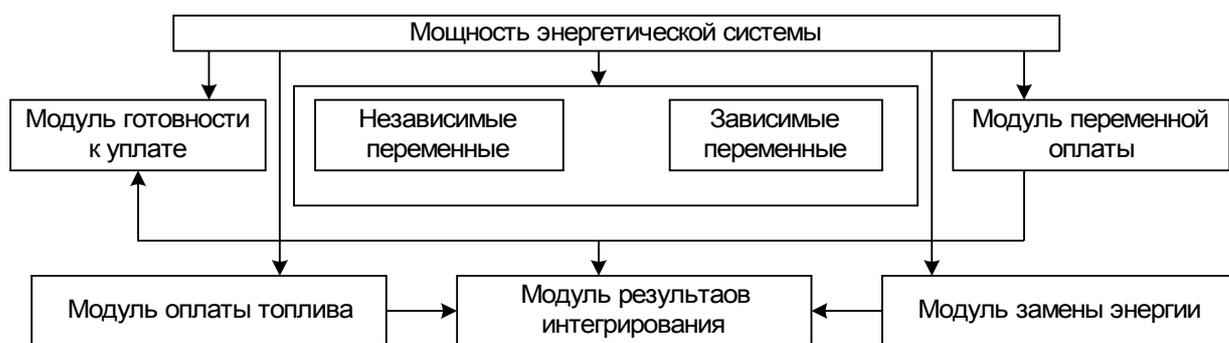
Главные программные модули включают (рис. 14.2):

1. Модуль входа данных – независимые и зависимые переменные, которые определяются этим модулем (проектные параметры). Они часто представляются в виде таблицы с входными ценностями и соответствующими идентификаторами. Можно также для этих целей использовать интерфейс модели мощной энергетической системы, приспособленной к передаче необходимой потребителю мощности.

2. Модуль готовности к оплате вычисляет ожидаемые платежи (основные и проценты на них) и ожидаемые штрафы за единичную неготовность. Также должна быть заложена возможность для изменения на случайное соблюдения инструкций энергосистемы.

3. Модуль топливной оплаты – это плата за энергию, причем оплата платежей за топливо и воду включена в специальный модуль. Этот модуль весьма часто используется как модель ценности для одного или нескольких топливных соглашений.

4. Модуль переменной оплаты обеспечивает оценку переменной и постоянной составляющей ежемесячных запусков. Модуль рассчитывает разные затраты по операциям обслуживания и ввода (вывода) единицы мощности. Этот модуль тесно связан с модулем топливной оплаты.



**Рис. 14.2.** Модель ценности проекта покупки электроэнергии

5. Способность к замене энергии – модуль изменяется редко. Его сложность зависит от определенных условий каждого покупателя и степени требований к точности результатов вычисления, которые должны обеспечить аналитики риска. Модуль может включать только комбинацию таблиц оценки мощности и энергии. Такие модели используются многими предприятиями при планировании.

6. Модуль интегрирования результатов собирает результаты расчетов других модулей и вычисляет выходные данные. Концентрация всех результатов в одном модуле ускоряет и облегчает выбор сценариев для анализа риска, если таковые имеются.

### **Модуль мощной энергетической системы.**

Из сказанного выше следует, что структура модуля мощной энергетической системы изменяется от случая к случаю. Его входные данные и очень часто его содержание зависят от степени развитости соответствующей модели мощной энергетической системы. Поэтому использование модуля мощной энергетической системы необходимо для получения информации о затратах в случае перехода к другому виду энергии (мощности).

Дополнительная энергия требуется, когда продавец не способен обеспечить необходимое для покупателя количество энергии, предусмотренное в ППЭ, или не предоставляет ее совсем. Результаты оптимизации модуля мощной энергетической системы должны использоваться для идентификации решения, способного обеспечить замену энергии одного вида на другой при возможно низких затратах.

Цена замены вида энергии – один из наиболее важных элементов в количественной оценке рисков, связанных с ППЭ. Поэтому для успешного определения количества рисков необходим правильный выбор решений по поставкам, позволяющим минимизировать цену за риск. Эти оптимизационные решения, связанные с затратами, должны быть идентифицированы в случае нехватки энергетики с учетом ее величины, продолжительности и времени востребованности. В большинстве случаев модуль мощной энергетической системы можно получить в отделе планирования организации покупателя, где она используется для моделирования будущих действий системы и развития долгосрочных планов электропитания. Когда же это невозможно сделать, то такая программа арендуется у организации, разрабатывающей специализированное программное обеспечение мощных энергетических систем.

Проблема в том, что программы модуля мощной энергетической системы очень сложны и требуют большой работы для сбора и обновления входных данных. Очень часто время, отпущенное для анализа риска, довольно ограничено. Время, необходимое для сбора данных, можно существенно сократить в тех случаях, когда аналитики имеют возможность получить текущий файл, используемый в компании для планирования развития поставки энергии. Существенно сократить время анализа можно, включив в команду анализа риска, по крайней мере, одного опытного аналитика мощной энергетической системы, способного к обработке программного обеспечения модуля мощной энергетической системы и правильной интерпретации полученных результатов.

При количественной оценке риска для ППЭ покупатель получают следующие преимущества:

- рациональную идентификацию фактов и выявление тех, которые способны отрицательно воздействовать на ожидаемые выгоды;
- количественную оценку целого диапазона возможных рисков, связанных с предложенным ППЭ;

- оценку, основанную на сборе и обработке мнений экспертов о вероятности возникновения каждого уровня риска;

- возможность включения риска, связанного с каждым предложением ППЭ, в список многоцелевых критериев, используемых для оценки выбора предложенного поставщика электроэнергии;

- возможность принятия мер, позволяющих уменьшить вероятность рисков;

- пригодность результатов анализа для поддержки принятия решения управлением организации, акционерами, представителями средств информации и общественностью.

Предпосылкой для реализации описанных выше преимуществ является подготовка требуемых инструментов моделирования и профессиональная пригодность команды аналитиков.

### **Меры риска при принятии финансовых решений.**

На рынке в условиях нестабильности и быстро меняющейся ситуации любой компании необходимо учитывать все возможные последствия от действий конкурентов и изменения конъюнктуры рынка. Анализ риска позволяет участникам проекта принять меры по защите от возможных финансовых потерь.

При анализе риска общепринято использовать следующие предположения [5]:

- потери от риска не зависят друг от друга;

- потери по одному из некоторого перечня рисков не обязательно увеличивают вероятность потерь по другим;

- максимально возможный ущерб не должен превышать финансовых возможностей участников проекта. Обычно исследование риска проводят в следующей последовательности:

- выявляют объективные и субъективные факторы, влияющие на:

- конкретный вид риска;

- анализируют выявленные риски;

- оценивают конкретный вид риска с финансовых позиций для оценки финансовой состоятельности проекта и его экономической целесообразности;
- I устанавливают допустимый уровень риска;
- анализируют отдельные операции по выбранному уровню риска;
- разрабатывают мероприятия по снижению риска.

Финансирование проекта следует проводить за счет оптимальной структуры инвестиций и с получением налоговых преимуществ.

При этом обычно рекомендуется учитывать следующие виды рисков:

- риск нежизнеспособности проекта;
- налоговый риск;
- риск неуплаты задолженности;
- риск незавершения строительства и т. д.

В настоящее время применяются четыре основных способа управления риском:

- распределение риска между участниками проекта (передача части риска соисполнителям);
- страхование;
- резервирование средств на покрытие непредвиденных расходов и диверсификация.

Анализ риска производится для определения качественного и количественного факторов риска.

**Качественный фактор риска** определяется обстоятельствами, приводящими к рисковым ситуациям.

**Количественный фактор риска** характеризует размеры отдельных рисков и риск проекта в целом.

Чаще всего мерой риска финансового решения считают среднее квадратичное отклонение (положительный квадратный корень из дисперсии) значения показателя эффективности этого решения или операции. Сказанное выше следует из того факта» что чем меньше разброс (дисперсия) результата

решения, тем риск более предсказуем и соответственно меньше. Когда вариация (дисперсия) результата равна нулю, риск полностью отсутствует.

При финансовых проектах оценкой эффективности решения служит прибыль. В качестве примера рассмотрим проекты крупных закупок электроэнергии А и В у двух энергетических организаций, в которые лицо принимающее решение (ЛПР) может вложить средства.

Анализ проектов А и В показал, что для проекта А среднее ожидаемое значение (математическое ожидание) случайной величины прибыли равно  $m_A$  с дисперсией (разброс результатов)  $S_A^2$ , а для проекта В соответственно –  $m_B$  и  $S_B^2$ . Средние квадратичные отклонения равны соответственно  $S_A$  и  $S_B$ .

В данном случае возможны варианты:

$$m_A = m_B, S_A < S_B \text{ (выбирается проект А);}$$

$$m_A > m_B, S_A < S_B \text{ (выбирается проект А);}$$

$$m_A > m_B, S_A = S_B \text{ (выбирается проект А);}$$

$$m_A > m_B, S_A > S_B \text{ (зависит от отношения к риску ЛПР);}$$

$$m_A < m_B, S_A < S_B \text{ (зависит от отношения к риску ЛПР).}$$

Рассмотрим пример. Имеются два инвестиционных проекта на покупку электроэнергии у двух генерирующих компаний: проект А и проект В. Проект А с вероятностью 0,7 обеспечивает прибыль 16 млн. руб. и с вероятностью 0,3 можно потерять 6 млн. руб. Для проекта В с вероятностью 0,8 можно получить прибыль 11 млн. руб. и с вероятностью 0,2 потерять 5 млн. руб.

Решение. Проект А имеет среднюю прибыль  $0,7 \cdot 16 + 0,3 \cdot (-6) = 9,4$ . Проект В имеет среднюю прибыль  $0,8 \cdot 11 + 0,2 \cdot (-5) = 7,8$ .

Среднее квадратичное отклонение равно:

$$\text{- для проекта А: } \sqrt{0,7 \cdot (16 - 9,4)^2 + 0,3 \cdot (-6 - 9,4)^2} = 10,08.$$

$$\text{- для проекта В: } \sqrt{0,8 \cdot (11 - 7,8)^2 + 0,2 \cdot (-5 - 7,8)^2} = 6,4,$$

$$\sqrt{0,8 \cdot (11 - 7,8)^2 + 0,2 \cdot (-5 - 7,8)^2} = 6,4.$$

Среднее квадратичное отклонение первого проекта А равно 10,08, а второго – 6,4, по этому параметру предпочтительнее второй проект В.

Проект А имеет большую среднюю прибыль по сравнению с проектом В. В данном случае выбор проекта зависит от отношения к риску ЛПР.

### **Минимаксные и максимаксные решения на рынке электрической энергии.**

В настоящее время широкое применение при решении экономических задач, когда интересы участников проекта не совпадают, получили **минимаксные и максимаксные решения** с помощью теории игр.

**Игра** – упрощенная формализованная математическая модель реальной конфликтной ситуации. В случае математической формализации выбираются определенные правила действия игроков в процессе игры: варианты действия сторон, исход игры при данном варианте действия, объем информации каждой стороны о поведении всех других сторон.

Выигрыш или проигрыш сторон оценивается численно.

**Игрок** – одна из сторон в игровой ситуации. Стратегия игрока – его правила действия в каждой из возможных ситуаций. При данном подходе используется платежная матрица (матрица эффективности, матрица игры), включающая все значения выигрышей (в конечной игре).

Рассмотрим применение минимаксных и максимаксных решений на открытом рынке электрической энергии на примере действия двух энергетических компаний А и В. Допустим, в качестве 1 игрока выступает энергокомпания А, она имеет  $m$  стратегий  $A_i$ , а игрок 2 – энергокомпания В, в свою очередь, –  $n$  стратегий  $B_j$  ( $i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ ). В этом случае игра может быть названа игрой  $m \times n$  и представлена матрицей эффективности игры двух лиц с нулевой суммой (табл. 485).

Таблица 48

#### **Матрица эффективности игры**

|             |             |       |   |       |            |
|-------------|-------------|-------|---|-------|------------|
| Игрок 1 – А | Игрок 1 – В |       |   |       |            |
|             | $B_1$       | $B_2$ | – | $B_n$ | $\alpha_i$ |

|           |               |               |   |               |            |
|-----------|---------------|---------------|---|---------------|------------|
| $A_1$     | $\alpha_{11}$ | $\alpha_{12}$ | — | $\alpha_{1n}$ | $\alpha_1$ |
| $A_2$     | $\alpha_{21}$ | $\alpha_{22}$ | — | $\alpha_{2n}$ | $\alpha_2$ |
| $A_3$     | —             | —             | — | —             | —          |
| $A_m$     | $\alpha_{m1}$ | $\alpha_{m2}$ | — | $\alpha_{mn}$ | $\alpha_m$ |
| $\beta_j$ | $\beta_1$     | $\beta_2$     | — | $\beta_n$     | —          |

В данной матрице  $\alpha_{ij}$  – математическое ожидание (среднее значение) отвоеванного рынка первым игроком – энергокомпанией А (выигрыш игрока 1):  $\alpha_i, i = \overline{1, m}$ ; и  $\beta_j, j = \overline{1, n}$  – соответственно минимальные значения элементов  $\alpha_{ij}$  по строкам и максимальные по столбцам. Номер строки соответствует номеру стратегии, применяемой энергетической компанией А. Номер столбца соответствует номеру стратегии игрока 2 – энергокомпании В. Объем рынка, отвоеванный энергокомпанией А, является элементом матрицы а.

Объем рынка, завоеванный энергокомпанией В (выигрыш игрока 2), равен объему рынка, который потеряла энергокомпания А.

Распределение объемов рынка происходит после одного хода каждого из игроков.

Для данной матрицы применим принцип получения максимального гарантированного результата при наихудших условиях. Энергокомпания А стремится применить стратегию, обеспечивающую минимальный объем рынка для энергокомпании В. Энергокомпания В стремится к тому, чтобы ее действия обеспечили минимальный объем рынка для энергокомпании А. Из-за этого энергокомпания В при каждой чистой стратегии выявляет величину минимально потерянного объема рынка  $\beta_i = \min \alpha_{ij}$  в каждом столбце, т. е. определяет максимальный объем рынка энергокомпании А, когда энергокомпания В применяет j-ю чистую стратегию:  $\alpha_j = \min \alpha_{ij}$ .

Для того чтобы получить максимальный гарантированный эффект в наихудших условиях, необходимо из всех  $\alpha_i$  выбрать наибольшее значение. Обозначим его  $\alpha$ , и это будет чистой нижней ценой игры («максимино»):

$$\alpha = \max_i \min_j (\alpha_{i,j}).$$

Максимальной стратегии соответствует строка матрицы, которой соответствует элемент  $\alpha$ . В таком случае любой стратегии энергокомпании В энергокомпания А, будучи игроком максимальной стратегии, гарантирует себе объем рынка, не меньший  $\alpha$ . Это будет оптимальным поведением энергокомпании А. В свою очередь, энергокомпания В стремится уменьшить объем рынка, занимаемый энергокомпанией А, и поэтому при каждой j-й чистой стратегии выявляет, какой максимальный объем рынка потеряла:  $\beta_j = \min_i \alpha_{ij}$ . в каждом j-м столбце, т. е. определяет максимальный объем рынка энергокомпании А, если энергокомпания В примет j-ю чистую стратегию.

Энергокомпания В из всех своих  $n$  j-х чистых стратегий находит ту, при которой энергокомпания А получит минимальный выигрыш, т. е. определяет чистую верхнюю цену игры («минимакс»):

$$\beta = \min_i \max_j (\alpha_{i,j}).$$

**Чистая верхняя цена** игры показывает тот максимальный гарантированный объем рынка, который может получить энергокомпания А, применяя свои чистые стратегии, – объем рынка не меньший, чем  $\alpha$ . Энергокомпания В, в свою очередь, за счет указанных выше чистых стратегий не допустит, чтобы энергокомпания А могла завоевать объем рынка, больший  $\beta$ . Из сказанного выше следует, что минимаксная стратегия отображается столбцом матрицы, в которой находится элемент  $\beta$ . Это является оптимальной чистой гарантированной стратегией энергокомпании В, если она ничего не знает о действиях энергокомпании А.

*Таблица 49*

### **Матрица игры с обозначением стратегии**

| Игрок 1 – А | Игрок 1 – В |       |       |            |
|-------------|-------------|-------|-------|------------|
|             | $B_1$       | $B_2$ | $B_3$ | $\alpha_i$ |
| $A_1$       | 2           | 3     | 5     | 2          |
| $A_2$       | 5           | 7     | 6     | 5          |
| $\beta_j$   | 5           | 7     | 6     |            |

Чистая цена игры (ожидаемая денежная оценка выигрыша (проигрыша) в игре – ОДО) – это такой объем рынка, получаемый при условиях, когда верхняя и нижняя цены игры совпадают:

$$\text{ОДО} = \min_i \max_j (\alpha_{i,j}) = \max_i \min_j (\alpha_{i,j}).$$

Рассмотрим сказанное выше на числовом примере.

*Пример.* Определить верхнюю и нижнюю цены при заданной матрице игры и указать максиминную и минимаксную стратегии.

Представим матрицу игры с обозначением стратегии  $\alpha_i, \beta_j$ , (табл. 46).

*Решение.* Определим нижнюю цену игры:  $\alpha_1 = 2; \alpha_2 = 5; \alpha = 5$ .

Определим верхнюю цену игры:  $\beta_1 = 5; \beta_2 = 2; \beta = 5$ .

Таким образом,  $\alpha = \beta = 5$ , т. е.:

$$\text{ОДО} = \min_i \max_j (\alpha_{i,j}) = \max_i \min_j (\alpha_{i,j}) = 5$$

Таким образом энергокомпания выберут стратегии:  $A_2, B_1$ .

### **Использование дерева решений в условиях риска.**

Дерево решений – это графический метод, который показывает последовательность стратегических решений и предполагаемые решения с указанием соответствующих вероятностей и выигрышей для любых комбинаций альтернатив и состояний среды.

Дерево решений строится, начиная с первого решения, и продвигается вперед по времени через ряд последовательных решений и событий. При каждом событии и решении у этого дерева появляются ответвления, и они показывают каждое возможное направление действия до тех пор, пока, наконец, все логические последовательности и вытекающие из них результаты не будут вычерчены.

### **Система управления энергохозяйством.**

В настоящее время предприятия, работающие на свободном открытом рынке, используют систему управления энергохозяйством.

Рассмотрим возможности использования подобной системы для управления энергохозяйством EXIS EMS, которая используется концерном Fortum, являющимся одной из ведущих энергетических компаний северных

стран. Этот концерн управляет всей энергетической цепочкой от производства и переработки энергии до передачи и ее продажи. Система EXIS EMS позволяет уменьшить расходы на снабжение электроэнергией и поднять рентабельность сделок в области энергетики.

Рентабельность деятельности компании поднимается за счет принятия своевременных правильных решений в области продажи, снабжения и производства энергии.

Система EXIS EMS позволяет свести расходы к минимуму, так как дает возможность рассчитать оптимальное соотношение производства и покупки энергии с учетом краткосрочного и среднесрочного спроса на электроэнергию. Система позволяет оценить допустимость различных вариантов снабжения энергией и требуемые расходы с помощью имеющихся ресурсов. EXIS EMS имеет возможность оказывать информационную поддержку пользователям при выборе оптимального режима работы для своей станции, выдавать рекомендации по количеству покупаемой и продаваемой энергии.

EXIS EMS содержит большой набор инструментов для планирования энергетической деятельности. В частности, имеет средства для создания и обновления оптимальных моделей прогнозирования расходов, учета договорной деятельности, анализа и ведения балансов. EXIS EMS позволяет контролировать покупку электроэнергии в режиме реального времени, используя для этого графический интерфейс. Система позволяет выполнять распечатки отчетов и графики кривых в форме, удобной для пользователя.

EXIS EMS позволяет принять правильные решения при планировании сделок по покупке энергии, в этом случае наиболее важные варианты снабжения должны быть предусмотрены заранее. В EXIS EMS при планировании используются прогнозы расходов различных видов энергии. Прогнозы могут корректироваться по ходу получения дополнительной информации о расходах или о параметрах, влияющих на расход (например, о температуре окружающего воздуха).

Оптимизация энергоснабжения производится с помощью модели, по которой комплексно описываются балансы мощности и энергии, физические ограничения и ограничения по контрактным обязательствам, установленная мощность электростанций, данные по ценам в рамках долгосрочных и единичных сделок, границы допустимых выбросов, а также прочие возможные ограничения, к примеру максимальная пропускная способность линий электропередач.

При необходимости пользователь может корректировать исходные данные планирования. При этом результатом планирования является оптимальная комбинация сбыта и приобретения энергии на рынке по контрактам и единичным сделкам. В EXIS EMS формируются рекомендации по режиму для собственного производства электроэнергии. Также можно получить предельные цены для других видов ресурсов в случае их реализации на рынке в рамках отдельных сделок. Результаты планирования предлагаются в форме технологических схем, кривых или таблиц.

Сведения о подготовке сделок в области энергетики хранятся в базе данных: почасовая энергия, данные анализа баланса, прогнозы и коммерческая информация и т. д. Всю эту информацию в случае необходимости можно использовать также при подготовке отчетов, расчетов и передаче данных. База данных измерений позволяет контролировать целесообразность измерений, их границы, изменение значений параметров.

Оператор сети при анализе баланса мощности и энергии определяет соответствие почасового расхода энергии, получаемого в оперативном

режиме измерения, с данными заявленных фиксированных и открытых сделок. Формулы анализа баланса, а также действующая структура потребления электроэнергии клиентов сохраняются в базе данных, что позволяет при необходимости задним числом проверить баланс и расчетные формулы. Результаты анализа балансов можно послать участникам сделки по каналам передачи информации, к примеру с использованием протокола ED1.

В EXIS EMS передача данных производится в открытом режиме (желательно производить сбор данных и передачу результатов в электронном виде). EXIS EMS может работать совместно со многими информационными системами: сбора информации, информационной поддержки договорной деятельности в области энергетики и т. д.

Рабочая среда системы EXIS EMS строится на клиент-сервисной архитектуре и открытой локальной сети (Ethernet LAN), а также на новейших информационных технологиях. Поставщиком технического обеспечения, в том числе, являются компании Hewlett-Packard и Compaq. Пользователи входят в систему с рабочих станций, на которых в качестве операционной системы используется Windows NT/2000 и которые снабжены качественными графическими мониторами. При подготовке отчетов можно использовать Internet Web Browser. В качестве операционной системы сервера используется UNIX или Windows NT.

Система управления энергохозяйством EXIS EMS является одним из примеров новейшей информационной технологии. Она позволяет оптимизировать энергоснабжение. Система EXIS EMS может использоваться при реализации проектов по закупке электроэнергии, так как имеет средства для подготовки сделок в области энергетики: почасовую мощность, анализ баланса мощности, прогнозы, коммерческую информацию и т. д. Использование подобных систем в электроэнергетике РФ позволит уменьшить расходы при электроснабжении потребителей и увеличить эффективность сделок в области энергетики.

## **Учет риска и неопределенности при оценке инвестиционных проектов в области энергосбережения.**

В расчетах эффективности проектов по энергосбережению необходимо учитывать неопределенность, т.е. неполноту и неточность информации об условиях реализации проекта, и риск, т.е. возможность возникновения таких условий, которые приведут к негативным последствиям для всех или отдельных участников проекта. Показатели эффективности проекта, исчисленные с учетом факторов риска и неопределенности, именуются ожидаемыми показателями.

Еще Шарп в 1964 г. выделил две составляющие коммерческого риска любого актива (этот риск количественно может быть измерен дисперсией отклонения от ожидаемого значения): 1) специфический риск корпорации (риск эмитента) как диверсифицируемый риск, который устраняется комбинацией ценных бумаг в портфеле; 2) недефисифицируемый (систематический или рыночный) риск.

Таким образом, при анализе риска на предприятии целесообразно разделить его на систематический и несистематический, представляя общий риск в виде:

$$R_{\text{общ}} = R_{\text{сис}} + R_{\text{несис}},$$

(14.1)

где  $R_{\text{общ}}$  – общий риск проекта;

$R_{\text{сис}}$  – систематический риск проекта, не связанный с реализацией конкретного проекта;

$R_{\text{несис}}$  – риск проекта, связанный с его реализацией.

В свою очередь систематический и несистематический риски подразделяются на внутренний и внешний.

Внутренний риск включает в себя три основных вида: производственный (хозяйственный и (или) технический) риск; финансовый риск; информационный риск. Внешний риск можно условно разбить на три группы политический, природный и социально-экономический риски.

Причем можно выделить следующие факторы социально-экономические и политические факторы:

1. Уровень экономического развития в регионе (уровень внутреннего валового продукта в расчете на численность населения);
2. Стабильность политической ситуации в регионе (уровень поддержки политики, проводимой администрацией в регионе);
3. Уровень безработицы в регионе;
4. Распределение совокупного дохода между различными слоями населения (равномерное или резкое расслоение);
5. Объемы иностранных инвестиций в общем объеме инвестиций в регионе;
6. Уровень и темпы инфляции;
7. Степень развития рынка капитала;
8. Особенности географического положения (прежде всего, транспортные расходы и удаленность от центров потребления);
9. Уровень налогообложения и таможенных сборов.
10. Поддержка политики энергосбережения региональными властями.

Для оценки степени внешнего риска обычно используют метод экспертных оценок. Причем ориентирами для оценки значимости и уровня риска могут быть определенные расчетные показатели (например уровень безработицы, валового дохода, общий уровень налогообложения в регионе и т.д.). Базой для сравнения могут быть показатели регионов с высокой степенью инвестиционной привлекательности и низкими уровнями риска инвестиционных вложений.

Ниже рассматривается анализ видов риска с использованием нескольких моделей для каждого вида. Причина использования нескольких моделей – невозможность комплексной оценки риска одним методом с достаточным уровнем точности и качества (так, например, недостатком метода экспертных оценок является субъективность оценок риска).

В настоящее время используются следующие основные методы учета неопределенности при оценке эффективности инвестиционных проектов [80]:

- Укрупненная оценка устойчивости (считается менее точным методом оценки риска и заключается в оценке чистого дисконтированного дохода с учетом поправки на риск).
- Расчет уровня безубыточности (заключается в определении границ безубыточности и предельных параметров проекта: объемов производства, цены продукции и т.п.).
- Метод вариации параметров (заключается в определении предельных значений параметров и построения возможных сценариев реализации проекта с учетом неопределенности).
- Оценка ожидаемого эффекта проекта с учетом количественных характеристик неопределенности (метод дерева решений – сущность метода в построении сценариев и вероятности их наступления, а затем определение интегрального эффекта).

На наш взгляд, мнение о низкой точности метода укрупненной оценки устойчивости связано с тем, что при оценке поправки на риск применяется метод экспертных оценок. Однако, используя более современные методы оценки риска, например, метод динамической оценки устойчивости предприятия, можно получить достаточно достоверные результаты. Кроме того, используя методику факторного анализа в динамической модели оценки устойчивости предприятия, можно оценить факторы и степень их влияния на реализацию проекта и принять соответствующие меры по снижению такого риска. В то же время метод дерева решений имеет свои минусы – трудность в определении вероятности состояний (параметров) экономической среды.

Желательно при учете риска и неопределенности использовать несколько методик, что связано с широким спектром требований различных инвесторов к эффективности проекта и неполнотой информации о различных рисках по проекту. Кроме того, ввиду использования современных

персональных компьютеров стало возможным значительно облегчить расчеты.

Для оценки энергосберегающих проектов за основу был выбран метод укрупненной оценки устойчивости, который модифицирован с учетом современных методов оценки риска.

Систематический риск связан с особенностью производства, с его организацией, финансовым состоянием, квалификацией и качеством внутрифирменных производственных и трудовых ресурсов и средств. Такой риск следует оценивать комплексно и использовать при его анализе финансовую и производственную отчетность на предприятии. Однако при этом существует вероятность того, что данная отчетность может быть искажена, в связи с недобросовестностью ответственных лиц и не соответствовать реальному положению дел на предприятии. Эта вероятность учитывается понятием информационного риска. Снизить такой вид риска может только детальная аудиторская проверка.

Этапами решения поставленной задачи оценки риска реализации энергосберегающих проектов являются: реализация методики оценки несистематического риска при выборе инвестиционных проектов в энергосбережение на предприятии, а затем, на основании динамической модели устойчивости предприятия, – оценка внутреннего систематического риска коммерческого предприятия.

Перспективным при комплексной оценке систематического риска является использование динамической модели устойчивости. Суть этой модели – определение динамической оценки устойчивости предприятия. В данной модели проводится разбивка показателей по виду – на хозяйственные и финансовые. По каждому виду показателей формируется динамический норматив. Все показатели ранжируются с учетом темпов роста, а затем, по результатам финансовой и экономической отчетности определяется комплексный критерий внутреннего риска коммерческого предприятия,

который и является систематическим внутренним риском инвестиционного проекта.

Таким образом, систематический внутренний риск предприятия, который в дальнейшем используется при выборе энергосберегающего проекта, может быть определен по следующей формуле:

$$R_{\text{сис.вн}} = (1 - \mathcal{E}_{\text{фин}}) + (1 - \mathcal{E}_{\text{хоз}}), \quad (14.2)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{фин}}$  – устойчивость финансовой системы предприятия;

$\mathcal{E}_{\text{хоз}}$  – устойчивость производственно-экономической системы предприятия;

$R_{\text{сис.вн}}$  – систематический внутренний риск коммерческого предприятия.

Коэффициент дисконтирования при расчете ЧДД энергосберегающего проекта с учетом риска  $d_j$  может быть определен по формуле:

$$d_j = d + R_{\text{несис.вн}} + R_{\text{сис.вн}} + R_{\text{внешн}}, \quad (14.3)$$

где  $R_{\text{несис.вн}}$  – несистематический риск, связанный с реализацией конкретного проекта;

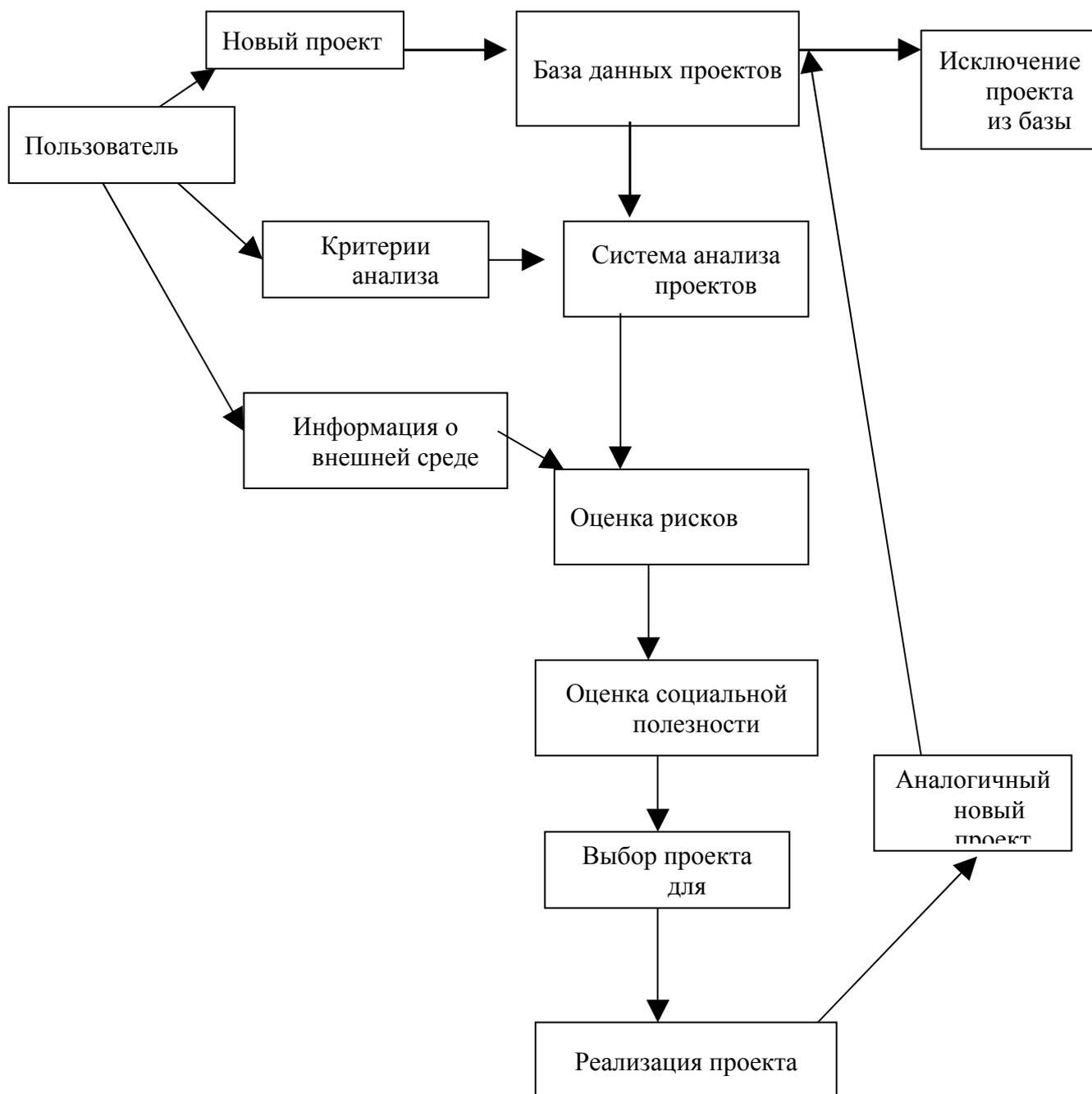
$R_{\text{сис.вн}}$  – систематический внутренний риск коммерческого предприятия;

$R_{\text{внешн}}$  – внешний риск, связанный с экономической и политической конъюнктурой в регионе и природно-климатическими условиями.

Использование коэффициента дисконтирования с учетом риска позволяет не только учесть риск проекта, но и его изменение во времени – так как риск получения прибыли увеличивается тем больше, чем больше удалено время поступления доходов от начального периода.

Очень важно при инвестиционном проектировании учитывать прошлый опыт реализации различных инвестиционных проектов, а также сохранять данные по рекомендованным к реализации, но по тем или иным причинам, не реализованным проектам или энергосберегающим программам. Необходимо также учитывать, что в процессе инвестиционного проектирования, рассматривается ряд альтернативных инвестиционных проектов, из которых, необходимо выбрать наиболее перспективный финансовый план их

реализации, остальные проекты, не попавшие в финансовый план на данный период времени, считаются неэффективными. Однако выбранные для реализации проекты являются эффективными при существующих сложившихся экономических условиях и ограничениях, которые могут меняться с течением времени. При этом необходимо учитывать то, что, во-первых, проекты оказавшиеся невыгодными в настоящий момент, могут оказаться выгодными позднее в связи с изменением состояния экономических условий и ограничений, во-вторых, могут появиться новые проекты и технологии конкурирующие с существующими, в-третьих принятые к реализации эффективные с экономической точки зрения проекты могут быть не реализованы.. Поэтому предлагается следующий алгоритм выбора инвестиционных проектов рис. 14.3.



*Рис. 14.3.* Алгоритм уточненной оценки энергосберегающих проектов с учетом факторов риска.

При этом, в случае реализации приведенного алгоритма значительно снижаются затраты на последующее инвестиционное проектирование, так как учитывается опыт создания и реализации ранее подготовленных проектов.

## **ТЕМА 15. СИСТЕМНЫЙ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ**

## **Основные положения системного финансово-экономического анализа.**

В современных условиях необходимо четко определять политику энергосбережения и видеть ее значимость в общей структуре целей и задач, стоящих перед промышленным предприятием. Одним из способов решения поставленных задач является системный финансово-экономический анализ на промышленном предприятии.

Системный экономический анализ на уровне предприятия (объединения) многосторонен, сложен, предполагает обработку большого объема информации, требует больших трудовых затрат.

Проведение его с высоким качеством, в максимально сжатые сроки – важнейшие условия принятия своевременных и правильных мер по управлению производством, при этом возможность моделирования и анализа процессов на современных персональных ЭВМ значительно повышает качество, точность анализа, снижает трудоемкость работы и позволяет проводить его экономическим службам предприятия самостоятельно.

Стратегия коммерческого управления предприятием – это система решений и намеченных направлений деятельности, рассчитанных на долгосрочную перспективу и предусматривающих достижение поставленных целей и задач по обеспечению оптимальной и стабильной работы хозяйственной структуры, исходя из сложившейся действительности и планируемых результатов.

Стратегический анализ – направление анализа, основанное на реализации системного и ситуационного подходов при изучении различных факторов, влияющих на процесс стратегического управления.

В качестве основных требований, предъявляемых к стратегическому анализу можно выделить следующие:

- целенаправленность – позволяет определить границы анализа, адресность и конкретность выводов. При этом выделяют цели неограниченные (например, повышение эффективности производства в

целом), и ограниченные (достижения определенного уровня прибыли, нормы энергопотребления);

- реальность – возможность реализации цели на конкретном предприятии;

- адекватность – соответствие методики или модели анализа реальным хозяйственным процессам и явлениям;

- комплексность – означает то, что описание исследуемого объекта с точки зрения поставленной цели должно охватывать все аспекты проблемной ситуации;

- системность – требует увязки каждого из направлений стратегического анализа с другими направлениями, образующими в их взаимосвязи систему, обеспечивая таким образом полноту и реальность выводов;

- согласованность – непротиворечивость выдвинутых выводов или установленных целей другим целям. Достигается двумя путями: ранжирования целевой системы по очередности их учета или разработки коэффициентов значимости разных компонент целевой системы, позволяющих сводить все компоненты к одной комплексной цели.

- объективность – независимость от влияния субъективных воздействий на достоверность расчетов и выводов достигается с помощью: использования соответствующих методов анализа, выбора показателей, характеризующих объект исследования; привлечения исполнителей имеющих соответствующую подготовку и обладающих достаточным уровнем знаний и опыта; выбором базы для сравнения;

- своевременность – означает, что время и продолжительность проведения исследования должны способствовать принятию решений в нужный момент.

Одной из главных целей финансово-экономического анализа является выработка стратегии развития организации, определение значимости в общей системе целей энергосбережения. Решение этой задачи необходимо для

эффективного функционирования системного энергетического менеджмента, однако управление процессами энергосбережения с позиций системного анализа не должно ограничиваться системой энергопотребления и энергоснабжения, а должно рассматриваться как подсистема сложной комплексной производственной, хозяйственно-экономической и финансовой системы промышленного предприятия. В случае соблюдения этого условия, цели энергосбережения будут взаимосвязаны с комплексом целей, стоящих перед промышленным предприятием. Тем самым, в процессе работы СЭМ и особенно при формировании и реализации инвестиционных проектов, можно получить поддержку и понимание на всех уровнях управления промышленного предприятия, заинтересованность энергопроизводителя, потенциального инвестора и региональных властей в реализации энергосберегающих программ предприятия.

Эти понятия приведены для того, чтобы показать – любое направление повышения эффективности на предприятии (например, энергосбережение) должно рассматриваться в комплексе факторов, влияющих на экономический результат. В системе предприятия система энергопотребления, является подсистемой производственной системы, которая в свою очередь является подсистемой системы управления предприятием. Система управления предприятием содержит в себе множество подсистем (финансы, маркетинг, менеджмент, персонал, производство и др.), поэтому рассматривать необходимость реализации энергосберегающей политики нужно рассматривать в комплексе с другими задачами предприятия.

Кратко схему формирования целей на промышленном предприятии и реализацию политики энергосбережения в общей структуре целей можно представить следующим образом:

- системный финансово-экономический анализ;
- выявление основных проблем и их ранжирование (при этом определится место в целях энергосбережения);
- стратегия развития предприятия;

- выявление основных проблем и задач в области энергосбережения.
- поддержка функционирования СЭМ.

В качестве инструмента системного финансово-экономического анализа используется динамический норматив устойчивости.

В процессе принятия стратегических решений важно сделать вывод о целесообразности или необходимости более углубленного и детального анализа хозяйственной деятельности и финансово-экономического положения предприятия, а также, что особенно важно, выявить направления такого анализа (например, значимость цели энергосбережения в общей системе целей, преследуемых предприятием). По сути, это определит направление действий организации в области энергосбережения и возможные объемы инвестирования проектов. (например, должна ли организация проводить мероприятия по энергосбережению, не требующие финансовых вложений, или требующие финансовые вложения, которые можно осуществить за счет собственных средств предприятия, или необходимы вложения значительных средств, источником которых должны стать сторонние инвесторы).

В первую очередь, решая задачу управления на предприятии, наиболее оптимально иметь динамическую модель, т.е. модель, которая подстраивается в данный конкретный момент времени к реальным целям и задачам предприятия. Объектом экономического анализа будем называть хозяйственную систему или процесс, свойства, которые необходимо выявить и исследовать.

Цель финансового экспресс-анализа – обобщенная оценка финансовых результатов и состояния. Такой анализ проводится на базе интегральных оценок. При этом различают внутренний и внешний финансово-экономический анализ.

При внутреннем анализе изучается финансовая деятельность только анализируемого хозяйствующего субъекта. Здесь широко используется закрытая (т.е. секретная) информация, которая составляет коммерческую тайну субъекта, а иногда и ноу-хау. Перечень сведений, составляющих

коммерческую тайну, определяется руководителем. Каждый хозяйствующий субъект разрабатывает свои нормы и нормативы экономической деятельности, систему их оценки и регулирования, информация о которых составляет его коммерческую тайну. Поэтому данные степени достижения этих норм и нормативов, основанные на оперативной отчетности, не должны выходить за пределы хозяйствующего субъекта и не должны предъявляться никому (в том числе проверяющим органам), если хозяйствующий субъект не хочет стать банкротом.

Внешний анализ проводится в целях сравнения результатов финансовой деятельности хозяйствующего субъекта с другими объектами. По существу, внешний анализ – открытый анализ, так как он проводится по данным бухгалтерской и статистической отчетности, выходящий за пределы хозяйствующего субъекта. Эти данные могут быть использованы для анализа без ущерба финансово-коммерческой деятельности субъекта, так как они не являются коммерческой тайной.

По сути, системный финансово-экономический анализ является базовой частью для системного энергетического менеджмента, прежде всего для выработки целей и значимости энергосбережения в общей системе целей,. Он позволяет определить энергетическую стратегию и выработать политику энергосбережения промышленного предприятия, а также получить поддержку руководства предприятия по реализации энергетической политики на перспективу. Кроме того, элементы финансово-экономического анализа могут использоваться на этапе инвестиционного проектирования – в качестве комплексной динамической оценки систематического внутреннего риска промышленного предприятия, который используется при оценке эффективности инвестиционных проектов в энергосбережении.

**Методика системного финансово-экономического анализа и ее приложение для целей энергосбережения.**

При построении экономических моделей важно поддерживать принципы универсальности, описательности, нормативности, при этом

модели должны быть комплексными и системными, позволяющими качественную и количественную оценку, и при этом быть.

Идея построения таких динамических моделей для формирования эффективного режима реализации функций системы впервые была высказана в работах профессора И.М. Сыроежкина и получила развитие в работах по теории и организации экономических измерений. Суть метода заключается в следующем: деятельность любой хозяйственной системы представляет собой выбор и реализацию некоторого набора связей и множества потенциально возможных, а так же поддерживание или разрыв уже имеющихся связей. Множество реализованных связей при переходе системы из одного состояния в другое характеризуется понятием «режим деятельности». В каждый момент времени хозяйственный объект может находиться в одном из двух состояний (режимов): режима функционирования (стабильный набор связей) и режиме развития (изменяющийся набор связей). При этом режим деятельности экономической системы может быть представлен некоторым набором финансово-хозяйственных показателей. Каждому конкретному режиму можно сопоставить ряд определенных значений показателей или, с учетом требования сопоставимости и необходимости включения элементов динамики, темпы роста (прироста) показателей.

Используя ранжирование финансовых или экономических показателей по темпам роста, можно построить такой порядок, который способен выразить оптимальный (наиболее эффективный) режим деятельности предприятия, т.е. являться эталонным режимом. Такой порядок носит название нормативной системы показателей, т.е. это совокупность показателей, упорядоченных по темпам роста, так, что поддержание этого порядка на длительном интервале времени обеспечивает наилучший режим функционирования хозяйственной системы. Нормативная система показателей – модель эталонного режима функционирования любой экономической системы. При этом, фактический порядок показателей можно

сравнить с нормативными, рассчитав между ними, например, коэффициент ранговой корреляции.

Общая направленность предприятия на повышение его организованности, экономической устойчивости и т.д. может быть описана путем формулировки определенных условных целевых установок. При этом следует отметить требования рассмотрения предприятия как динамической системы, что приводит к необходимости формулировать не «цели – состояния», а «цели – направления» (например, снижать энергозатраты, обновлять основные средства и т.п.) В связи с этим формулировка целей хозяйственной политики предприятия не требует установления (во всяком случае, на первом этапе принятия решений) абсолютных уровней показателей; более того, не является необходимым и установление мер их движения (темпов роста). Целевые установки могут быть выражены путем упорядочивания двух и более показателей состояния и результатов деятельности предприятия, а цель будет состоять в поддержании этого порядка. Сознательно конструируя и контролируя динамику показателей, можно не только определить направления движения предприятий, но и управлять этим движением для достижения поставленных целей. Очевидно, что критерии для выбора требований к наилучшему режиму деятельности могут быть различны. В частности, в качестве такого критерия может выступать поддержание (рост) устойчивости предприятия. Очевидно, что при этом на предприятии будут создаваться условия, обеспечивающие минимизацию рисков относительно характеристик неопределенности деятельности (принятия решений при реализации режимов функционирования и развития хозяйственного объекта) и неопределенности результатов (как с положительными, так и с отрицательными эффектами) по всему комплексу финансового, материального и информационного обеспечения процессов функционирования и развития предприятий. Естественно таким путем можно определять комплекс стратегических или тактических целей предприятия.

Совокупность показателей, упорядоченных по темпам роста так, что поддержание этого порядка в реальной деятельности предприятия обеспечивает получение лучших финансовых результатов деятельности, называется динамическим нормативом финансового или экономического состояния.

Для комплексной оценки и диагностики систематического риска на промышленном предприятии предлагается использовать динамическую модель устойчивости. Такое направление использования динамических систем показателей подробно рассмотрено в работах. Динамические модели устойчивости дают возможность также определить основные стратегические цели развития предприятия. Основным плюсом таких моделей является снижение «человеческого фактора» (в противоположность методу экспертных оценок) при оценке состояния промышленного предприятия, оценке его рисков и факторов, влияющих на стратегию развития. Кроме того, достоинством данных моделей является приемлемая доступность исходных данных (используются формы бухгалтерской отчетности, формы годовой отчетности экономических служб предприятия и т.п.). Существует, конечно, проблема достоверности исходных данных (возможности их намеренного искажения), но и она может быть решена внешним аудитом.

Опыт использования динамических моделей позволяет заключить, что количество показателей должно варьироваться в пределах от 6 до 20. При этом выбор конкретных показателей обуславливается целями экономического анализа и его основной направленностью.

Рассмотрим подробно методику оценки систематического риска с использованием динамической модели устойчивости, а также методику выявления стратегических целей и задач на основе факторного анализа, стоящих перед предприятием. Выделив основные этапы системного финансового (экономического) анализа основные этапы:

- 1) Формирование множества показателей.

а) На 1 шаге первого этапа формирования динамического норматива можно для анализа значимости энергосбережения в общей системе целей были отобраны следующие показатели:

- выручка от реализации продукции (ВрПП);
- валюта баланса (Б);
- остаточная стоимость основных средств (ОСС);
- основные средства (ОС);
- себестоимость реализации продукции (СРП);
- оборотные активы (ОбА);
- прибыль от реализации продукции (ПрПП);
- энергоёмкость продукции (ЭП), как дополнительный показатель для

ранжирования целей энергосбережения.

На 2-ом шаге проводится экономическая интерпретация темпов роста показателей. Рассматриваются основные показатели (коэффициенты), отражающие финансовое состояние предприятия их экономическая интерпретация.

Коэффициент доли основных средств и нематериальных активов в валюте баланса:

$$K_{oc} = \frac{OC}{Б} \quad T(OC) > T(Б)$$

Коэффициент энергоёмкости продукции

$$K_{э} = \frac{ЭП}{СРП} \quad T(ЭП) < T(СРП)$$

Коэффициент фондорентабельности

$$K_{фр} = \frac{ПрПП}{ОС} \quad T(ПрПП) > T(ОС)$$

Коэффициент рентабельности реализованной продукции

$$K_{ррп} = \frac{ПрПП}{ВрПП} \quad T(ПрПП) > T(ВрПП)$$

Коэффициент доходности

$$K_{д} = \frac{ПрПП}{СРП} \quad T(ПрПП) > T(СРП)$$

Коэффициент износа основных средств (его снижение считается неблагоприятным фактором)

$$K_{оси} = \frac{ОСС}{ОС} \quad T(ОС) > T(ОСС)$$

Коэффициент оборачиваемости активов

$$K_{oba} = \text{ОбА} / \text{Б} \quad T(\text{ОбА}) > T(\text{Б})$$

Коэффициент оборачиваемости оборотных активов

$$K_{oba} = \text{ВрРП} / \text{ОбА} \quad T(\text{ВрРП}) > T(\text{ОбА})$$

б) Затем производится эталонное упорядочение пар показателей по темпам роста

Поскольку рост оборотных активов может быть вызван, например, плохим сбытом готовой продукции, то темпы роста себестоимости продукции должны опережать темпы роста оборотных средств. В противном случае снижается скорость оборота готовой продукции. Возникает риск потерь, связанный со снижением оборачиваемости оборотных средств.

Исходя из требований энергосбережения, темпы роста потребления энергии на предприятии должны отставать от темпов себестоимости продукции. Такое соотношение динамик показателей обеспечивает снижение риска, увеличения энергоемкости продукции на предприятии. Т.е. должно выполняться соотношение

$$T(\text{ПрРП}) > T(\text{ВрРП}) > T(\text{СРП}) > T(\text{ЭП})$$

При этом темпы роста выручки от реализации продукции должны опережать темпы роста себестоимости продукции, в противном случае снижается норма прибыли, что может говорить, например, о неэффективном сбыте продукции, низком спросе на нее и т.п.

$$T(\text{ОбА}) > T(\text{ОСС}) > T(\text{ОС}) > T(\text{Б})$$

Темпы роста оборотных активов должны опережать темпы роста основных средств, это связано, во-первых, с тем, что улучшаются коэффициенты текущей ликвидности на предприятии, а во-вторых, снижается фондоемкость продукции. При сохранении нормативных темпов роста данных показателей снижается вероятность банкротства предприятия. С другой стороны, темпы роста остаточной стоимости основных средств должны опережать темпы роста основных средств, так как в противном случае возникает риск физического и морального старения основных производственных фондов.

Выдерживание нормативных темпов роста обеспечивает производство более современным оборудованием. Темпы роста основных средств должны опережать темпы роста валюты баланса, так как увеличиваются масштабы деятельности предприятия.

Важно отметить, что темпы роста энергоемкости должны быть наиболее низкими в валюте баланса, при этом, если увеличиваются масштабы деятельности, энергоемкость не должна их опережать

Итоговое эталонное упорядочение темпов роста показателей будет иметь вид:

$$T(\text{ПрРП}) > T(\text{ВрРП}) > T(\text{СРП}) > T(\text{ОбА}) > T(\text{ОС}) > T(\text{ОСС}) > T(\text{Б}) > T(\text{ЭП})$$

На четвертом шаге проводится ранжирование показателей по темпам роста, результат сводится в таблицу следующего вида (табл. 50).

2) На втором этапе проводится расчет оценок устойчивости, изменчивости и стабильности. Здесь очень важна задача определения базовых значений, с которыми сравниваются текущие показатели, т. е. с этого базового периода начнется системный финансовый анализ отчетности для выработки политики и организации энергосбережения на предприятии. Результаты расчета можно представить в таблице, форма которой приведена ниже.

*Таблица 50*

**Ранжирование финансовых показателей по темпам роста**

| Нормативный ранг. | Показатель                                |
|-------------------|---|
| 1.                | Прибыль от реализации продукции (ПрРП);   |
| 2.                | Выручка от реализации продукции (ВрРП);   |
| 3.                | Себестоимость реализации продукции (СРП); |
| 4.                | Оборотные активы (ОбА);                   |
| 5.                | Основные средства (ОС);                   |
| 6.                | Капитал и резервы (КР);                   |
| 7.                | Валюта баланса (Б);                       |
| 8.                | Энергоемкость продукции (ЭП)              |

*Таблица 51*

### Темпов роста (падения) показателей

| Показатель | Абсолютные значения, за период |   |   |   | Темпы роста |   |   |
|------------|--------------------------------|---|---|---|-------------|---|---|
|            | 0                              | 1 | 2 | 3 | 1           | 2 | 3 |
|            |                                |   |   |   |             |   |   |

Темпы роста  $T(\Pi_{ij})$   $i$ -го показателя  $\Pi$  за период  $j$ , рассчитываются по формуле:

$$T(\Pi_{ij}) = \frac{\Pi_{ij} - H_i}{H_i}, \quad (15.1)$$

где  $H_i$ ,  $\Pi_{ij}$  - соответственно значение  $i$ -го показателя в базовый (0) и текущий ( $j$ ) период.

Согласно темпам роста определяется текущий ранг показателя. Максимальный ранг присваивается показателю с максимальным темпом роста. Режимы предлагается сравнивать на основе расчета следующей интегральной оценки.

$$\mathcal{E} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{n(n-1)} = 1 - \frac{M(\Pi, H)}{n(n-1)}, \quad (15.2)$$

где  $\mathcal{E}$  – оценка режима функционирования хозяйственной системы;

$n$  – число показателей в динамической модели устойчивости (нормативной модели);

$m_i$  – количество инверсий в фактическом порядке для показателя, имеющего  $i$ -й ранг (занимающего  $i$ -е место) в динамической модели. Под инверсией здесь понимается отклонение фактического ранга показателя от нормативного.

$$m_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}, \quad (15.3)$$

где  $a_{ij}$  – переменная, отражающая наличие или отсутствие в фактическом упорядочении показателей бинарного отношения «быстрее» между  $i$ -м и  $j$ -м показателями заданного в динамическом нормативе ( $i=1, \dots, n, j=1, \dots, n$ ):

$$a_{ij} = 1 \text{ если } P_i > P_j \text{ при } i < j, \quad (15.4)$$

$a_{ij} = -1$  если  $P_i < P_j$  при  $i > j$ ,

$0$ , в остальных случаях,

где  $P_i$  и  $P_j$  – ранги  $i$ -го и  $j$ -го показателя в фактическом упорядочении;

$M(\Pi, H)$  – сумма инверсий в реальном порядке показателей ( $\Pi$ ) относительно нормативного порядка ( $H$ ), заданного в динамической модели.

Оценка ( $\mathcal{E}$ ) меняется в диапазоне от 0 до 1. Совпадение фактического заданного нормативного порядка показателей свидетельствует о том, что стратегические целевые установки выполняются оптимально, при этом фактически выполняются все нормативно установленные соотношения темпов роста показателей. Чем ближе оценка к единице, тем большая доля нормативных соотношений между показателями реализована в реальной хозяйственной деятельности предприятия. Комплексная оценка режима функционирования финансовой системы предприятия ( $\mathcal{E}$ ) характеризует степень приближенности к эталону и не зависит от достигнутого результата в прошлом. Это своего рода стратегическая оценка, т.к. она показывает уровень достижения стратегических целей экономического развития, заложенных в динамической модели эталонного режима функционирования хозяйственной системы.

Доля инверсий в представленной оценке, которая выражается величиной

$R = \frac{M(\Pi, H)}{n(n-1)}$ , характеризует меру риска системы, т.к. показывает отклонение

от эталонного режима. Таким образом, при наиболее благоприятном режиме деятельности системы оценка устойчивости равна 1, риск же минимален и его оценка близка к нулю. В наименее благоприятной ситуации оценка риска равна 1, а величина устойчивости оценивается нулем. Эта мера риска является фактически систематическим финансовым риском предприятия и может быть использована при оценке эффективности энергосберегающего проекта. Однако цель финансового анализа не ограничивается только оценкой риска, она служит базой для оценки значимости влияния фактора на оценку устойчивости. Для того, чтобы определить значимость энергосбережения в

общей системе стратегических целей, необходимо провести факторный анализ устойчивости предприятия. Задачей факторного системного финансово-экономического анализа является выявление причин воздействующих на устойчивость предприятия (т.е. выявление стратегических целей и их значимости).

Перечислим основные задачи факторного анализа:

1) Величина изменения базового показателя по сравнению с нормативным определяется по формуле:

$$\alpha_i = \frac{\Delta y(x_i)}{y^0} \cdot 100\%, \quad (15.5)$$

где  $x_i$  - значение  $i$ -го фактора;

$y^0$  - базовое значение функции, зависящей от факторов  $x_i$ ;

$y^1$  - текущее значение функции, зависящей от факторов  $x_i$ ;

$\Delta y = y^1 - y^0$  - изменение значения целевой функции.

2). Доля (в процентах) прироста результативного показателя, обусловленную  $i$ -ым фактором можно определить:

$$\beta_i = \frac{\Delta y(x_i)}{\Delta y} \cdot 100\%, \quad (15.6)$$

Известно множество методов факторного анализа, основные из них приведены в табл. 48.

Наиболее перспективным и простым в расчете является метод цепных подстановок. Формулы для оценки влияния каждого фактора на эффективность (устойчивость) работы промышленного предприятия приведены ниже.

Прирост оценки устойчивости определяется по формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = \sum_{\text{И}}^{\text{Ж}} 1 - \frac{M(\Pi^0, H)}{n(n-1)} \sum_{\text{Ш}}^{\text{Ц}} - \sum_{\text{И}}^{\text{Ж}} 1 - \frac{M(\Pi^6, H)}{n(n-1)} \sum_{\text{Ш}}^{\text{Ц}}, \quad (15.7)$$

где  $\Pi^0$  – значение вектора показателей в отчетном периоде;

$\Pi^6$  – базисное значение вектора показателей;

Влияние отдельного  $i$ -го фактора (показателя) на прирост оценки устойчивости определяется формулой:

$$\Delta \mathcal{E}(P_i) = \frac{\text{ж } m_i^0 - m_i^a \text{ ц}}{\text{и } n(n-1) \text{ ш}} \quad (15.8)$$

где  $m_i^0$ ,  $m_i^a$  – количество инверсий в фактическом порядке для показателя, имеющего  $i$ -й ранг (занимающего  $i$ -е место) в динамической модели соответственно для базисного и отчетного периода.

Таблица 52

### Основные методы факторного анализа

| Метод  | Достоинства и недостатки   |
|--|--|
| 1. Метод выявления изолированного влияния факторов | Нет полного разложения, не требуется установления очередности факторов, наиболее прост в реализации  |
| 2. Метод цепных подстановок                        | Простой метод, результаты зависят от последовательности замены факторов, достигается полное разложение   |
| 3. Метод взвешенных конечных разностей             | Большая трудоемкость, не дает полного разложения   |
| 4. Индексный метод                                 | Фиксирует очередность изменения факторов, не дает полного разложения при числе факторов более двух.  |
| 5. Логарифмический метод                           | Не требуется установление очередности факторов, достигается полное разложение, применим не для всех факторных моделей  |
| 6. Дифференциальный метод                          | Не требуется установления очередности факторов, требуется непрерывность исследуемой функции, Полное разложение не достигается  |
| 7. Интегральный метод                              | Дает наиболее точный результат, не требует установления очередности факторов, достигается полное разложение, высокая сложность расчетов являются ограничением в применении |

3). Определяем процентное изменение устойчивости под воздействием  $i$ -го показателя по формуле

$$\alpha_i = \frac{\Delta \mathcal{E}(P_i)}{\mathcal{E}^b} \uparrow 100\%, \quad (15.9)$$

где  $\mathcal{E}^b$  – базовое значение устойчивости (эффективности) работы предприятия.

4). Определение доли прироста (снижения) устойчивости (эффективности) предприятия, обусловленного динамикой  $i$ -го показателя.

$$\beta_i = \frac{\Delta \mathcal{E}(P_i)}{\Delta \mathcal{E}} \uparrow 100\%, \quad (15.10)$$

Необходимо оценить также влияние  $i$ -го показателя на значение устойчивости системы в целом. Решение этой задачи возможно благодаря использованию ординальной шкалы.

Снижение оценки устойчивости под воздействием динамики отдельного показателя оценивается по формуле:

$$\mathcal{E}^*(P_k) = \mathcal{E}(P_k) - \mathcal{E} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i - e_{i \neq k} m_i}{n(n-1)} = \frac{m_k}{n(n-1)}, \quad (15.11)$$

где  $\mathcal{E}$  – оценка финансовой (экономической) устойчивости предприятия;

$i, k$  – ранги показателей;

$P_k$  – показатель, занимающий  $k$ -е место;

$\mathcal{E}^*(P_k)$  – снижение оценки устойчивости под воздействием  $k$ -го показателя;

$\mathcal{E}(P_k)$  – оценка устойчивости, рассчитанная без нарушений, вызванных динамикой  $k$ -го показателя;

$n$  – число показателей;

$m_k, m_i$  – число инверсий  $k$ -го ( $i$ -го) показателя в фактическом упорядочении относительно нормативного упорядочения.

Тогда доля влияния на устойчивость предприятия  $k$ -го показателя определится по формуле:

$$\delta_k = \frac{\mathcal{E}^*(P_k)}{\sum_{i=1}^n \mathcal{E}^*(P_k)} \uparrow 100\%, \quad (15.12)$$

При этом коэффициент  $\alpha$  – показывает влияние показателя на увеличение оценки устойчивости, а  $\beta$  – влияние на фактическое направление устойчивости, коэффициент  $\delta$  – на уменьшение устойчивости соответствующего показателя.

Таким образом, опираясь на данные показатели, можно произвести ранжирование стратегических целей и задач, стоящих перед предприятием в области финансовой политики (оценить значимость энергосбережения по степени его влияния на устойчивость) и определить приоритеты финансирования инвестиционных проектов в энергосбережение. Оно должно быть тем больше, чем большее значение оказывает фактор энергопотребления на уменьшение устойчивости (эффективности работы) предприятия. Расчеты по данной методике приведены в приложении 2 для машиностроительного предприятия, (там же приводится комплексный анализ финансово-экономического состояния предприятия, а так же особенности существующего энергопотребления).

Рассмотрим методику оценки систематического хозяйственного (экономического) риска с использованием динамической модели устойчивости и определения хозяйственных стратегических целей предприятия.

Нормативное значение показателей представлено в табл. 53.

В таблице представлено динамическое упорядочивание показателей деятельности промышленного предприятия, которое отражает нормативные требования его хозяйственной (экономической) устойчивости. Поскольку готовая продукция характеризует продукцию, предназначенную для продажи, то, очевидно, она должна расти быстрее товарной. При этом необходимо, чтобы готовая продукция не залеживалась на складах. В противном случае снижается скорость оборота, отвлекаются средства из реального оборота, возникает риск потерь, связанный со снижением оборачиваемости оборотных средств. Следовательно, в нормативном режиме необходимо выполнение следующих динамических соотношений:

$$T(ГП_0) > T(ГП_В) > T(ПрС).$$

Исходя из требований ресурсосбережения и экономии материалов и других материальных затрат и различных расходов, связанных с производством и реализацией товаров (например, затрат топлива

транспортных расходов, накладных расходов и т.д.), следует, что должно выполняться соотношение:

$$T(\text{СТП}) > T(\text{ПС}) > T(\text{ПрС}) > T(\text{М}) > T(\text{Э}).$$

Такое соотношение динамик показателей обеспечивает снижение риска, увеличение затрат и, соответственно, риска снижения прибыли предприятия. Показатели, характеризующие техническую вооруженность предприятия – это основные средства (ОС), активная часть основных средств (ОС<sub>А</sub>), основные средства производительного назначения (ОС<sub>ПР</sub>). Наиболее активным элементом в средствах труда выступает орудия труда, именно они составляют материальную основу роста объем производства. Поэтому опережающий рост активной части по отношению к общему росту основных средств, а также к росту основных средств производственного назначения, является более предпочтительным, чем отставание, обуславливающее риски, связанные с низкой технической оснащенностью. Что касается основных средств производственного и непромышленного назначения, то, несмотря на то, что рост стоимости объектов социальной инфраструктуры является положительным фактором, он не должен опережать рост стоимости средств производственного назначения. Так как это может вызвать риски, связанные с неэффективной структурой основных средств.

*Таблица 53*

### **Ранжирование показателей по темпам роста**

| Нормативный ранг. | Показатель   |
|-------------------|--|
| 1.                | ГП <sub>О</sub> – Готовая продукция отгруженная                    |
| 2.                | ГП <sub>В</sub> – Готовая продукция товарная                       |
| 3.                | ПС – Полная себестоимость  |
| 4.                | ПрС – Производственная себестоимость                               |
| 5.                | М – Сырье и материалы  |
| 6.                | ОС <sub>А</sub> – Активная часть основных средств                  |
| 7.                | ОС <sub>ПР</sub> – Основные средства производительного назначения  |
| 8.                | ОС – Стоимость основных средств                                    |
| 9.                | Э – Энергия  |
| 10.               | ФЗП <sub>р</sub> – Фонд зар. платы рабочих                         |
| 11.               | ФЗП <sub>п</sub> – Фонд зар. платы промышленно - производительного |

|     |   |
|-----|---|
|     | персонала                                   |
| 12. | Ч <sub>С</sub> – Численность специалистов   |
| 13. | Ч <sub>Р</sub> – Численность рабочих        |
| 14. | Ч <sub>рк</sub> - Численность руководителей |

Учитывая оба сформулированных утверждения, получаем следующие нормативные соотношения:

$$T(OC_A) > T(OC_{ПР}) > T(OC),$$

Показатели, связанные с управлением персонала – это фонд заработной платы промышленно - производственного персонала (ФЗП<sub>п</sub>), фонд зарплаты рабочих (ФЗП<sub>р</sub>), численность рабочих (Ч<sub>р</sub>), численность специалистов (Ч<sub>с</sub>), численность руководящего состава (Ч<sub>рк</sub>). С точки зрения обеспечения объемов производства (при выполнении рутинных операций) наиболее важной составляющей общих затрат труда выступают затраты труда рабочих, отражением которых в свою очередь, выступает ФЗП<sub>р</sub>. С точки зрения выполнения работ, выходящих за рамки типовых, повторяющихся или рутинных, т.е. работ, обеспечивающих изменения в процессе производства, на первый план выступают руководители и специалисты.

$$T(ФЗП_r) > T(ФЗП_p).$$

В противном случае возникают риски от неэффективного распределения фонда оплаты труда, недостаточного стимулирования труда персонала.

В условиях интенсификации производства, использование более совершенного и производительного оборудования, необходимости быстро принимать новые технические и другие решения возрастает роль специалистов в производстве при уменьшении потребности в рабочих низкой квалификации. В противном случае возникают риски, связанные со снижением квалификации персонала. Очевидно, что увеличение доли специалистов в общей численности при сокращении числа рабочих лишь тогда эффективно, когда это приводит к увеличению объема производства. Таким образом, получаем следующее упорядочение темпов роста показателей численности:

$$T(Ч_c) > T(Ч_p) > T(Ч_{рк}).$$

Важно поддерживать высокую энерговооруженность труда поэтому темпы роста затрат на энергию должны опережать темпы роста заработной платы:

$$T(\text{Э}) > T(\text{ФЗП}_p).$$

Построенные модели устойчивости должны служить точкой отсчета при оценке фактического режима функционирования предприятия, ориентированного на принятие стратегических управленческих и финансовых решений, а специально разработанные оценки отклонений при реализации тех или иных решений при этом могут интерпретироваться как системные оценки рисков.

Дальнейший расчет проводим по аналогии с расчетом для финансовых показателей. При этом определяется хозяйственная (экономическая) устойчивость предприятия, которая может служить мерой систематического риска хозяйственной деятельности промышленного предприятия. Затем проводится факторный анализ и на его основании делается вывод о значимости стратегических целей по энергосбережению.

Выше была рассмотрена линейная модель устойчивости предприятия. Возможен также расчет показателей для одного или нескольких периодов времени, например, путем формирования суммарной матрицы нарушений (частоты отклонений от нормативных темпов роста за определенный период того или иного показателя). С учетом того, что между некоторыми из показателей динамической модели устойчивости не существует взаимосвязи, – такая модель оценки называется нелинейной моделью устойчивости (или нелинейным динамическим нормативом). На практике нелинейная динамическая модель устойчивости задается в виде матрицы нормативных соотношений темпов роста показателей, т.е. матрицей  $E$  размерностью  $(N \times N)$ , элементы которой определяются из следующего условия:

$$\begin{array}{ll}
M+1 \Leftrightarrow T_i > T_j & T_i, T_j - \text{темпы роста показателей} \\
e_{ij} = \begin{array}{l} \Pi \\ H-1 \end{array} \Leftrightarrow T_j > T_i & T_i > T_j - \text{нормативный порядок показателей} \\
\begin{array}{l} \Pi \\ 0 \end{array} \Leftrightarrow T_j ? T_i & T_i ? T_j - \text{нормативное соотношение «не} \\
& \text{установлено»}
\end{array}$$

Таким образом, элементы динамической модели устойчивости можно трактовать как установление соответствующим коэффициентам нормативного роста (1), нормативного падения (-1) либо безразличия к нему (0).

Чтобы рассчитать оценки устойчивости для каждого анализируемого периода  $T \in [0; T]$ , строится матрица фактических соотношений (темпов роста показателей)  $F^t$  размерность  $(N \times N)$ , элементы которой определяются из следующего условия:

$$\begin{array}{l}
M \quad +1 \Leftrightarrow T_i > T_j; \\
f_{ij}^t = \begin{array}{l} \Pi \\ H-1 \end{array} \Leftrightarrow T_j > T_i \text{ для } \forall, \\
\begin{array}{l} \Pi \\ 0 \end{array} \quad 0 \Leftrightarrow T_j = T_i;
\end{array} \quad (15.13)$$

Расчет оценок нелинейного динамического норматива основывается на идее подсчета числа инверсий между порядками темпов. Под инверсией здесь понимается изменение ранга темпа в одном порядке относительно другого.

Для каждого анализируемого периода  $t \in [0; T]$  строится матрица совпадений (инверсий) фактического и эталонного соотношения темпов матрицы  $B^t_{N \times N}$ , элементы которой определяются из следующего условия:

$$b_{ij}^t = \begin{array}{l} M \\ \Pi 1 \end{array} \Leftrightarrow \begin{cases} e_{ij} = +1 \text{ и } f_{ij}^t = +1 \\ e_{ij} = -1 \text{ и } f_{ij}^t = -1, \end{cases} \quad \forall i, \quad (15.14) \\
\begin{array}{l} \Pi \\ 0 \end{array} \quad 0 \Leftrightarrow \text{в остальных случаях}$$

Сумма элементов матрицы  $B$  равна числу выполненных (в рассматриваемом периоде) нормативных соотношений темпов. Так как число установленных нормативных соотношений равно сумме по модулю элементов матрицы динамического норматива  $E$ , то оценку устойчивости можно рассчитать, как долю выполненных нормативных соотношений в общем числе установленных.

$$\mathfrak{D}' = \frac{\prod_{i=1}^n \mathbf{e}_i \prod_{j=1}^n \mathbf{e}_j b_{ij}^t}{\prod_{i=1}^n \mathbf{e}_i \prod_{j=1}^n |e_{ij}|}, \text{ для } \forall_i, \exists 0 \in [0;1]. \quad (15.15)$$

## 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

Основная цель выполнения практических заданий подготовка студентов к дальнейшей самостоятельной работе по выполнению курсовой работы, прохождении преддипломной практики и экономической части дипломного проекта. При выполнении всех контрольных заданий целесообразно использовать первоначальные исходные данные, приведенные в УМКД «Экономика энергетики» (варианты заданий и расчеты предыдущих выполненных контрольных работ).

### ТЕМА 1. СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИП (2 часа)

#### *Вопросы, рассматриваемые на практике*

1. Организация и ее роль в современном обществе.
2. Производственный процесс – основа деятельности организации.
3. Особенности промышленного производства.
4. Юридические лица, коммерческие и не коммерческие организации.
5. Основы деятельности юридических лиц.
6. Содержание управления производственной деятельностью.
7. Внешняя и внутренняя среда организации (основные факторы).

*Теоретическая часть.* Рассмотрена в источнике [3].

#### *Контрольное задание*

Проводится реконструкция системы электроснабжения района города. При этом происходит реконструкция подстанции напряжением 220/35/10 кВ, а также системы электроснабжения района города напряжением 10 кВ. В результате реконструкции снижаются потери в сети 10 кВ в объеме 8061480 кВт час, а также сокращается ущерб на сумму 854,7 тыс. руб.

Тариф на электроэнергию составляет для потребителей 1 руб./кВт·ч. Капиталовложения в подстанцию соответственно 2545,6 тыс. руб., в систему электроснабжения 10 кВ – 21601 тыс. руб.

---

Требуется оценить последствия для предприятия ЖКХ, работающего с сетями 10 кВ, и энергетического предприятия, которому принадлежит подстанция напряжением 220/35/10 кВ.

### ***Решение***

Целесообразно отнести экономию от ущерба на энергетическое предприятие, а экономию от потерь на предприятие ЖКХ, тогда для энергетического предприятия:

$$O_{\text{рт, энергсистемы}} = 854,7 \text{ тыс. руб.}$$

Для предприятия ЖКХ

$$O_{\text{рт, ЖКХ}} = 8061,5 \text{ тыс. руб.}$$

При этом срок окупаемости инвестиций составит:

$$\text{для энергетического предприятия: } T_{\text{ок}} = \frac{2545,6}{854,7} = 2,97 \text{ года;}$$

$$\text{для предприятия ЖКХ: } T_{\text{ок}} = \frac{21601}{8061,5} = 2,58 \text{ года.}$$

## ТЕМА 2. ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ (2 часа)

### ***Вопросы, рассматриваемые на практике***

1. Единая энергетическая система и процесс создания.
2. Развитие энергетической системы. План ГОЭРЛО, этапы его развития.
3. Схема подчинения оперативного персонала.
4. Основные факторы повышения экономической эффективности при создании мощных энергообъединений (ЭО).
5. Аварии в зарубежных ЭО.
6. Надежность ЕЭС России.

***Теоретическая часть.*** Рассмотрена в лекции №16 «Оценка стоимости проектных работ и экспертиза проекта» (УМКД Экономика энергетики).

### ***Контрольное задание 1***

---

Требуется оценить базовую стоимость проектных работ на I квартал 2006 г. Расчет требуется провести в зависимости от общей стоимости строительства (на примере проектирования ВЛ напряжением выше 110 кВ. Данные по стоимости проектных работ приведены в табл. 54.

Таблица 54

**Стоимость строительства и проектных работ по ВЛ**

|   |  |
|---|--|
| Стоимость строительства в ценах на 01.01.2001 г., млн. руб. | Базовая цена проектных работ в ценах на 01.01.2001 г. (табличная), млн. руб. |
| $C_{стр}^{табл} = 760$                                      | $C_{пр}^{табл} = 13,60$  |

**Решение**

Стоимость строительства на I квартал 2006 г. составит:

$$C_{пр}^{тек} = 13,6 \cdot 3,75 = 51 \text{ млн. руб.}$$

С учетом распределения стоимости проектных работ определяем:

$$\text{Проект} - 51 \cdot 0,25 = 12,75 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{Рабочая документация} - 51 \cdot 0,75 = 38,25 \text{ млн. руб.}$$

**Контрольное задание 2**

Требуется рассчитать базовую стоимость проектирования подстанции, показатели стоимости строительства которой находятся между показателями, приведенными в табл. 55.

Таблица 55

**Стоимость строительства подстанции**

|   |  |
|---|--|
| Стоимость строительства в ценах на 01.01.2001 г. (табличная), млн. руб. | Базовая цена проектных работ в ценах на 01.01.2001 г. (табличная), млн. руб. |
| $C_{стр}^{табл} = 340$  | $C_{пр}^{табл} = 10,81$  |
| $C_{стр}^{табл} = 360$  | $C_{пр}^{табл} = 11,30$  |

Следует определить базовую цену проектных работ объекта, стоимость строительства которого в ценах на 01.01.2001 г. равна 348 млн. руб.

**Решение**

Схема расчета базовой цены проектных работ на 01.01.2001 г. следующая:

$$11,30 - \frac{11,30 - 10,81}{360 - 340} \cdot (360 - 348) = 11,00 \text{ млн. руб., или}$$

$$10,81 + \frac{11,30 - 10,81}{360 - 340} \cdot (348 - 340) = 11,00 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость проектных работ на I квартал 2006 г. составит:

$$11,00 \cdot K_{\text{инд}} = 11,00 \cdot 3,75 = 41,25 \text{ млн. руб.}$$

### ТЕМА 3. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА (2 часа)

#### ***Вопросы, рассматриваемые на практике***

1. Услуги по передачи электрической энергии.
2. Сетевые организации.
3. Администратор торговой системы.
4. Системный оператор.
5. Результаты структурной перестройки.
6. Межрегиональные распределительные сетевые компании.
7. Генерирующие компании (ОГК и ТГК).
8. Независимые генерирующие компании.
9. Сбытовые компании.

***Теоретическая часть.*** Рассмотрена в лекции №5 «Технико-экономическое обоснование эффективности проектов.

#### ***Контрольное задание***

Полные ежегодные эксплуатационные расходы в СЭС после реконструкции составляют 78349 тыс. руб. в год. Ежегодные амортизационные отчисления равны  $I_{\text{ам,t}} = 1467$  тыс. руб. Экономический эффект от реконструкции СЭС  $O_{\text{pt}} = 90659$  тыс. руб. в год. Капиталовложения в ИП распределены по годам  $K_0 = 42386$  тыс.руб.,  $K_1 = 14129$  тыс.руб. Расчетный период ИП принимаем равным  $T_p = 20$  лет.

Требуется провести экономическую оценку.

#### ***Решение***

---

Прибыль от реализации:  $\Pi_{\text{от}} = O_{\text{pt}} - I'_t - I_{\text{ам,t}} = 90659 - 78349 - 1467 = 10843$  тыс. руб.

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,24 \cdot (\Pi_{\text{от}}) = 2602 \text{ тыс.руб.}$$

$$\text{Прибыль от реализации: } \Pi_{\text{чт}} = \Pi_{\text{от}} - H_t = 10843 - 2602 = 8241 \text{ тыс.руб}$$

Простая норма прибыли:  $\text{ПНП} = \Pi_{\text{чт}} / K_t = 8241 / (42386 + 14129) = 0.146$  о.е., или 14.6%

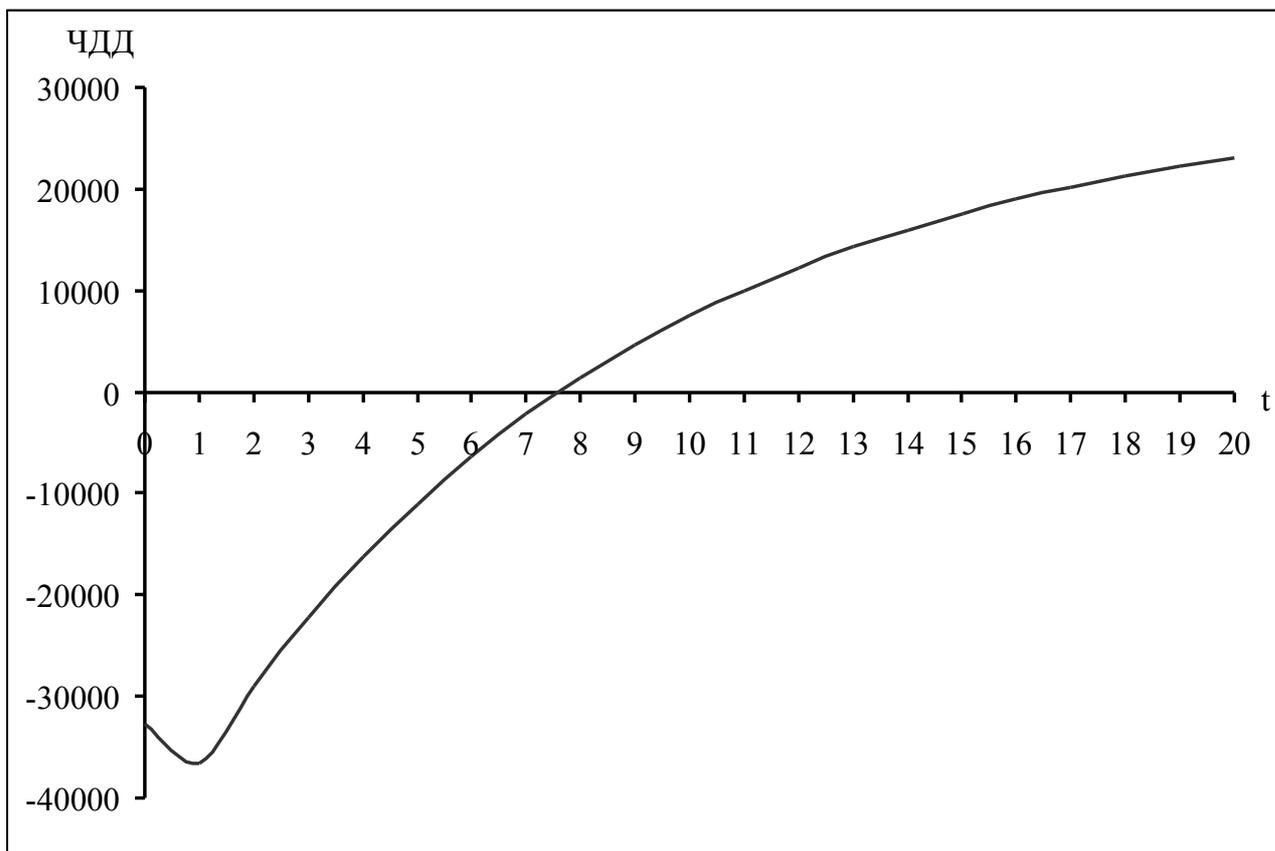
Простой срок окупаемости:  $T_{\text{ок.п}} = K_t / \Pi_{\text{чт}} = (42386 + 14129) / 8241 \approx 6.86$  лет.

Чистый дисконтированный доход, при  $E = 0,13$  (ставка рефинансирования ЦБ РФ – 13%) :

$$\text{Ч\AA\AA} = \sum_{t=0}^{T_p} \Theta_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^{T_p} (-K_t + O_{\text{pt}} - I'_t - H_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} =$$

=23020 тыс.руб.

Так как значение положительное, то проект реконструкции СЭС рекомендуется к реализации. Жизненный цикл проекта изображен на рисунке 5.3.1.



**Рис. 5.3.1.** Жизненный цикл проекта.

Внутренняя норма доходности определится из соотношения:

$\sum_{t=0}^{T_p} \Theta_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{вн})^t} = 0$ , откуда  $E_{вн} = 0,2145$ . Это значение показателя больше чем ставка рефинансирования ЦБ РФ - 0,13, что говорит об эффективности проекта.

#### ТЕМА 4. ОЦЕНКА ФИНАНСОВОЙ СОСТОЯТЕЛЬНОСТИ ПРОЕКТА (2 часа)

##### ***Вопросы, рассматриваемые на практике***

1. Оптовый и розничный рынок.
2. Организация продаж электроэнергии: договор электроснабжения - договор купли-продажи и договор на присоединение.
3. Перекрестное субсидирование.
4. Структурная схема оптового и розничного конкурентного рынка.  
Гарантирующие поставщики.
5. Требования к учету электроэнергии.
6. Гарантии надежного обеспечения потребителей электрической энергией.

7. Регулирование деятельности по снабжению электрической энергией граждан.

**Теоретическая часть.** Рассмотрена в лекции №6 «Оценка финансовой состоятельности инвестиционных проектов».

**Контрольное задание**

Исходные данные из предыдущей практики.

Требуется провести оценку потребности в основном и оборотном капитале, составить прогнозный баланс, отчет о прибылях и убытках и отчет о движении денежных средств.

**Решение**

Таблица 56

**Расчет потребности в основном и оборотном капитале**

тыс.руб.

| Год | К     | К <sub>а</sub> | К <sub>з</sub> | К <sub>кр</sub> | К <sub>зап</sub> | К <sub>деб</sub> | К <sub>крз</sub> | К <sub>об</sub> | ΔК <sub>об</sub> | ΔК <sub>та</sub> | К <sub>ин</sub> |
|-----|-------|----------------|----------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|
| 1   | 2     | 3              | 4              | 5               | 6                | 7                | 8                | 9               | 10               | 11               | 12              |
| 0   | 42386 | 29670          | 12716          |                 |                  |                  |                  |                 |                  |                  | 42386           |
| 1   | 14129 | 14129          |                | 6357,9          | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 10168            | 9913,7           | 24043           |
| 2   |       |                |                | 6357,9          | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 3   |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 4   |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 5   |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 6   |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 7   |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 8   |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 9   |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 10  |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 11  |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 12  |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 13  |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 14  |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 15  |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 16  |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |
| 17  |       |                |                |                 | 847,72           | 9066             | 254,32           | 10168           | 0                | 0                | 0               |

*Продолжение таблицы 56*

| 1  | 2 | 3 | 4 | 5 | 6      | 7    | 8      | 9     | 10 | 11 | 12 |
|----|---|---|---|---|--------|------|--------|-------|----|----|----|
| 18 |   |   |   |   | 847,72 | 9066 | 254,32 | 10168 | 0  | 0  | 0  |
| 19 |   |   |   |   | 847,72 | 9066 | 254,32 | 10168 | 0  | 0  | 0  |
| 20 |   |   |   |   | 847,72 | 9066 | 254,32 | 10168 | 0  | 0  | 0  |

---

ТЕМА 5. Методы расчета одноставочного, двухставочного и дифференцированного по времени суток (зонам) тарифа на электроэнергию (2 часа)

***Вопросы, рассматриваемые на практике***

1. Сравнение показателей инвестиционного проекта (ИП).
2. Норма дисконтирования.
3. Уровень риска вложения капиталов.
4. Подготовка исходных данных.
5. Учет инфляции.
6. Базисные и прогнозные цены.

***Теоретическая часть.*** Рассмотрена в лекции №6 «Оценка финансовой состоятельности инвестиционных проектов».

***Контрольное задание***

ГЭС установленной мощностью 800 МВт с использованием установленной мощности в течение 3570 ч в год.

ТЭС установленной мощностью 1000 МВт с использованием ее установленной мощности в течение 6920 ч в год.

ТЭС установленной мощностью 200 МВт с использованием ее установленной мощности в течение 4740 ч в год.

Технико-экономические показатели различных типов электростанций приведены в табл. 57.

Продавцами электрической энергии на оптовый рынок являются следующие три типа электростанций: ТЭС1, ГЭС и ТЭС2.

*Таблица 57*

**Технико-экономические показатели работы электростанций, отпускающих электроэнергию на оптовый рынок**

| Показатель                                | ТЭС1 | ГЭС | ТЭС2 |
|---|------|-----|------|
| 1. Технические показатели:                |      |     |      |
| - установленная мощность $P_{уст}$ , МВт; | 200  | 800 | 1000 |

|   |           |           |           |
|---|-----------|-----------|-----------|
| - число часов работы $t$ тыс. ч в год;                                      | 4,74      | 3,57      | 6,92      |
| - расход электроэнергии на собственные нужды, %.                            | 5         | 2         | 3,5       |
| <b>2. Показатели для расчета себестоимости производства электроэнергии:</b> |           |           |           |
| - удельный расход условного топлива $v$ , г/(кВт ч);                        | 340       | -         | 300       |
| - цена угля $C$ , руб/т;  | 400       | -         | 400       |
| - амортизация основных фондов $Z_{ам}$ , %:                                 | 3,5       | 0,5       | 3,5       |
| - стоимость основных производственных фондов, млрд руб.;                    | 3         | 24        | 9         |
| - затраты на производственные услуги, $Z_{п.у.}$ , млн руб.;                | 20        | 2         | 70        |
| - затраты на вспомогательные материалы $Z_{м.}$ , млн руб.;                 | 33        | 3         | 130       |
| - прочие затраты $Z_{пр.}$ , млн руб.                                       | 10        | 2         | 19,5      |
| <b>3. Ставки налогов, %:</b>  |           |           |           |
| - на добавленную стоимость;   | 18        | 18        | 18        |
| - на прибыль;   | 24        | 24        | 24        |
| - прочие.   | 12        | 12        | 12        |
| <b>4. ЕСН + отчисления на соц. нужды работников, %</b>                      | <b>34</b> | <b>34</b> | <b>34</b> |

### **Решение**

Приведем пример расчета одноставочного тарифа для различных типов электростанций

**Расчет тарифа для ТЭС1.** Годовое количество электроэнергии, отпускаемой ТЭС на оптовый рынок, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ТЭС}^{omn} = P_{ТЭС} \cdot t_{ТЭС} \cdot (1 - CH_{ТЭС}) = 200 \cdot 4,74 \cdot (1 - 0,05) = 900,6 \text{ млн кВт ч.}$$

Топливные затраты на отпуск электроэнергии ТЭС на оптовый рынок определяются из выражения

$$Z_{мон} = v \cdot C \cdot \mathcal{E}_{ТЭС}^{omn} = 340 \cdot 400 \cdot 900,6 \cdot 10^{-3} = \text{тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления ТЭС приблизительно оцениваются в 3,5 % основных производственных фондов, т. е.

$$Z_{ам} = 0,035 \cdot 3000000 = 105000 \text{ тыс. руб.}$$

Годовой фонд оплаты труда  $Z_{о.т.}$  определяется исходя из нормативной численности промышленно-производственного персонала (ППП) в размере 1,6 чел. на 1 МВт, среднемесячной оплаты труда ППП в размере 6 тыс. руб. в месяц и установленной мощности ТЭС:

$$Z_{о.т.} = 1,6 \cdot 200 \cdot 6,0 \cdot 12 = 23040 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на социальные нужды и платежи ЕСН:

$$Z_{соц} = 0,34 \cdot 23040 = 7833,6 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на вспомогательные материалы, производственные и прочие услуги устанавливаются в размере:

$$Z_{в.м} + Z_{п.у} + Z_{пр} = 33000 + 20000 + 10000 = 63000 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитывается себестоимость производства электроэнергии на ТЭС

$$СЕБ_{ТЭС} = + 7833,6 + 105000 + 63000 + 23040 = 321355,2 \text{ тыс. руб.}$$

Планируемая балансовая прибыль для ТЭС1 установлена и размере 12 % себестоимости, т. е.

$$БП_{ТЭС} = 0,12 \cdot СЕБ_{ТЭС} = 0,12 \cdot 321355,2 = 38562,6 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль составляет:

$$H_n = 0,24 \cdot 38562,6 = 9255,0 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие налоги рассчитываются по формуле:

$$H_{пр} = 0,12 \cdot 38562,6 = 4627,5 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль предприятия (ТЭС1) после отчисления всех налогов составляет:

$$ПП = 38562,6 - (9255,0 + 4627,5) = 24680,1 \text{ тыс. руб.}$$

Определяется общая потребность ТЭС1 в финансовых средствах:

$$ТП_{ТЭС} = СЕБ_{ТЭС} + БП_{ТЭС} = 321355,2 + 24680,1 = 346035,3 \text{ тыс. руб.}$$

Тариф на электроэнергию, отпускаемую ТЭС на оптовый рынок, составляет:

$$T_{ТЭС} = ТП_{ТЭС} / Э_{ТЭС}^{омн} = 384,2 \text{ руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$$

С учетом налога на добавленную стоимость, равного 18 %, тариф ТЭС определяется в размере 453,4 руб/(МВт·ч)

**Расчет тарифа для ГЭС.** Годовое количество электроэнергии, отпускаемой ГЭС на оптовый рынок, определяется по формуле:

$$Э_{ГЭС}^{омн} = P_{ГЭС} \cdot t_{ГЭС} \cdot (1 - СН_{ГЭС}) = 800 \cdot 3,57 \cdot (1 - 0,02) = 2798,9 \text{ млн кВт ч.}$$

Амортизационные отчисления ГЭС оцениваются в размер 0,5 % основных производственных фондов, т. е.

$$Z_{ам} = 0,005 \cdot 24000000 = 120000 \text{ тыс. руб.}$$

---

Годовой фонд оплаты труда  $Z_{o.m}$  определяется исходя из нормативной численности промышленно-производственного персонала 0,3 чел. на 1 МВт, среднемесячной оплаты труда ППП в размере 6 тыс. руб. в месяц и установленной мощности ТЭС:

$$Z_{o.m} = 0,3 \cdot 800 \cdot 6,0 \cdot 12 = 17280 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на социальные нужды и платежи ЕСН:

$$Z_{соц} = 0,34 \cdot 17280 = 5875,2 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на вспомогательные материалы, производственные и прочие услуги устанавливаются в размере

$$Z_{в.м} + Z_{н.у} + Z_{пр} = 3000 + 2000 + 2000 = 7000 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость производства электроэнергии на ТЭС

$$СЕБ_{ТЭС} = 120000 + 17280 + 5875,2 + 7000 = 150155,2 \text{ тыс. руб.}$$

Планируемая балансовая прибыль для ТЭС установлена в размере 11 % себестоимости, т. е.

$$БП_{ТЭС} = 0,11 \cdot СЕБ_{ТЭС} = 0,11 \cdot 150155,2 = 16517,1 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль составляет:

$$H_n = 0,24 \cdot 16517,1 = 3964,1 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие налоги рассчитываются по формуле:

$$H_{пр} = 0,12 \cdot 16517,1 = 1982,1 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль предприятия (ТЭС1) после отчисления всех налогов составляет:

$$ПП = 38562,6 - (6941,3 + 4627,5) = 26993,8 \text{ тыс. руб.}$$

Определяется общая потребность ТЭС1 в финансовых средствах:

$$ТП_{ТЭС} = СЕБ_{ТЭС} + БП_{ТЭС} = 150155,2 + 16517,1 = 166672,3 \text{ тыс. руб.}$$

Тариф на электроэнергию, отпускаемую ТЭС на оптовый рынок, составляет:

$$T_{ТЭС} = ТП_{ТЭС} / Э_{ТЭС}^{omn} = 59,5 \text{ руб.}/(\text{МВт}\cdot\text{ч}).$$

С учетом налога на добавленную стоимость, равного 18 %, тариф ТЭС определяется в размере 70,2 руб./(\text{МВт}\cdot\text{ч})

**Расчет тарифа для ТЭС2.** Годовое количество электроэнергии, отпускаемой ТЭС на оптовый рынок, определяется по формуле:

---

$$\mathcal{E}_{TЭС}^{omn} = P_{TЭС} \cdot t_{TЭС} \cdot (1 - CH_{TЭС}) = 1000 \cdot 6,92 \cdot (1 - 0,035) = 6677,8 \text{ млн. кВт}$$

ч.

Топливные затраты на отпуск электроэнергии ТЭС на оптовый рынок определяются из выражения

$$\mathcal{Z}_{mon} = B \cdot C \cdot \mathcal{E}_{TЭС}^{omn} = 300 \cdot 400 \cdot 6677,8 \cdot 10^{-3} = 801336 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления ТЭС приблизительно оцениваются в 3,5 % основных производственных фондов, т. е.

$$\mathcal{Z}_{am} = 0,035 \cdot 9000000 = 315000 \text{ тыс. руб.}$$

Годовой фонд оплаты труда  $\mathcal{Z}_{o.m}$  определяется исходя из нормативной численности промышленно-производственного персонала (ППП) в размере 1,6 чел. на 1 МВт, среднемесячной оплаты труда ППП в размере 6 тыс. руб. в месяц и установленной мощности ТЭС:

$$\mathcal{Z}_{o.m} = 1,6 \cdot 1000 \cdot 6,0 \cdot 12 = 115200 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на социальные нужды и платежи ЕСН:

$$\mathcal{Z}_{соц} = 0,34 \cdot 115200 = 39168 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на вспомогательные материалы, производственные и прочие услуги устанавливаются в размере:

$$\mathcal{Z}_{в.м} + \mathcal{Z}_{н.у} + \mathcal{Z}_{np} = 130000 + 70000 + 19500 = 219500 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитывается себестоимость производства электроэнергии на ТЭС:

$$СЕБ_{TЭС} = + 39168 + + 219500 + 115200 = 1490204 \text{ тыс. руб.}$$

Планируемая балансовая прибыль для ТЭС2 установлена и размере 12 % себестоимости, т. е.:

$$БП_{TЭС} = 0,12 \cdot СЕБ_{TЭС} = 0,12 \cdot = 178824,5 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль составляет:

$$H_n = 0,24 \cdot 178824,5 = 42917,9 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие налоги рассчитываются по формуле:

$$H_{np} = 0,12 \cdot 178824,5 = 21458,9 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль предприятия (ТЭС2) после отчисления всех налогов составляет:

$$ПП = 178824,5 - (42917,9 + 21458,9) = 114447,7 \text{ тыс. руб.}$$

Определяется общая потребность ТЭС2 в финансовых средствах:

---

$$ТП_{ТЭС} = СЕБ_{ТЭС} + БП_{ТЭС} = 1490204 + = 1514884,1 \text{ тыс. руб.}$$

Тариф на электроэнергию, отпускаемую ТЭС на оптовый рынок, составляет:

$$T_{ТЭС} = ТП_{ТЭС} / Э_{ТЭС}^{omn} = 226,9 \text{ руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч}).$$

С учетом налога на добавленную стоимость, равного 18 %, тариф ТЭС определяется в размере 267,7 руб/(МВт·ч).

***Расчет тарифа на электроэнергию, отпускаемую с оптового рынка при максимальной загрузке станций.***

Тариф на электроэнергию, получаемую с оптового рынка, формируется как средневзвешенное значение тарифов всех электростанций, отпускающих электроэнергию на рынок, с учетом потерь электроэнергии  $n = 10 \%$ , т. е.

Так как только все электростанции полностью покрывают требуемую мощность на рынке, то тариф составит:

$$T = (453,4 \cdot 900,6 + 70,2 \cdot 2798,9 + 267,7 \cdot 6677,8) / (900,6 + 2798,9 + 6677,8) = \\ = \text{руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч}).$$

## ТЕМА 6. ОЦЕНКА РИСКА И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ (2 часа)

### ***Вопросы, рассматриваемые на практике***

1. Понятие финансовой состоятельности ИП.
2. Расчет потребности в основном и оборотном капитале.
3. Собственный и заемный капитал.
4. Производственные запасы.
5. Дебиторская задолженность.
6. Краткосрочная кредиторская задолженность.
7. Оборотный капитал.
8. Инвестиции.

***Теоретическая часть.*** Рассмотрена в лекции №14 «Методология оценки риска в энергетике и промышленности».

### ***Контрольное задание***

---

Энергокомпания (игрок) должна принять решение – израсходовать ей 350 млн. руб. на сбыт дополнительной продукции на новом рынке или инвестировать деньги с 10% прибылью. При составлении дерева решений общепринято использовать следующие графические обозначения:

- – решение (решение принимает игрок) – стратегия;
- – случай (решение принимает случай);
- // – отвергнутое решение.

### Решение

Требуется построить дерево решения.

Построение дерева решений начинается с принятия первого решения ЛПР – заниматься сбытом продукции на новом рынке или инвестировать с 10% -й прибылью. Поскольку ЛПР выбирает сам стратегию, ответвления из квадратов не имеют вероятностей. С другой стороны, ЛПР не осуществляет контроль над внешними условиями, и поэтому ответвления из кружков имеют вероятности, и сумма вероятностей для всех ответвлений, вытекающих из любого кружка, должна равняться 1,0.



Рис. 5.6.1. Дерево решений

ЛПР известно, что вероятность конкуренции на рынке равна 0,8, а отсутствие конкуренции – 0,2, что в сумме составляет 1,0, поскольку то или иное событие должно произойти.

При отсутствии конкуренции (ветвь с вероятностью 0,2) (рис. 5.6.1.) ЛПР выбирает стратегию при назначении цены за товар – высокую и получает прибыль 650 млн. руб., и отвергает среднюю и низкую цену.

При наличии конкуренции (ветвь с вероятностью 0,8) дерево решений является графической формой описания того, что цены конкурентов зависят от цены, которую устанавливает энергокомпания. В свою очередь, последующая прибыль фирмы зависит от цен, которые назначают конкуренты.

Анализ дерева решения начинается с конца последовательности дерева решений. Аналитик фирмы в данном случае продвигается от конца дерева к истокам (справа налево) и из верхней правой части – в нижнюю. Предполагаемый средний ожидаемый выигрыш при стратегии энергокомпании – высокая цена составит:

$$(150 \times 0,4) + (-50 \times 0,5) + (-250 \times 0,1) = 10.$$

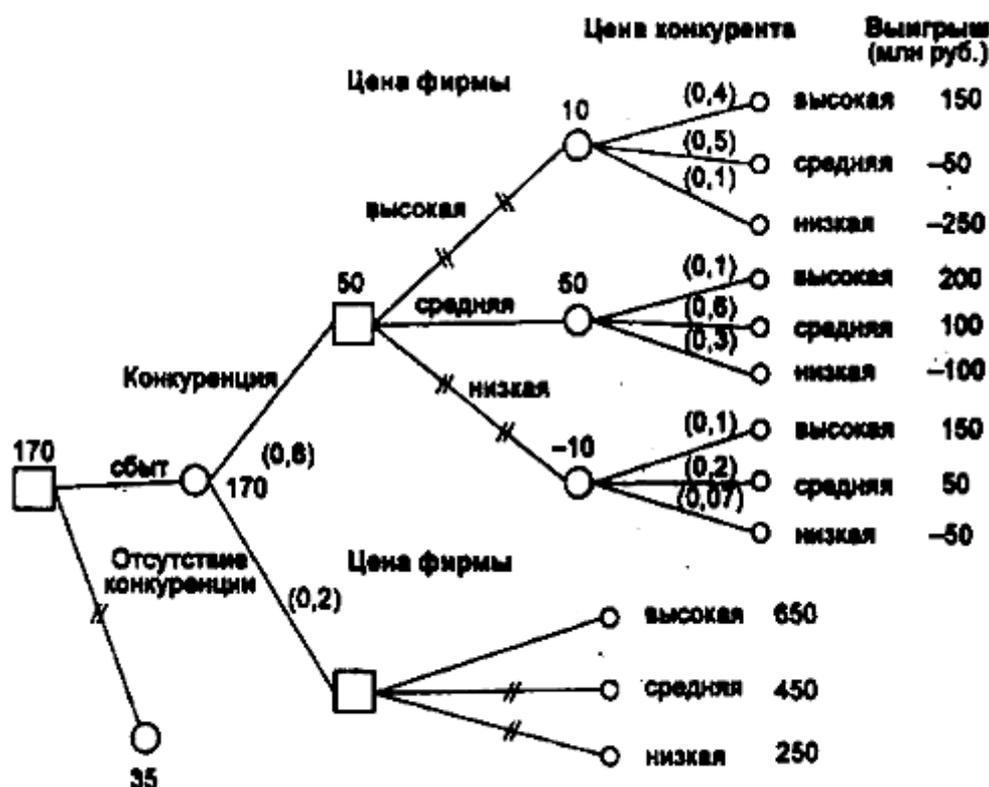


Рис. 5.6.2. Анализ дерева решений

Предполагаемый средний ожидаемый выигрыш при стратегии энергокомпании – средняя и низкая цена – составят соответственно:

$$(200 \times 0,1) + (100 \times 0,6) + (-100 \times 0,3) = 50;$$

$$(150 \times 0,1) + (50 \times 0,2) + (-50 \times 0,7) = -10.$$

Поскольку средняя цена дает самый высокий средний ожидаемый выигрыш, то остальные ветви не являются оптимальными (показываем двумя черточками). Фирма выбирает стратегию – средняя цена, при которой средний ожидаемый выигрыш (50 млн. руб.) максимален.

Для ветви дерева, когда конкуренция отсутствует, оптимальной для энергокомпании является высокая цена. Ожидаемая средняя прибыль в этом случае будет равна 650 млн. руб. В точке первого события (внедрение продукции на конкурентном и неконкурентном рынках) средний ожидаемый выигрыш составит  $(50 \times 0,8) + (650 \times 0,2) = 170$  (млн. руб.).

ЛПР получил данные, что при внедрении на новом открытом рынке фирма получит средний ожидаемый выигрыш 170 млн. руб., а при инвестициях – только 35 млн. руб. (рис. 5.6.2). Фирме выгодно завоевывать новый рынок.

Дерево решений (рис. 5.6.1) дает возможность фирме выработать более прибыльную стратегию ценообразования. При внедрении на рынок, когда конкуренция отсутствует, товар реализуется по высокой цене; когда появляется конкуренция, а вероятность ее возникновения равна 80%, то цена должна снижаться до средней цены с целью оптимизации ожидаемой прибыли.

## ТЕМА 7. ОСНОВЫ ФИНАНСОВОГО АНАЛИЗА.(2 часа)

### *Вопросы, рассматриваемые на практике*

1. Системный экономический анализ.
  2. Стратегия коммерческого управления предприятием.
  3. Стратегический анализ.
  4. Основные требования.
  5. Цель финансового экспресс-анализа.
  6. Динамический норматив финансовой устойчивости.
-

7. Ранжирование.

*Теоретическая часть.* Рассмотрена в лекции №15 «Системный финансово-экономический анализ деятельности предприятия».

*Контрольное задание*

Исходные данные приведены в практике №4.

*Решение*

Пример расчета коэффициентов приведен в табл. 58. Кроме указанных расчетов, целесообразно провести системный финансовый анализ.

---





## ТЕМА 8. ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ. РЕЗЮМЕ.(3 часа)

### *Вопросы, рассматриваемые на практике*

1. Структура резюме проекта и его объем.
2. Обязательная информация представляемая в резюме ИП.
3. Характеристика целей ИП.
4. Поддержка ИП сторонами участниками.

### *Доклады:*

- каждый студент составляет резюме проекта, на основании расчета предыдущих задач.

### *Логическое задание:*

На практике происходит коллективное обсуждение представленного студентом резюме ИП.

## **6. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ДОМАШНИХ ЗАДАНИЙ И КОНТРОЛЬНЫХ РАБОТ**

Так как студенты заочного отделения имеют меньшее число лабораторных занятий, и сокращенный лекционный курс они вынуждены выполнять контрольные задания и работы преимущественно в самостоятельной форме.

В связи с этим студенты заочного и сокращенного обучения по дисциплине «Организация энергетического производства» изучают следующие разделы:

**Лекции – все темы в сокращенной форме всего (10 час.)**

Практические – **темы 1, 2, 3, 4** в сокращенной форме **(4 час.)**, по неохваченным темам аудиторных занятий студенты выполняют контрольные задания в форме контрольной работы.

---

## **7. ПЕРЕЧЕНЬ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ КУРСА «ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА»**

1. Графический редактор Visio.
  2. Математический пакет MathCad.
  3. MS Excel.
  4. Правовая информационная система «Кодекс».
  5. Правовая информационная система «Гарант».
-

## **8. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРЕПОДАВАНИЯ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ**

1. Для подготовки к практическим занятиям, решению задач и тестов, а так же при подготовке к зачету по дисциплине рекомендуется использовать Интернет.

2. В лекционном курсе, как указывалось выше, подготовлены электронные слайды, презентации и рисунки, с последующим показом их с помощью медиапроектора и ноутбука.

---

## **9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКОМУ СОСТАВУ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МЕЖСЕССИОННОГО И ЭКЗАМЕНАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ**

Промежуточный контроль знаний оценивается по выполненным контрольным работам, и тестовым заданиям, выданным на практике.

Критерии оценки знаний студентов на зачете:

Итоговая оценка знаний студента оценивается по двухбалльной системе. При этом учитываются: выполнение самостоятельной работы, и подготовка контрольных работ. На зачете студент должен раскрыть поставленные перед ним вопросы по теме дисциплины и решить предложенную задачу.

При отсутствии выполненных контрольных и тестовых заданий, отсутствии подготовленных и защищенных контрольных работ, а также при нераскрытии поставленных перед студентом вопросов по темам дисциплины зачет считается не выполненным и студенту выставляется оценка «неудовлетворительно»

Итоговая экзаменационная оценка знаний студента оценивается по пятибалльной системе. При этом учитываются: выполнение самостоятельной работы, участие студента в обсуждении тем практических занятий, качество подготовки контрольных работ и раскрытие вопросов экзаменационного билета. Если студент не выполнил самостоятельную работу, то экзаменационная оценка понижается на один балл.

Оценка «отлично» - материал усвоен в полном объеме, изложен логично, сделаны выводы, самостоятельная работа выполнена.

Оценка «хорошо» - в усвоении материала имеются некоторые пробелы, ответы на дополнительные вопросы недостаточно четкие.

Оценки «удовлетворительно» - не полные ответы на вопросы билета, затрудняется отвечать на дополнительные вопросы.

Оценка «неудовлетворительно» - самостоятельная работа не выполнена, ответы не раскрывают вопросы экзаменационных билетов

---

## 10. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

### Цель и задачи курсовой работы

Курсовая работа по дисциплине «Экономика энергетики» и «Организация энергетического производства» выполняется студентами в 9 семестре.

Цель работы – закрепить и развить теоретические знания, полученные в ходе изучения дисциплины.

Курсовая работа связана с разработкой инвестиционного проекта по строительству энергетического объекта в зависимости от специальности, обучающегося студента.

Для решения поставленной задачи студенты разрабатывают бизнес-план инвестиционного проекта, который включает в себя следующие разделы (в зависимости от масштаба проекта): краткое описание проекта; его техническая осуществимость; юридический статус участников реализации инвестиционного проекта; анализ их технико-экономических показателей до реализации проекта (и после); жизненный цикл проекта; график реализации проекта; источники инвестиций; маркетинговая информация; анализ и выбор методов оценки эффективности инвестиций; расчет эффективности инвестиций, включая ожидаемый системный эффект и экономические, финансовые и коммерческие последствия для всех участников инвестиционного проекта.

---

## **11. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ**

### **Подбор и изучение литературы**

После того, как выбрана и согласована с руководителем тема курсовой работы, следует подобрать соответствующую литературу. Литература, необходимая для выполнения курсовой работы, подбирается студентами самостоятельно, при этом преимущественно используется литература рекомендованная в рабочей программе по изучаемой дисциплине.

Список литературы должен содержать не менее 10 источников, при этом должна быть отражена литература реально используемая при выполнении курсовой работы.

При использовании энциклопедий, справочников, словарей и нормативно-правовых источников следует использовать новейшие издания и принятые документы, т.к. использование устаревших не отражает реальной картины разрабатываемого инвестиционного проекта, так как начальный период «условной реализации бизнес-плана», рассматриваемой курсовой работы соответствует году выполнения студентами курсовой работы.

### **План курсовой работы**

В учебно-методическом пособии для студентов, обучающихся по соответствующей специальности, приведен примерный план курсовой работы, пункты которого могут быть изменены или разбиты на подвопросы с целью конкретизации излагаемого материала, а также в зависимости от рассматриваемого объекта.

### **Подготовка текста и оформление курсовой работы**

Подготовка текста - наиболее сложный и ответственный этап выполнения курсовой работы, на котором студент должен грамотно применить полученные научные знания, уметь анализировать и обобщать, доходчиво излагать свои мысли.

---

Работа должна быть правильно выстроена. Она последовательно должна содержать следующие разделы: реферат, содержание, введение, основное содержание работы, заключение, библиографический список, приложения.

**Реферат** (аннотация) – должен содержать сведения об объеме работы, количестве иллюстраций, таблиц, приложений, использованных источников. Текст реферата должен отражать объект исследования, цель работы и результаты ее.

**Содержание** – указывается план выполнения курсовой работы с обязательным указанием страниц.

**Введение** - содержит обоснование актуальности темы, цели и задачи курсовой работы, ее теоретической и практической значимости.

Автор должен сформулировать цели и задачи, которые будут решаться в работе, объяснить, как он понимает тему и почему выбрал именно ее для своего исследования. Введение должно быть кратким, примерно на 2 страницы.

**Основное содержание работы** (содержит 3-5 основных вопросов). В курсовой работе студент должен продемонстрировать глубокое понимание исследуемой проблемы, умение самостоятельно судить о том или ином финансовом (экономическом) явлении и выразить эти суждения своими словами. При написании текста следует избегать положений декларативного характера, голословных утверждений и механически переписанного текста. Каждое теоретическое положение должно быть обосновано и подкреплено конкретным материалом, оформленным в таблицы, схемы, диаграммы, графики.

Цитаты, отрывки из текстов книг, журналов, содержащие положения принципиального характера, цифровой материал необходимо оформлять ссылками на источники информации, представленные в библиографическом списке.

**Заключение** - помещается в конце работы. В нем даются основные выводы и обобщения по каждому разделу курсовой работы, показывается,

---

какие цели исследования достигнуты, какие могут быть даны практические рекомендации. Объем - около 1,5-3 страниц.

**Библиографический список** – должен содержать перечень библиографических документов (книги, статьи и т.п.), использованных при выполнении работы.

**Приложения** – рекомендуется включать материалы, связанные с выполненной работой, которые по каким либо причинам не могут быть включены в основную часть, а также вспомогательный материал, необходимый для полноты курсовой работы.

### **Основные требования к оформлению работы**

Оформление курсовой работы, ее текста, таблиц и т.д. должно соответствовать «Правилам оформления дипломных и курсовых работ (проектов)» Стандарту Амурского государственного университета» за 2004 год:

текст должен быть тщательно отредактирован, все опечатки устранены;

текст должен быть написан с одной стороны листа формата А4 с оставлением полей;

страницы должны быть пронумерованы;

первый лист титульный с указанием названия ВУЗа, названия кафедры, названия темы, фамилии исполнителя и номера группы, фамилии преподавателя, года и места написания работы;

второй лист – реферат (аннотация);

третий лист – содержание (план) работы с указанием страниц соответствующих разделов;

введение - 2-3 стр.;

основная часть (3-5 вопросов) - 25-35 стр. (для снижения объема работы рекомендуется максимально использовать табличное представление данных и перенос части табличного материала в приложения);

заключение - 2-3 стр.;

---

список литературы (не менее 10 источников) в следующем порядке: 1) законодательные акты, постановления, инструкции; 2) остальная литература по алфавиту.

Работа оформляется в папку скоросшивателя. В конце работы студент ставит свою подпись и указывает дату ее завершения.

Целесообразно в начале работы оставить 1 чистый лист для замечаний рецензента.

Курсовая работа представляется студентом на кафедру не позднее, чем за месяц до начала экзаменационной сессии.

### **План курсовой работы**

#### Обязательная часть

1. Расчет капитальных вложений в проектируемый объект.
2. Анализ сбыта продукции и маркетинговый план.
3. Расчет затрат на эксплуатацию.
4. Оценка ущерба.
5. Организационный план.
6. Расчет фонда заработной платы персонала.
7. Стоимостная оценка результатов деятельности объекта по годам бизнес-плана.
8. Калькуляция себестоимости.
9. Оценка экономической эффективности ИП.
10. Оценка финансовой состоятельности ИП.
11. Резюме проекта (отражается в заключении и составляет 1-2 с.)

#### Дополнительные (примерные) разделы

1. Экспертиза проекта, оценка затрат на экспертизу.
  2. Юридический план.
  3. Экологическая информация.
  4. Сетевое планирование работ (например, по ремонту и эксплуатации оборудования).
-

### **Обязательная методическая литература.**

1. Для студентов специальностей: «Электроэнергетические системы и сети», «Электрическая часть станций и подстанций» и «Электроснабжение»:

Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. – Благовещенск: АмГУ, 2006.

2. Для студентов специальности: «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»:

Судаков Г.В., Галушко Т.А. «Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. – Благовещенск: АмГУ, 2006.

Судаков Г.В. «Особенности оценки проектов внедрения, реконструкции и модернизации релейной защиты и автоматики. (Издание планируется в 2008 г, II семестр).

3. Для студентов специальности: «Тепловые электрические станции»:

Судаков Г.В. «Экономическая оценка проектов по строительству, реконструкции и модернизации объектов теплоэнергетики». (Издание планируется в 2008 г, I семестр).

дополнительно: Судаков Г.В., Галушко Т.А. «Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. – Благовещенск: АмГУ, 2006.

### **Исходные данные для написания курсовой работы**

Для написания курсовой работы следует использовать следующие исходные данные:

1. Для специальностей «Электроэнергетические системы и сети», «Электрическая часть станций и подстанций», расчеты и исходные данные курсового проекта по дисциплинам «Электрические системы и сети» или «Передача и распределение энергии».

2. Для специальности «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», расчеты и исходные данные курсовой работы

---

по дисциплине «Релейная защита и автоматика», а также по дисциплине «Надежность в энергетике».

3. Для специальности «Электроснабжение», расчеты и исходные данные курсового проекта по дисциплинам «Электроснабжение промышленных предприятий» и (или) «Электроснабжение городов»

4 Для специальности «Тепловые электрические станции», расчеты и исходные данные курсовой работе по дисциплине «Тепловые электрические станции».

Для написания курсовой работы необходимо также изучить законодательный и инструктивный материал, а также соответствующую литературу, рассмотренную в разделе библиографический список рабочей программы по данной дисциплине.

### **Защита курсовой работы**

Выполненная курсовая работа сдается на проверку руководителю. Работа, оформленная не по «Стандартам предприятия» и не соответствующая выбранной теме, возвращается студенту без рассмотрения.

Курсовая работа, удовлетворяющая предъявленным выше требованиям, после исправления по замечаниям руководителя (если они имеются) допускается к защите.

Защита курсовой работы проводится в сроки, установленные специальным графиком.

### **Критерии оценки курсовой работы**

Основными критериями оценки курсовой работы при ее проверке и защите являются:

- самостоятельный характер изложения;
  - достаточная полнота теоретического раздела курсовой работы;
  - правильность анализа числового материала и выводов этого анализа;
  - грамотность ответов на вопросы.
-

## Финансовый план

Таблица 59

## Отчет о прибыли

тыс. руб.

| Показатель                                   | Обозначение            | Интервал планирования, годы |        |        |        |        |        |        |        |        |        |       |
|--|------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
|  |                        | 0                           | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | 9      | 10    |
| Выручка от реализации продукции              | О <sub>р</sub>         | –                           | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660 |
| Общие эксплуатационные издержки              | И                      | –                           | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816 |
| в том числе:                                 |                        |                             |        |        |        |        |        |        |        |        |        |       |
| амортизационные                              |                        | И <sub>ам</sub>             | –      | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   | 1467  |
| условно-переменные                           |                        | И <sub>пер</sub>            | –      | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  | 78349 |
| прочие                                       | И <sub>пр.з.</sub>     | –                           | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      |       |
| Прибыль (убыток) от реализации               | П <sub>б</sub>         | –                           | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  |       |
| Льготы по налогу на прибыль (если есть)      | П <sub>л</sub>         | –                           | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      |       |
| Налогооблагаемая прибыль                     | П <sub>нал</sub>       | –                           | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  |       |
| Налог на прибыль (на 2005 г. 24 %)           | Н                      | –                           | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 |       |
| Чистая прибыль                               | П <sub>ч</sub>         | –                           | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 |       |
| Проценты за кредит                           | К <sub>проц</sub>      | –                           | 1653,1 | 826,53 | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |       |
| Проценты за кредит (для поддержания баланса) | К <sub>проц, (1)</sub> | –                           | 0      | 1035   | 1035   | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |       |
| Дивиденды                                    | Д                      | –                           | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      |       |
| Нераспределенная прибыль                     | П <sub>нер</sub>       | –                           | 6588,4 | 7414,9 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 |       |
| То же нарастающим итогом                     | ΣП <sub>нер</sub>      | –                           | 6588,4 | 14003  | 22245  | 30486  | 38728  | 46969  | 55210  | 63452  | 71693  |       |

Продолжение таблицы 59

| Показатель                                   | Обозначение        | Интервал планирования, годы |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|--|--------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|  |                    | 11                          | 12     | 13     | 14     | 15     | 16     | 17     | 18     | 19     | 20     |
| Выручка от реализации продукции              | О <sub>р</sub>     | 90660                       | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  | 90660  |
| Общие эксплуатационные издержки              | И                  |                             |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| в том числе:                                 |                    |                             | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  | 79816  |
| амортизационные                              | И <sub>ам</sub>    | 1467                        | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   | 1467   |
| условно-переменные                           | И <sub>пер</sub>   | 78349                       | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  | 78349  |
| прочие                                       | И <sub>пр.з.</sub> | –                           | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      |
| Прибыль (убыток) от реализации               | П <sub>б</sub>     | 10844                       | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  |
| Льготы по налогу на прибыль (если есть)      | П <sub>л</sub>     | –                           | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      |
| Налогооблагаемая прибыль                     | П <sub>нал</sub>   | 10844                       | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  | 10844  |
| Налог на прибыль (на 2005 г. 24 %)           | Н                  | 2602,6                      | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 | 2602,6 |
| Чистая прибыль                               | П <sub>ч</sub>     | 8241,4                      | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 |
| Проценты за кредит                           | К <sub>проц</sub>  | 0                           | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Проценты за кредит (для поддержания баланса) |                    | 0                           | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Дивиденды                                    | Д                  | –                           | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      | –      |
| Нераспределенная прибыль                     | П <sub>нер</sub>   | 8241,4                      | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 | 8241,4 |
| То же нарастающим итогом                     | ΣП <sub>нер</sub>  | 88176                       | 96418  | 104659 | 112901 | 121142 | 129383 | 137625 | 145866 | 154108 | 162349 |

Таблица 60

## Отчет о движении денежных средств

тыс. руб.

| Показатель  | Обозначение            | Интервал планирования, годы |        |         |           |         |         |         |         |         |         |         |
|---|------------------------|-----------------------------|--------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|   |                        | 0                           | 1      | 2       | 3         | 4       | 5       | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      |
| Увеличение собственного капитала (акционерный капитал)  | К <sub>акц</sub>       | 29670                       | 14129  | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       |
| Увеличение долгосрочной задолженности (заемный капитал) | К <sub>з.к</sub>       | 12716                       | 0      | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       |
| Счет к оплате кредита (для поддержания баланса)         | К <sub>счет, (1)</sub> |                             | 7961,9 | 1035,05 | 1035,05   |         |         |         |         |         |         |         |
| Увеличение текущих пассивов (подлежащие оплате счета)   | ΔК <sub>крз</sub>      | -                           | 254,32 | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       |
| Выручка от реализации продукции                         | О <sub>р</sub>         | -                           | 90660  | 90660   | 90660     | 90660   | 90660   | 90660   | 90660   | 90660   | 90660   | 90660   |
| Доходы от прочей реализации                             | П <sub>пр</sub>        | -                           | -      | -       | -         | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Итого приток наличности                                 |                        | 42386                       | 113005 | 91695   | 91695,049 | 90660   | 90660   | 90660   | 90660   | 90660   | 90660   | 90660   |
| Увеличение постоянных активов (капиталовложения)        | К <sub>п</sub>         | 42386                       | 14129  | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       |
| Увеличение минимально необходимых текущих активов       | ΔК <sub>та</sub>       | -                           | 9913,7 | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       |
| Издержки (без амортизации)                              | И'                     | -                           | 78349  | 78349   | 78349     | 78349   | 78349   | 78349   | 78349   | 78349   | 78349   | 78349   |
| Выплаты процентов                                       | К <sub>проц</sub>      | -                           | 1653,1 | 826,5   | 0,0       | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Выплаты по кредитам                                     | К <sub>кр</sub>        | -                           | 6357,9 | 6357,9  | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       |
| Выплата процентов (для поддержания баланса)             | К <sub>проц, (1)</sub> |                             |        | 1035,05 | 1035,05   |         |         |         |         |         |         |         |
| Выплата кредита (для поддержания баланса)               | К <sub>кр, (1)</sub>   |                             |        |         | 7961,9    |         |         |         |         |         |         |         |
| Налоги  | Н                      | -                           | 2602,6 | 2602,56 | 2602,56   | 2602,6  | 2602,6  | 2602,6  | 2602,6  | 2602,6  | 2602,6  | 2602,6  |
| Дивиденды   | Д                      | -                           | -      | -       | -         | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Итого отток наличности                                  |                        | 42386                       | 113005 | 89171   | 89948,527 | 80952   | 80952   | 80952   | 80952   | 80952   | 80952   | 80952   |
| Денежная наличность                                     | К <sub>ден</sub>       | -                           | 0,0    | 2524,0  | 1746,5    | 9708,4  | 9708,4  | 9708,4  | 9708,4  | 9708,4  | 9708,4  | 9708,4  |
| Нарастающим итогом                                      | ΣК <sub>ден</sub>      | -                           | 0,0    | 2524,0  | 4270,5    | 13979,0 | 23687,4 | 33395,9 | 43104,3 | 52812,7 | 62521,2 | 72229,6 |

Продолжение таблицы 60

| Показатель  | Обозначение      | Интервал планирования, годы |         |          |          |          |          |          |          |          |          |
|---|------------------|-----------------------------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|   |                  | 11                          | 12      | 13       | 14       | 15       | 16       | 17       | 18       | 19       | 20       |
| Увеличение собственного капитала (акционерный капитал)  | $K_{акц}$        | 0                           | 0       | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| Увеличение долгосрочной задолженности (заемный капитал) | $K_{з.к}$        | 0                           | 0       | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| Счет к оплате кредита (для поддержания баланса)         | $K_{счет, (1)}$  |                             |         |          |          |          |          |          |          |          |          |
| Увеличение текущих пассивов (подлежащие оплате счета)   | $\Delta K_{крз}$ | 0                           | 0       | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| Выручка от реализации продукции                         | $O_p$            | 90660                       | 90660   | 90660    | 90660    | 90660    | 90660    | 90660    | 90660    | 90660    | 90660    |
| Доходы от прочей реализации                             | $\Pi_{пр}$       | -                           | -       | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| Итого приток наличности                                 |                  | 90660                       | 90660   | 90660    | 90660    | 90660    | 90660    | 90660    | 90660    | 90660    | 90660    |
| Увеличение постоянных активов (капиталовложения)        | $K_{п}$          | 0                           | 0       | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| Увеличение минимально необходимых текущих активов       | $\Delta K_{та}$  | 0                           | 0       | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| Издержки (без амортизации)                              | $I'$             | 78349                       | 78349   | 78349    | 78349    | 78349    | 78349    | 78349    | 78349    | 78349    | 78349    |
| Выплаты процентов                                       | $K_{проц}$       | 0,0                         | 0,0     | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |
| Выплаты по кредитам                                     | $K_{кр}$         | 0                           | 0       | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| Выплата процентов (для поддержания баланса)             | $K_{проц, (1)}$  |                             |         |          |          |          |          |          |          |          |          |
| Выплата кредита (для поддержания баланса)               | $K_{кр, (1)}$    |                             |         |          |          |          |          |          |          |          |          |
| Налоги  | $H$              | 2602,6                      | 2602,6  | 2602,56  | 2602,56  | 2602,56  | 2602,56  | 2602,56  | 2602,56  | 2602,56  | 2602,56  |
| Дивиденды   | $D$              | -                           | -       | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| Итого отток наличности                                  |                  | 80952                       | 80952   | 80951,6  | 80951,6  | 80951,6  | 80951,6  | 80951,6  | 80951,6  | 80951,6  | 80951,6  |
| Денежная наличность                                     | $K_{ден}$        | 9708,4                      | 9708,4  | 9708,4   | 9708,4   | 9708,4   | 9708,4   | 9708,4   | 9708,4   | 9708,4   | 9708,4   |
| Нарастающим итогом                                      | $\Sigma K_{ден}$ | 81938,1                     | 91646,5 | 101354,9 | 111063,4 | 120771,8 | 130480,3 | 140188,7 | 149897,1 | 159605,6 | 169314,0 |

Таблица 61

## Баланс инвестиционного проекта

тыс. руб.

| Показатель                                  | Обозначение       | Интервал планирования, годы |         |        |        |         |         |         |         |         |         |         |
|---|-------------------|-----------------------------|---------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|   |                   | 0                           | 1       | 2      | 3      | 4       | 5       | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      |
| Актив                                       |                   |                             |         |        |        |         |         |         |         |         |         |         |
| <i>Постоянные (внеоборотные активы):</i>    |                   |                             |         |        |        |         |         |         |         |         |         |         |
| Балансовая стоимость                        | $K_{п}$           | 42386                       | 42386   | 42386  | 42386  | 42386   | 42386   | 42386   | 42386   | 42386   | 42386   | 42386   |
| Начисленная амортизация                     | $I_{ам}$          |                             | 1467    | 2934   | 4401   | 5868    | 7335    | 8802    | 10269   | 11736   | 13203   | 14670   |
| Остаточная стоимость                        | $K_{ост}$         | 42386                       | 40919   | 39452  | 37985  | 36518   | 35051   | 33584   | 32117   | 30650   | 29183   | 27716   |
| <i>Текущие (оборотные активы):</i>          |                   |                             |         |        |        |         |         |         |         |         |         |         |
| Денежная наличность                         | $K_{ден}$         | -                           | 0,0     | 2524,0 | 4270,5 | 13979,0 | 23687,4 | 33395,9 | 43104,3 | 52812,7 | 62521,2 | 72229,6 |
| Запасы товарно-матер. ценностей             | $K_{зап}$         | -                           | 847,72  | 847,72 | 847,72 | 847,72  | 847,72  | 847,72  | 847,72  | 847,72  | 847,72  | 847,72  |
| Дебиторская задолженность                   | $K_{д.б.}$        | -                           | 9066    | 9066   | 9066   | 9066    | 9066    | 9066    | 9066    | 9066    | 9066    | 9066    |
| Итого текущих активов                       | $K_{та}$          | -                           | 9913,72 | 12438  | 14184  | 23893   | 33601   | 43310   | 53018   | 62726   | 72435   | 82143   |
| Убытки                                      | $K_{уб}$          | -                           | -       | -      | -      | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Баланс (итого активов)                      | $C$               | 42386                       | 50832,7 | 51890  | 52169  | 60411   | 68652   | 76894   | 85135   | 93376   | 101618  | 109859  |
| Пассив                                      |                   |                             |         |        |        |         |         |         |         |         |         |         |
| <i>Источники собственных средств:</i>       |                   |                             |         |        |        |         |         |         |         |         |         |         |
| Акционерный капитал                         | $K_{а}$           | 29670,2                     | 29670,2 | 29670  | 29670  | 29670   | 29670   | 29670   | 29670   | 29670   | 29670   | 29670   |
| Нераспределенная накопленная прибыль        | $\Sigma\Pi_{нер}$ | -                           | 6588,39 | 14003  | 22245  | 30486   | 38728   | 46969   | 55210   | 63452   | 71693   | 79935   |
| Итого собственных средств                   | $K_{с}$           | 29670,2                     | 36258,6 | 43673  | 51915  | 60156   | 68398   | 76639   | 84881   | 93122   | 101364  | 109605  |
| Долгосрочный заемный капитал                | $K_{з}$           | 12715,8                     | 6357,9  | 0      | 0      | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       |
| Текущие (краткосрочные) пассивы:            |                   | -                           | -       | -      | -      | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Краткосрочная задолженность                 | $K_{кр}$          | -                           | -       | -      | -      | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Кредиторская задолженность (счета к оплате) | $K_{кр.з}$        | -                           | 254,316 | 254,32 | 254,32 | 254,32  | 254,32  | 254,32  | 254,32  | 254,32  | 254,32  | 254,32  |
| Авансы полученные                           | $K_{ав}$          | -                           | -       | -      | -      | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Прочие текущие пассивы (кредит)             | $K_{пр.т.п}$      | -                           | 7961,92 | 7961,9 | -      | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Итого текущих пассивов                      | $K_{т.п}$         | 12715,8                     | 14574,1 | 8216,2 | 254,32 | 254,32  | 254,32  | 254,32  | 254,32  | 254,32  | 254,32  | 254,32  |
| Баланс (итого пассивов)                     | $C$               | 42386                       | 50832,7 | 51890  | 52169  | 60411   | 68652   | 76894   | 85135   | 93376   | 101618  | 109859  |

Продолжение таблицы 61

| Показатель                                  | Обозначение         | Интервал планирования, годы |         |           |          |          |          |          |          |          |          |
|---|---------------------|-----------------------------|---------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|   |                     | 11                          | 12      | 13        | 14       | 15       | 16       | 17       | 18       | 19       | 20       |
| <b>Актив</b>                                |                     |                             |         |           |          |          |          |          |          |          |          |
| <i>Постоянные (внеоборотные активы):</i>    |                     |                             |         |           |          |          |          |          |          |          |          |
| Балансовая стоимость                        | К <sub>п</sub>      | 42386                       | 42386   | 42386     | 42386    | 42386    | 42386    | 42386    | 42386    | 42386    | 42386    |
| Начисленная амортизация                     | И <sub>ам</sub>     | 16137                       | 17604   | 19071     | 20538    | 22005    | 23472    | 24939    | 26406    | 27873    | 29340    |
| Остаточная стоимость                        | К <sub>ост</sub>    | 26249                       | 24782   | 23315     | 21848    | 20381    | 18914    | 17447    | 15980    | 14513    | 13046    |
| <i>Текущие (оборотные активы):</i>          |                     |                             |         |           |          |          |          |          |          |          |          |
| Денежная наличность                         | К <sub>ден</sub>    | 81938,1                     | 91646,5 | 101354,9  | 111063,4 | 120771,8 | 130480,3 | 140188,7 | 149897,1 | 159605,6 | 169314,0 |
| Запасы товарно-матер. ценностей             | К <sub>зап</sub>    | 847,72                      | 847,72  | 847,72    | 847,72   | 847,72   | 847,72   | 847,72   | 847,72   | 847,72   | 847,72   |
| Дебиторская задолженность                   | К <sub>д.б.</sub>   | 9066                        | 9066    | 9066      | 9066     | 9066     | 9066     | 9066     | 9066     | 9066     | 9066     |
| Итого текущих активов                       | К <sub>та</sub>     | 91852                       | 101560  | 111268,66 | 120977   | 130686   | 140394   | 150102   | 159811   | 169519   | 179228   |
| Убытки                                      | К <sub>уб</sub>     | -                           | -       | -         | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| Баланс (итого активов)                      | С                   | 118101                      | 126342  | 134583,66 | 142825   | 151067   | 159308   | 167549   | 175791   | 184032   | 192274   |
| <b>Пассив</b>                               |                     |                             |         |           |          |          |          |          |          |          |          |
| <i>Источники собственных средств:</i>       |                     |                             |         |           |          |          |          |          |          |          |          |
| Акционерный капитал                         | К <sub>а</sub>      | 29670                       | 29670   | 29670,2   | 29670,2  | 29670,2  | 29670,2  | 29670,2  | 29670,2  | 29670,2  | 29670,2  |
| Нераспределенная накопленная прибыль        | ΣП <sub>нер</sub>   | 88176                       | 96418   | 104659,14 | 112901   | 121142   | 129383   | 137625   | 145866   | 154108   | 162349   |
| Итого собственных средств                   | К <sub>с</sub>      | 117846                      | 126088  | 134329,34 | 142571   | 150812   | 159054   | 167295   | 175537   | 183778   | 192019   |
| Долгосрочный заемный капитал                | К <sub>з</sub>      | 0                           | 0       | 0         | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| Текущие (краткосрочные) пассивы:            |                     |                             |         |           |          |          |          |          |          |          |          |
| Краткосрочная задолженность                 | К <sub>кр</sub>     | -                           | -       | -         | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| Кредиторская задолженность (счета к оплате) | К <sub>кр.з</sub>   | 254,32                      | 254,32  | 254,316   | 254,316  | 254,316  | 254,316  | 254,316  | 254,316  | 254,316  | 254,316  |
| Авансы полученные                           | К <sub>ав</sub>     | -                           | -       | -         | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| Прочие текущие пассивы (кредит)             | К <sub>пр.т.п</sub> | -                           | -       | -         | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| Итого текущих пассивов                      | К <sub>т.п</sub>    | 254,32                      | 254,32  | 254,316   | 254,316  | 254,316  | 254,316  | 254,316  | 254,316  | 254,316  | 254,316  |
| Баланс (итого пассивов)                     | С                   | 118101                      | 126342  | 134583,66 | 142825   | 151067   | 159308   | 167549   | 175791   | 184032   | 192274   |

## 12. КАРТА ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ДИСЦИПЛИНЫ КАДРАМИ ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКОГО СОСТАВА

Таблица 61

Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского  
состава

| Вид учебной нагрузки | ППС   |
|----------------------|---|
| Лекции               | к.э.н., доц. Судаков Геннадий<br>Владимирович                                       |
| Практические занятия | к.э.н., доц. Судаков Геннадий<br>Владимирович<br>ассистент Наталья Сергеевна Бодруг |
| Зачет                | к.э.н., доц. Судаков Геннадий<br>Владимирович                                       |
| Экзамен              | к.э.н., доц. Судаков Геннадий<br>Владимирович                                       |

**Геннадий Владимирович Судаков**

*доцент кафедры энергетики АмГУ, канд. экон. наук*

**Наталья Сергеевна Бодруг**

*ассистент кафедры энергетики АмГУ*