

Федеральное агентство по образованию

---

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

---

ЭКОНОМИКА И МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В.И. РОЗОВА

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ  
НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Учебное пособие

2-е издание, стереотипное

Санкт-Петербург  
Издательство Политехнического университета  
2010

УДК 658: 621.31 (075.8)

ББК 65.290-2: 31.2я73

Р 65

Розова В.И. **Технико-экономическое планирование на энергетическом предприятии** : учебн. пособие / В.И. Розова. – 2-е изд., стереотип. - СПб. ; Изд-во Политехн. ун-та, 2010.- 96 с.- (Экономика и менеджмент в энергетике).

Пособие соответствует требованиям к обязательному минимуму содержания основной образовательной программы подготовки экономиста-менеджера по специальности 080502 «Экономика и управление на предприятии (энергетика)» и магистра по направлению 521500 «Менеджмент» в части цикла специальных дисциплин.

Излагаются методологические вопросы технико-экономического планирования на энергетических предприятиях. Рассмотрены методы нормирования расхода топлива, планирования себестоимости производства энергетической продукции; особенности планирования работы ГЭС и энергосетевых предприятий.

Предназначено для слушателей всех форм обучения и студентов факультета экономики и менеджмента, вечернего факультета технологий, экономики и менеджмента.

Ил. 2. Табл. 5. Библиогр.: 10 назв.

Печатается по решению редакционно-издательского совета Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

© Розова В.И., 2010

© Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, 2010

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время существует 3 типа экономических систем: рыночная, плановая, смешанная.

**Плановая экономика** характеризуется централизованно устанавливаемыми объемами производства и ценами; государственной собственностью; отсутствием конкуренции. *Достоинствами* ее являются контролируемый торговый баланс; высокая занятость населения и отсутствие безработицы; практически одинаковый уровень жизни. *Недостатком* является отсутствие стимулов к повышению эффективности производства и снижению цен, особенно на ресурсы; хронический дефицит отдельных видов товаров; отсутствие конкуренции.

Особенностью **рыночной экономики** является частная собственность, наличие свободных цен и свободной конкуренции, которые создают мотивацию развития. Цены устанавливает рынок без участия государства. *Преимуществами* ее являются высокая мотивация производства; высокая эффективность; низкие цены. *Недостатками* рыночной экономики являются высокая интенсивность труда; безработица; объем производства и услуг устанавливает рынок; снижается качество окружающей среды; социальные права не обеспечиваются; отсутствуют отдельные элементы инфраструктуры. Странами с рыночной экономикой являются США, Япония.

Смешанная экономика характеризуется сочетанием плановых и свободных цен, различных форм собственности. Налоговая система дает социальные гарантии. Преимуществами смешанной экономики являются сосуществование мотивации производства и социальных гарантий; отсутствие резких различий между богатыми и бедными за счет системы налогов. К недостаткам относится более низкая, чем при рыночной экономике мотивация развития производства. К странам со смешанной экономикой относятся Дания, Швеция, Венгрия, Болгария, Польша, Франция.

Но нигде в мире нет на 100% свободного рынка. Даже в США экономика в определенной степени регулируется налоговыми и другими финансовыми мерами. Переход к рынку означает возрождение конкуренции. На планирование никуда при этом не исчезает. Весь мир имеет планово-регулируемую экономику. Планирование обеспечивает:

- постановку цели на определенный период развития;
- выработку программы по достижению этих целей;
- соблюдение пропорций и темпов развития;
- источники материальных и трудовых ресурсов.

Планирование, тем образом, является важнейшей функцией управления не только экономикой в целом, но и отраслью, объединением, предприятием.

Структура, методология и организация планирования неразрывно связаны с развитием экономических формаций. Они постоянно развиваются и совершенствуются.

# 1. НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ И МЕТОДОЛОГИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ

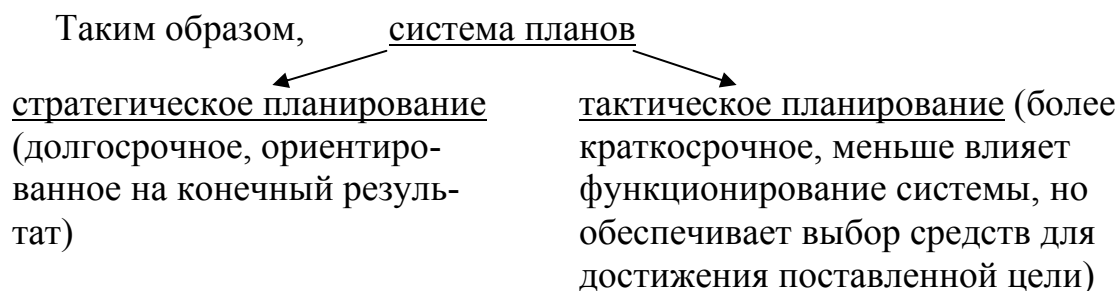
Планирование для любого иерархического уровня – это разработка *программы* будущих действий в любой области деятельности с составлением программных документов – планов.

Планирование осуществляется с глубокой дифференциацией во времени и пространстве.

По *срокам* планирования различают следующие виды планирования:

- оперативное – на оперативный момент времени;
- текущее – на текущий, плановый период (обычно 1 год) с разбивкой по кварталам и месяцам;
- долгосрочное – на плановую перспективу, обычно на 5 лет; при этом предполагается уточнение текущих программ;
- перспективное – за пределами долгосрочного планирования – до 30 лет и больше.

Временной интервал определяет функции и задачи планирования. Планирование в пространстве охватывает отрасль, объединение, предприятие и его подсистемы.



## 1.1. Научные основы планирования

Методология планирования охватывает совокупность общих принципов и методов планирования. Плановое руководство основывается на сознательном учете и использовании объективных экономических законов. Степень учета этих законов приводит к развитию или сдерживанию производительных сил. В настоящее время нет единого перечня законов, действующих в условиях рынка. Основными из них являются:

1. **Закон движения всей экономики как системы.** Он заключается в постоянном развитии и расширении системы.
2. **Закон стоимости.** Он определяет суть взаимоотношений в процессе товарообмена на свободном рынке. Стоимость товара определяется его ценой, соответствующей общественно-необходимым затратам труда:

$$Ц = C + V + m,$$

где  $C$  – капитал, затраченный на производство данного товара;  $V$  – живой труд, выступающий в виде стоимости рабочей силы;  $m$  – прибавочная стоимость, прибыль, составляющая основной стимул производства.

3. **Закон максимальной прибыли** отражает стремление продавца-производителя к получению максимально возможной выгоды. величина общей массы прибыли:

$$m = (Ц - S)П,$$

где  $Ц$  – рыночная цена товара;  $S$  – себестоимость производства единицы продукции;  $П$  – объем продаж.

4. **Закон планомерного пропорционального развития** исключает диспропорции в развитии отраслей. Все виды пропорций изменяются в процессе общественного производства, но все они взаимосвязаны.

Кроме специфических экономических законов, известны законы, *общие* для всех экономических формаций (или для нескольких):

- Закон соответствия производственных отношений характеру производительных сил;
- Закон стоимости, который используется для планирования себестоимости, прибыли, цен, оплаты труда, экономического стимулирования и др.

Каждой экономической формации присущ свой основной экономический закон, который выражает наиболее существенную сторону данного производства и определяет главную линию его развития.

При капитализме основным законом является производство прибавочной стоимости (получение прибыли).

## 1.2. Принципы планирования

Конкретным выражением экономических законов являются *принципы* планирования, которые являются научным выражением важнейших черт планиро-

вания. Основными принципами планирования в условиях рыночной экономики являются следующие.

1. Единство политики и экономики.
2. Научность планирования. Этот принцип имеет 3 аспекта:
  - необходимость учета;
  - обязательность использования на практике научных положений теории управления;
  - использование экономико-математических методов и вычислительной техники.
3. Сочетание отраслевого и территориального планирования, обеспечивающее единство хозяйственной и технической политики в отрасли с системой регионального развития областей, экономических регионов.
4. Сочетание текущего и перспективного планирования, обеспечивающее преемственность планов, их совместимость и последовательность решения социальных, экономических, экологических и других научно-технических проблем.
5. Выделение ведущих программ, звена, пользующихся преимуществом в использовании материальных, трудовых и денежных ресурсов.
6. Системность (комплексность), позволяющая в процессе планирования учесть все причинно-следственные связи в развитии экономики в целом, отрасли, объединения, предприятия (экономические, политические, социальные, научно-технические и другие аспекты).
7. Развитие горизонтальных связей, без которых невозможен рынок, интеграция и кооперация.
8. Составление плана-прогноза (а не директивного) на основе разработанных самим предприятием планов и программ.

Особенности энергетического производства (техническое единство, развитие энергетической базы для нормального функционирования других отраслей экономики) определяют приоритет центральных и отраслевых начал планирования и особую значимость научного подхода к управлению производством.

Пример:

- 1) энергетическая программа на длительную перспективу;
- 2) улучшение структуры топливно-энергетического баланса;
- 3) ускоренный подъем атомной энергетики;

4) экономия топливно-энергетических ресурсов.

### 1.3. Методы планирования

Методы планирования – это конкретные способы и приемы расчетов, применяемые для разработки отдельных разделов и показателей плана и для их координации. От правильности выбора метода зависит достижение цели планирования.

Все методы планирования можно разделить на следующие группы:

- 1) нормативные методы планирования;
- 2) программные методы (методы целевых комплексных программ);
- 3) методы экономико-математического моделирования.

Каждая группа методов имеет свои разновидности и свои области применения.

1. Нормативные методы планирования основаны на применении норм и нормативов в совокупности с плановыми заданиями по объемам производства, ассортименту и т.д.

Сущность методов – определение плановой потребности в ресурсах как произведение нормы расхода ( $q_i$ ) на объем производства продукции по каждому виду ( $P_i$ ):

$$Q = \sum q_i P_i$$

Различия нормативных методов заключается в разных способах определения как норм, так и объемов производства.

2. Программно-целевые методы являются основным способом государственного регулирования национальной экономики в развитых капиталистических странах.

Целевые комплексные программы (ЦКП) как метод планирования должны представлять собой баланс расходов и источников их покрытия для осуществления этих заданий.

Целевая комплексная программа – это директивный и адресный документ и представляет собой комплекс социально-экономических, производственных, научно-исследовательских, организационно-хозяйственных и др. мероприятий и заданий, направленных на решение проблем и увязанный по ресурсам, срокам, исполнителям.



3. Методы плановых моделей или экономико-математические методы не являются самостоятельными. Это лишь способы составления плановых балансов или поиска, выявления и расчета некоторой части исходных данных для планирования. Эти методы используют математический аппарат преимущественно математической статистики. Одним из таких методов является разработка межотраслевого баланса (МОБ), «матрица Леонтьева». При прогнозировании (одном из методов планирования) используются:
- 1) методы прямого счета (схожи с нормативными);
  - 2) методы экономического моделирования, среди которых наиболее применим метод экстраполяции (прогнозы разрабатываются в нескольких вариантах);
  - 3) эвристические методы, в том числе метод экспертных оценок, результаты зависят от компетенций эксперта.

В условиях рынка методы прогнозирования могут использоваться и для текущего планирования.

#### **1.4. Виды планирования**

1. Планирование от достигнутого, ориентированного на разработку осуществимых планов. В таких планах:
  - не учитываются вероятностный характер развития, ресурсные возможности и ограничения;
  - минимальные отклонения от существующей политики и практики;
  - незначительное увеличение потребностей ресурсов;
  - стабильная организационная структура системы.

Т.е. движение вперед, обратившись лицом к прошлому.

2. Оптимальное планирование основано на моделировании системы. Оптимальный стратегический план невозможен, т.к. трудно учесть интересы отдельных групп людей. Оптимальное планирование хорошо работает при решении:
  - очень простых задач в сложных системах;
  - или очень сложных в простых.

Оптимизация отдельных частей стратегического плана позволяет:

- минимизировать ресурсы для достижения намеченного уровня эффективности;

- максимизировать эффективность при использовании располагаемых ресурсов;
- получить наилучший баланс затрат и результатов.

3. Адаптивное планирование предполагает:

- 1) планирование внутри системы, так как при этом лучше понимают цели, задачи, трудности и проблемы;
- 2) замену ретроспективного анализа перспективным планированием для сведения к минимуму исправлений предыдущих расчетов;
- 3) планирование:
  - по вариантам (вариантам развития будущего), базируется на имитационном моделировании системы;
  - по обязательствам – когда уверены в аспектах будущего (факторы внешней среды; структурные соотношения в хозяйственной и социальной системе и т.д.); для реализации этого планирования необходим ретроспективный анализ и большой объем исследований: анализ временных рядов, факторный, корреляционный;
  - по реагированию – создание организации и системы управления ею, позволяющей быстро обнаружить отклонения от ожидаемого и эффективно реагировать на непредвиденное (природные катаклизмы, научные прорывы и т.д.).

Адаптивное планирование можно дифференцировать:



Адаптивное планирование требует большего, чем другие виды планирования соотношения и взаимодействия целей, ресурсов, потребностей так далее. Т.е. *возрастает потребность в научных методах и средствах.*

## 1.5. Цели, задачи и элементы планирования

**Цели** – это желаемое *состояние* или *результаты* поведения. Например: изменение структуры генерирующих мощностей, освоение новых источников энергии и так далее. Цели могут быть достижимыми или нет, но измеримыми.

**Задачи** – это цели, которые могут быть достигнуты к определенному моменту в пределах периода планирования. То есть задачи реализуются в планах более низкого иерархического уровня. Задачи должны быть в принципе *достижимыми*.

Цели и задачи формируются с использованием ряда методов:

- написания сценариев развития;
- разработки рабочих целей, т.е. выработки механизмов и инструментов измерения степени достигнутых целей;
- анализа развития.

Для выполнения поставленных целей и задач необходимо рассмотреть:

- мероприятия или политику поведения;
- альтернативные средства достижения целей;
- новые, более современные цели.

Планам на любом иерархическом уровне присущи следующие элементы:

1. **Результаты**, т.е. цели и задачи, получаемые, как правило, по итоговым результатам анализа.
2. **Средства**: политики, программы, процедуры, способы действия для достижения поставленных задач; они *ограничивают* зону возможных решений и *дают гарантии*, что необходимое решение будет способствовать достижению общих целей.
3. **Ресурсы** – состав, количество, способы получения необходимых ресурсов.
4. **Внедрение** – построение процедур принятия решений и организация их выполнения.
5. **Контроль** – разработка методики предсказаний и ошибок плана и его срывов, а также их предотвращение в процессе реализации.

## **1.6. Контрольные вопросы**

1. Что является основой планирования?
2. Назовите принципы планирования.
3. Перечислите методы планирования.
4. Назовите элементы планов.

## 2. ТЕКУЩЕЕ ПЛАНИРОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

### 2.1. Бюджетирование

Понятие «бюджет» существует не только для национальной экономики, но и для предприятия. Бюджет – это план хозяйственной деятельности на текущий период (год, квартал).

Особенностями бюджета, как инструмента планирования, являются:

1) сквозной характер, охватывающий все сегменты рынка и включающий показатели по текущим хозяйственным операциям (операционный план, финансовый план, инвестиционный план);

2) директивность, так как утверждается высшим руководством, а показатели его являются обязательными для менеджеров и сотрудников; на основе выполнения показателей плана (бюджета) осуществляется премирование, аттестация, оргвыводы и др.;

3) формализация, то есть представление целевой деятельности организации в виде набора цифр; придает плану четкость;

4) регулярность – план составляется на каждый период времени; при этом при составлении плана (бюджета) последующего периода определяются итоги и проводится анализ планово-фактического исполнения бюджета закончившегося периода.

Сводный бюджет предприятия имеет многоступенчатую иерархическую структуру (рис. 2.1).

Сводный бюджет любого промышленного предприятия состоит из трех бюджетов первого уровня: операционного; инвестиционного; финансового.

Бюджеты 1-го уровня могут состоять из подбюджетов, то есть ряда бюджетов 2-го уровня.

Подбюджеты 2-го уровня складываются из бюджетов 3-го уровня, которые, в свою очередь, раскладываются на бюджеты 4-го уровня и т.д., в зависимости от масштабов и многообразия хозяйственных операций.

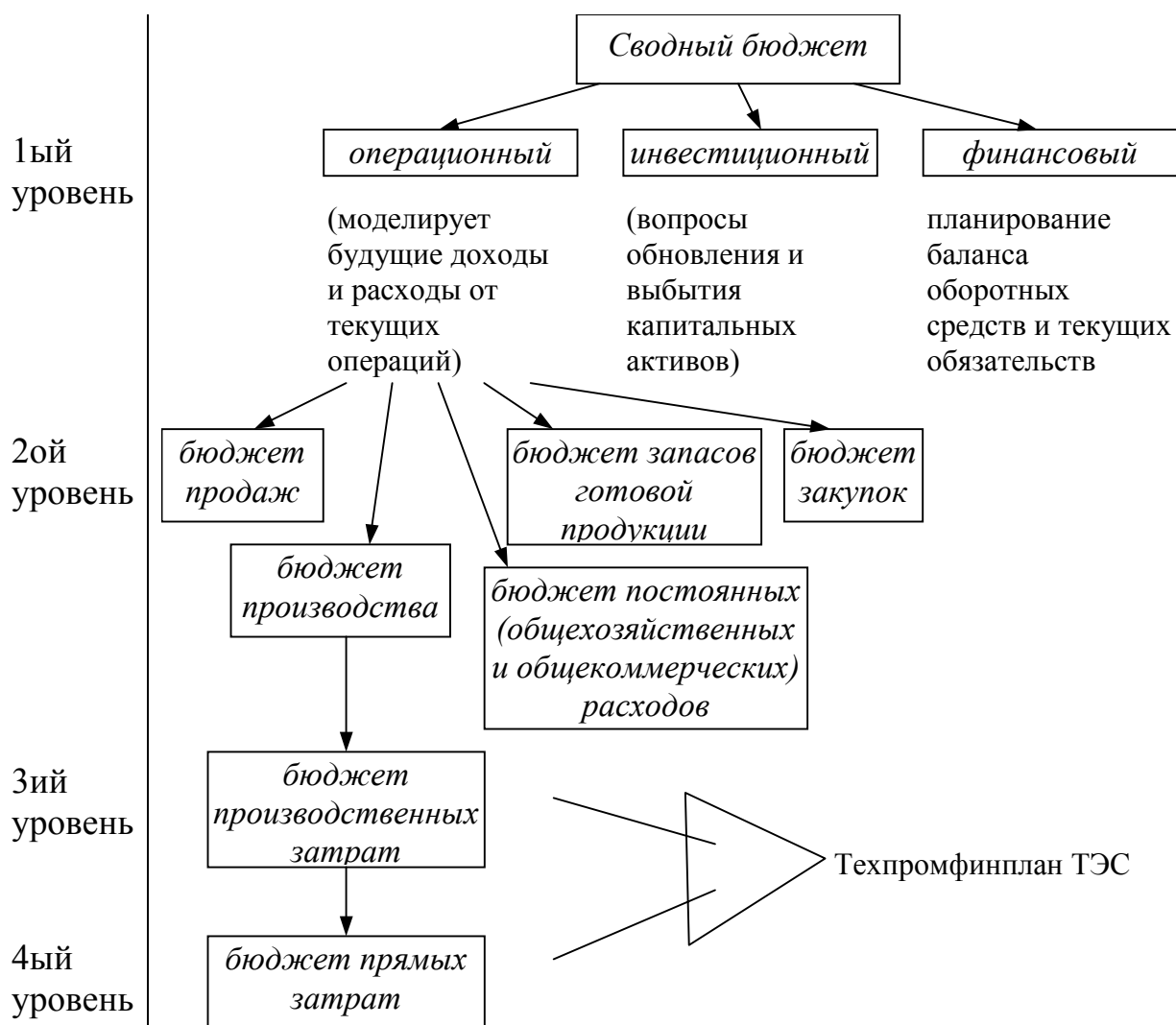


Рис. 2.1 Блок-схема составления сводного бюджета

Для эффективности бюджетного планирования очень важна процедура составления бюджета. Блок-схема составления бюджета приведена в табл. 2.1.

На выходе проект сводного бюджета включает:

- прогноз о прибылях и убытках с расшифровкой;
- инвестиционный бюджет и прогнозный баланс движения внеоборотных активов;
- бюджет движения денежных средств;
- прогнозный динамический баланс предприятия за бюджетный период;
- прогнозный отчет об изменениях финансового состояния.

**Блок-схема составления сводного бюджета промышленного предприятия**

№ этапа	Название этапа составления сводного бюджета	Общепринятые планово-аналитические инструменты и методы планирования	«Выходная» форма плана в энергетике
Этап 1	Определение целевого объема продаж	<p>1) Анализ взаимосвязи «издержки-объем-прибыль» для определения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физического объема продаж</li> <li>– уровня цен</li> <li>– динамики производственных и сбытовых затрат, которые обеспечивали бы максимальный уровень чистого (маржинального) дохода по продукту.</li> </ul> <p>2) Оптимизация структуры продаж с учетом планируемых величин маржинального дохода по отдельным продуктам и существующих ограничений по производственным мощностям.</p>	<p>Установление спроса на энергию в годовом, месячном и недельном разрезах:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– по заявкам;</li> <li>– по аналогии.</li> </ul>
Этап 2	Определение плана производства (товарного выпуска) и целевого (конечного) уровня запасов по номенклатуре выпуска	<p>1) оптимизационные модели, используемые для расчета наиболее обоснованного уровня текущих запасов готовой продукции (модель EPR и др.) – для предприятий, работающих на заказ.</p> <p>2) Расчет физического объема и номенклатуры выпуска – для предприятий серийного и массового производства.</p>	<p>Предварительный (первичный) вариант плана производства (товарного выпуска) и производственных возможностей (рабочей мощности)</p>

№ этапа	Название этапа составления сводного бюджета	Общепринятые планово-аналитические инструменты и методы планирования	«Выходная» форма плана в энергетике
Этап 3	Определение объема валового выпуска	Метод условных единиц (для поточного и массового производства).	Предварительный вариант плана валового выпуска – готовой к реализации продукции в оптовых ценах предприятия.
Этап 4	Определение потребности в основных материалах	1) Метод технологического нормирования материальных затрат – для крупных и средних предприятий. 2) Метод сравнительного анализа счетов – для небольших предприятий.	Смета расхода материалов по основному производству. Планирование затрат на топливо ведется на основе потребности производства в топливе.
Этап 5	Определение потребности в прямых затратах.	План валового выпуска: технологическое нормирование; тарифная сетка.	
Этап 6	Определение потребности во вспомогательных материалах. Определение общей потребности в материалах.	1) Методы нормирования вспомогательных материалов в зависимости от величины прямых затрат и объема выпуска. 2) Сметное планирование материальных затрат (в разрезе отдельных подразделений).	Первичный вариант бюджета закупок. Ведется расчет потребности в запчастях, покупных изделиях, на ремонт и др.
Этап 7	Расчет себестоимости списания материалов в производство, калькуляция суммарных прямых затрат.	Методы: – средневзвешенный (чаще всего) – ФИФО* – ЛИФО** – на основе величины начальных запасов материалов и производственной потребности.	Первичные варианты бюджетов прямых материальных затрат, прямых затрат.

\*) по первым во времени партиям поставки материалов на склад;

\*\*\*) по последним во времени партиям поставки материалов на склад.



№ этапа	Название этапа составления сводного бюджета	Общепринятые планово-аналитические инструменты и методы планирования	«Выходная» форма плана в энергетике
Этап 8	Определение совокупной величины общепроизводственных расходов (ОПР)	Методы нормирования общепроизводственных расходов в зависимости от величины прямых затрат и объема выпуска (расчет плановой ставки начисления).	Общезаводские расходы на основе смет: – административно-управленческих расходов; – общепроизводственных затрат (содержание, ремонт, амортизация зданий общезаводского назначения, оплата услуг ФСК, системного оператора).
Этап 9	Расчет себестоимости выпуска	Метод условных единиц (при поточном и массовом производстве)	Смета затрат и калькуляция себестоимости выпуска франкопотребитель
Этап 10	Расчет величины переменных коммерческих (сбытовых) расходов	Методы нормирования переменных коммерческих (сбытовых) расходов в зависимости от объема продаж (расчет плановой ставки начисления)	Плата за услуги сбытовых организаций исключается: – для потребителей-субъектов оптового рынка – для потребителей, получающих энергию по прямым договорам.
Этап 11	Расчет величины постоянных расходов	Методы сметного планирования в разрезе подразделений (планирование «от нулевой точки», планирование «от достигнутого уровня»)	Первичный вариант бюджета постоянных расходов.
Этап 12	Калькуляция себестоимости реализации по видам продукции	Метод средневзвешенной на основе начального уровня товарных остатков (запасов) и баланса отгрузки по видам продукции (начальные запасы + план выпуска – план отгрузки = целевые конечные запасы)	Сметы полных переменных затрат по реализованной продукции (себестоимость реализации отдельных видов продукции)

№ этапа	Название этапа составления сводного бюджета	Общепринятые планово-аналитические инструменты и методы планирования	«Выходная» форма плана в энергетике
Этап 13	Расчет конечных финансовых результатов	На основе этапов 1, 11 и 12.	Планируется: – доходы и расходы от прямых реализаций; – налоги; – трансферты из чистой прибыли; – нераспределенная (капитализируемая) прибыль (по маржинальному принципу).
Этап 14	Расчет инвестиционных потребностей	1) Сметное планирование капитальных затрат 2) Составление долгосрочного «бюджета развития» (инвестиционного бюджета)	Первичный вариант инвестиционного бюджета на текущие закупки и долгосрочное строительство.
Этап 15	Расчет величины финансовых поступлений и расходов	Составление плановых балансовых таблиц: – движения дебиторской задолженности – движения кредиторской задолженности – прочих активных и пассивных расчетов	Первичный вариант бюджета движения денежных средств, поступлений и расходов.
Этап 16	Составление прогнозного баланса на конец бюджетного периода	На основе фактического баланса на начало бюджетного периода и первичного проекта отчета о прибылях и убытках (этап 12) Первичного варианта инвестиционного бюджета (этап 13) Первичного варианта бюджета движения денежных средств (этап 14)	Первичный проект целевого баланса (на конец бюджетного периода)

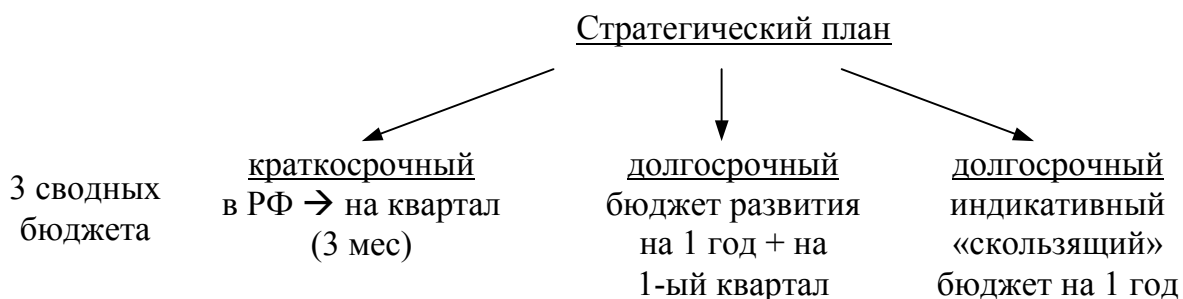
№ этапа	Название этапа составления сводного бюджета	Общепринятые планово-аналитические инструменты и методы планирования	«Выходная» форма плана в энергетике
Этап 17	Расчет величины первичного финансового дефицита	Определение финансовых нормативов (коэффициентов)	Первичный вариант отчета об изменении финансового состояния
Этап 18	Корректировка показателей сводного бюджета	На основе финансовых нормативов (коэффициентов)	Окончательные варианты: – операционного бюджета – инвестиционного бюджета – финансового бюджета
			Окончательный вариант сводного бюджета на текущий период

## 2.2. Выбор продолжительности бюджетного периода

Технологические особенности электроэнергетики определяют значимость планирования в отрасли, а высокая капиталоемкость производственных мощностей и транспортных сетей требует для их реализации инвестиционного цикла продолжительностью 5 – 15 лет.

Текущая деятельность компании определяется ее стратегическими планами, т.е. стратегическое планирование главенствует над оперативным.

На основе стратегического плана разрабатываются три сводных бюджета.



Особенностями этих трех бюджетов являются:

*Краткосрочный бюджет:* обязателен для исполнения; не корректируется (только в случае форс-мажорных обстоятельств); выполняет контрольно-стимулирующие функции (премии, аттестации, зарплата); обладает высокой степенью детализации.

*Бюджет развития* со сроком на 1 год + на 1-ый квартал обязателен для исполнения; возможны корректировки; выборочный характер, контрольно-стимулирующие функции (премирование по итогам работы за год); меньшая степень детализации, т.к. излишняя детализация в условиях рынка не выгодна; наличие доходной составляющей в инвестиционном бюджете (подбюджете 1-ого уровня).

*Индикативный «скользящий» бюджет* составляется на 1 год, принимается в начале года, аналогичен бюджету развития. По истечении 1-ого квартала к «скользящему» бюджету добавляется еще квартал – 2 квартал следующего года и т.д. Этот бюджет: не является обязательным, но и никогда не выполняется; служит сугубо для аналитических целей; степень детализации бюджетных показателей такая же, как и в бюджетах развития.

### **2.3. Особенности планирования энергетического производства. Плановые показатели в электроэнергетике**

Планирование производственно-хозяйственной деятельности (ПХД) энергетического предприятия базируется на общих принципах планирования. Однако при этом необходимо учитывать все особенности энергетического производства:

1. Планируют не только объемы, но и режимы производства энергии.
2. Режим производства произвольно не регулируется.
3. Энергетическое предприятие может выбирать лишь экономичный режим совместной работы агрегатов.
4. Необходимо учитывать отклонения условий эксплуатации (иногда существенных) от плановых: гидрометеорологических; качества и вида используемого топлива; располагаемой мощности ГЭС в ЭО с большой долей их; температуры наружного воздуха и, следовательно, изменения выработки электроэнергии по теплофикационному циклу.

Таким образом, при планировании ПХД необходимо учитывать:

- 1) ограниченную оперативно-производственную самостоятельность энергетических предприятий;
- 2) необходимость гибкого оперативного планирования в повседневной работе.

Работа электрической станции подчинена диспетчеру, поэтому:

1) задание диспетчера является плановой директивой, обязательной к исполнению;

2) работа электрической станции должна быть направлена на выполнение любого режима, заданного диспетчером в пределах располагаемой мощности, так как электрические станции работают в энергообъединении на общую нагрузку.

В соответствии с этими положениями и оценивают работу электрической станции.

*Брак поневоле* – невыполнение заданий диспетчера, даже если первоначальное плановое задание и перевыполнено.

Достижения электростанции – выпуск продукции сверх выработки, которая может быть достигнута при данной располагаемой мощности и лишь тогда, когда эта перевыработка нужна ЭО (форсировка режима, ускорение ремонта).

Улучшение или ухудшение экономических показателей в связи с изменениями заданий диспетчера в пределах располагаемой мощности *не будет являться* достижением или ухудшением в работе станции.

*Достижением* электрической станции считается лишь такое перевыполнение технико-экономических показателей, которое достигается сопоставлением фактических показателей с показателями, приведенными к фактической выработке и фактическому режиму с помощью плановых норм. То есть проводится корректировка по всем показателям, величина которых зависит от режимов и объемов производства.

Таким образом, в основе планирования необходимо иметь базу, которая:

- 1) не изменялась бы в связи с изменениями заданий диспетчера;
- 2) сохраняла бы в себе заданные плановые показатели, сохраняя свое мобилизационное начало.

Такой базой являются различные *нормы и нормативы*, не зависящие от заданий диспетчера и устанавливаемые методами технического нормирования.

Технико-экономическое планирование находит свое отражение в разработке годовых планов, которые входят в сводный бюджет (раньше это был, а где-то еще остался – техпромфинплан). Продолжением и развитием технико-экономического планирования и средством обеспечения выполнения заданий годового плана является *оперативно-диспетчерское* управление.

При разработке *годового* плана особое внимание уделяется улучшению *конечных показателей* ПХД: производительности труда; снижению себестоимо-

сти; экономии ресурсов; повышению эффективности (прибыльности). Годовой план имеет *поквартальную* разбивку. Основным разделом годового плана является *план основного производства*, по показателям которого рассчитываются показатели планов различных уровней. Задачами этого плана являются:

- выявление резервов мощности;
- определение располагаемой мощности;
- разработка графика вывода в ремонт энергооборудования;
- проведение работ по реконструкции, модернизации и вводу нового оборудования.

*Особенностями* разработки годового планирования являются:

- 1) объем производства электроэнергии и теплоэнергии на электростанции не планируется;
- 2) централизованное планирование режимов работы электростанций (так как электростанции работают на одну общую сеть);
- 3) централизованное планирование балансов мощности, энергии и ресурсов (необходимость в резервах различного рода);
- 4) централизованное планирование балансов доходов и расходов в целом по энергообъединению (в условиях плановой экономики).

Таким образом, производственная программа (техпромфинплан) энергопредприятия является основой для разработки операционного плана (бюджета) и строится как совокупность трех сопряженных энергетических балансов: мощности, энергии, топлива

Плановые показатели в электроэнергетике могут быть централизованными и расчетными. Они имеют различный состав для различных уровней управления. Централизованно планируемые показатели приведены в табл 2.2.

К расчетным показателям относятся:

- выработка электроэнергии и теплоэнергии (зависит от потребителей);
- объем реализации продукции;
- удельный расход топлива на единицу отпущенной энергии (отказались от его планирования в 80-х годах);
- переменная часть текущих затрат (затраты на топливо);
- прибыль;
- рентабельность.

Таблица 2.2

	Электро- энергетика (отрасль)	Электро- энергосистема (ЭЭС)	ЦДУ, ОДУ	Сетевые предприятия	Ремонтные предприятия	Энергонадзор (сбыт)	Электро- станция (ЭС)
Общая прибыль	+	+			+		
Выработка электроэнергии	+						
Потери в сетях	+	+	+	+		+	
Расход на с.н.	+	+				+	
Экспорт	+	+	+				
Норматив удельного расхода топлива	+		+				+
Коэффициент использования установленной мощности		+	+				
Переток между ЭЭС		+	+				
Производительность труда		+		+			+
Материальные затраты				+			
Смета затрат на содержание					+	+	
Номенклатура и сроки ремонтов					+		
Номенклатура запчастей					+		
Объем реализации						+	
Рабочая мощность (коэффициенты)							+
Материальные затраты на производство							+

#### 2.4. Разработка техпромфинплана энергетического предприятия

Техпромфинплан является годовым планом, имеющим разбивку по кварталам. При составлении годового плана выполняются детальные расчеты по всем показателям с разбивкой по кварталам на основе прогрессивных норм и нормативов.

Структура и содержание основных разделов техпромфинплана зависят от технологических, производственных и других особенностей производства. Тех-

промфинплан энергетических предприятий включает в себя следующие основные разделы.

1. План основного производства содержит производственную программу и расчет использования производственной мощности, охватывая деятельность основных цехов энергетического предприятия: расчет готовности к работе, производственную программу в натуральном и стоимостном выражении, потребность в топливе и технико-экономические показатели основных цехов и ТЭС в целом.

2. План вспомогательного производства устанавливает объем работы ремонтно-механическим цехам, мастерских, лабораторий, службе водоснабжения и др.

При децентрализованных ремонтах содержащийся в плане календарный график ремонтов дополняется расчетом объема работ, их трудоемкости и стоимости.

3. План организационно-технических мероприятий (план повышения эффективности производства) определяет качественную сторону работы ТЭС и включает все виды работ, которые должны обеспечить достижение запланированных показателей и дальнейшее совершенствование производства. Обязательной частью этого плана является расчет ожидаемой эффективности намечаемых мероприятий.

4. Плановые технико-экономические нормы и нормативы. Все претерпевающие изменение в плановом году нормы сводятся в специальную таблицу.

5. План капитального строительства включает в себя план ввода в действие новых производственных мощностей и основных производственных фондов. Все планируемые работы разделяются на выполняемые хозспособом и подрядные.

6. План материально-технического снабжения устанавливает потребность ТЭС в материальных ресурсах для основного и вспомогательного производства. Ее определяют на основании производственной программы с учетом минимально необходимых норм складских запасов.

7. План по труду и заработной плате включает: план повышения производительности труда, расчет потребности в кадрах, расчет фондов оплаты труда и средней заработной платы по категориям работающих, соотношение темпов роста производительности и заработной платы.



8. План по себестоимости энергии, который носит синтетический (обобщающий) характер, поскольку себестоимость является одним из качественных показателей работы предприятия. Она выражает в денежной форме совокупность всех затрат предприятия на производство продукции.

## **2.5. Планирование режимов работы энергопредприятий**

Планирование режимов имеет место в текущем и оперативном планировании.

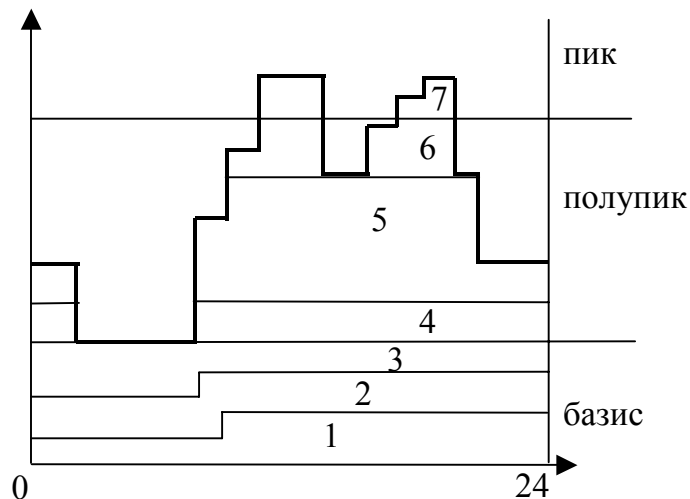
В составе текущего планирования режимы разрабатываются на год, квартал, неделю, при этом с некоторой степенью вероятности планируются объемы и максимумы энергопотребления. Планирование этих показателей может вестись 2-мя методами:

- 1) нормативным – по заявкам потребителей (хозяйственные договоры);
- 2) аналогий – по статистическим данным многолетних наблюдений.

Режимная особенность энергетики заключается в неравномерности энергопотребления – сезонной, месячной, недельной и суточной. В этих условиях важнейшей экономической задачей являются оптимальное распределение нагрузки между электростанциями и агрегатами электростанции. Критериями такого распределения является минимум затрат на производство.

Типичный суточный график нагрузки имеет 2 пика: утренний и вечерний. Такой график имеет 3 зоны (рис. 2.2):

- базовую, когда нагрузка остается постоянной в течение 24 часов;
- полупиковую, в которой есть спад нагрузки в ночные часы;
- пиковую, включающую оба пика нагрузки.



1—ТЭЦ по теплофикационному циклу; 2—АЭС; 3—ГРЭС; 4—ТЭС устаревшие; 5—ГЭС; 6—ГАЭС; 7—ГТУ.

Рис. 2.2 Суточный график нагрузки энергообъединения

Участие электростанций в покрытии суточного графика нагрузки определяется (рис. 2.2):

- типом электростанции;
- экономическими показателями;
- мобильностью, т.е. скоростью набора и сброса нагрузки.

*Базовая часть* графика нагрузки покрывается:

- ТЭЦ по теплофикационному циклу;
- АЭС;
- ГРЭС (крупные государственные районные станции), имеющими наименьшие удельные расходы топлива среди конденсационных электростанций (КЭС).

*Полупик* графика нагрузки покрывается менее экономичными тепловыми электростанциями, но обладающими некоторой маневренностью:

- ТЭЦ по конденсационному циклу;
- малоекономичными (устаревшими) КЭС.

*Пик* графика нагрузки покрывается более мобильными электростанциями: гидроэлектростанциями (ГЭС); гидроаккумулирующими (ГАЭС); газотурбинными (ГТУ) – мобильными, но имеющими более высокие удельные расходы топлива.

Такое распределение графика нагрузки выгодно энергообъединению, но не всегда выгодно электростанции. Однако электростанции должны стремиться к

работе с максимальной экономичностью. Этого добиваются путем оптимального распределения нагрузки между параллельно работающими агрегатами электростанций по показателям энергетических характеристик.

На теплоэлектростанции (ТЭС) загрузка турбоагрегатов проводится в следующей последовательности:

1. В первую очередь загружаются агрегаты, имеющие максимальную удельную частичную выработку электроэнергии на тепловом потреблении.
2. При равенстве этих показателей в первую очередь загружаются агрегаты с большим частичным удельным расходом теплоты по теплофикационному циклу для снижения выработки этим агрегатом по конденсационному циклу.
3. При распределении электрической нагрузки агрегаты нагружаются в порядке возрастания частичного удельного расхода топлива в конденсационном режиме.

## 2.6. Контрольные вопросы

1. Перечислите особенности бюджетирования как инструмента планирования.
2. Сводный бюджет предприятия и его структура.
3. Какие этапы включает блок-схема составления сводного бюджета?
4. Чем различается краткосрочный бюджет и бюджет развития?
5. Укажите особенности планирования в электроэнергетике.
6. Что является основным в техпромфинплане энергетического производства?
7. Что учитывается при планировании режимов в энергообъединении?
8. Укажите особенности распределения нагрузки между агрегатами электростанции.
5. В чем заключаются особенности бюджетирования как инструмента планирования.
6. Какова структура сводного бюджета предприятия.
7. Какой бюджет обязателен к исполнению?
8. В чем заключаются особенности планирования в энергетике?
9. Укажите различия в директивных и расчетных показателях планирования на энергетических предприятиях.

### 3. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

#### 3.1. Значение и особенности проведения ремонта на энергетических предприятиях

Бесперебойность энергоснабжения потребителей обеспечивается нахождением в состоянии эксплуатационной готовности оборудования электростанций и сетей энергоснабжения. Эксплуатационная готовность достигается планово-предупредительным ремонтом оборудования (ППР).

ППР представляют собой комплекс работ, целью которых является доведение технических и экономических показателей оборудования до их проектного значения и обеспечение длительной, надежной и экономной эксплуатации.

ППР включает: осмотр, проверку, испытания оборудования, ремонт и замену отдельных деталей и узлов. Основным принцип ППР – ремонт как предупреждение аварий, а не как ликвидация ее последствий. Это, однако, не исключает и аварийного ремонта, если авария все же произойдет.

Таким образом, ремонт оборудования и других элементов основных фондов является необходимым производственным процессом, обусловленным современным уровнем развития техники. Система ППР предусматривает следующие виды работ по обслуживанию и ремонту техники:

- 1) периодические профилактические ремонтные операции, выполняемые по календарному плану (промывки, смена масла, осмотры и т.д.);
- 2) межремонтное техническое обслуживание (наблюдение за состоянием оборудования, проведение ежедневных смазок и чисток, регулирование механизмов, установление мелких неисправностей);
- 3) плановые ремонты: малый (текущий); средний (40 % времени капитального); капитальный.

*Текущий ремонт* обеспечивает работоспособность оборудования до очередного ремонта и включает замену быстроизнашиваемых деталей, промывку и чистку масляных и охлаждающих систем, испытания оборудования, выявление деталей, требующих ремонта, составление дефектных ведомостей.

*Средний ремонт* включает частичную разработку энергооборудования, замену изношенных деталей, проверку и чистку деталей и узлов, испытание агре-

готов, уточнение предварительно составленной дефектно-сметной ведомости, выявление дефектов, требующих капитального ремонта.

*Капитальный ремонт* обеспечивает не только работоспособность оборудования, но и восстановление производственной мощности агрегата и его первоначальных технико-экономических показателей. Он включает полную разборку оборудования, осмотр всех деталей, уточнение предварительно составленной дефектной ведомости, замену отдельных деталей и узлов, исправление всех дефектов, испытание и опробование оборудования после капитального ремонта.

Финансирование отдельных видов ремонтов, в соответствии с их задачами, ведется из разных источников:

- капитальный и текущий ремонты финансируются за счет эксплуатационных издержек, которые включаются в себестоимость готовой продукции;
- средний – в зависимости от его периодичности:
  - с периодичностью более 1 года – за счет амортизационных издержек;
  - с периодичностью до 1 года – за счет эксплуатационных издержек.

Капитальный, а иногда и средний ремонты могут сочетаться с частичной или комплексной модернизацией, улучшающей технико-экономические показатели оборудования. Частичная модернизация предусматривается обычно в планах организационно-технических мероприятий и осуществляется за счет амортизационных отчислений. Комплексная модернизация, требующая значительно больших средств, осуществляется за счет краткосрочных ссуд Госбанка и фонда развития производство, мероприятия по модернизации оборудования должно быть экономически обоснованным.

Вне системы ППР остаются особые виды ремонтов – аварийный и восстановительный (после длительного простоя или после стихийных бедствий).

### **3.2. Нормативная база планирования ремонтов**

Для планирования организации и проведения ППР необходима обоснованная нормативная база. Эта база включает в себя следующие нормативы на:

- *периодичность* ремонта и *длительность* ремонтного простоя;
- *трудоемкость* работ и *потребное* количество персонала;
- потребность в *материалах* и запасных частях;

- потребность в *инструментах* и приспособлениях;
- потребность в специальных механизмах.

Периодичность проведения ППР определяется в днях или годах и применительно к различным видам оборудования и условиям их эксплуатации.

Период времени между двумя капитальными ремонтами называется *ремонтным циклом*. Время между двумя очередными осмотрами называется межремонтным периодом (или между очередными осмотрами и плановым ремонтом).

Очередность чередования ремонтов называется *структурой ремонтного цикла*.

*Простои оборудования* в ремонте исчисляются в календарных сутках. Праздничные дни из срока простоя исключаются. Началом ремонта агрегата считается время его отключения. Окончанием ремонта является время включения агрегата в работу.

Периодичность и время простоя в ремонте нормируются на основе разработки длительности ремонтных циклов, содержания и объема ремонтов.

Периодичность и длительность ремонтов базируются на данных об износе и сроке службы деталей, а также о загрязнении оборудования в процессе эксплуатации: основой для определения сроков проведения того или иного вида ремонта и их длительности являются результаты всех видов обслуживания оборудования (технические обслуживания, профилактики, ремонты).

Нормы простоя основных агрегатов электростанций и подстанций в ППР разрабатываются на основе номенклатуры и объема капитальных работ.

Длительность капитальных и текущих ремонтов котлов и паровых турбин нормируется в зависимости от вида топлива, производительности котлов и номинальной мощности турбин, параметров пара и конструкций агрегатов. Длительность ремонтов повышается с ростом единичной мощности, параметров и сложности конструкций агрегатов. Время простоя в ремонте *генератора* не должно превышать длительности *простоя в ремонте турбин*.

Капитальный ремонт *турбоагрегатов* ТЭС производится один раз в 4—5 лет; *парогенераторов* ТЭС – один раз в 3—4 года. Допускается удлинение периода между капитальными ремонтами, если оборудование может и дальше обеспечить надежную работу.

*Энергоблоки* ТЭС капитально ремонтируются через 3—4 года. Длительность простоя определяются мощностью блока, производительностью парогене-

ратора, параметрами пара, видом топлива. Так, для энергоблоков и турбин с начальным давлением 13 МПа нормативное время простоя в капитальном ремонте составляет 25—38 сут/год, в текущем – 10—20 сут/год. Капитальный ремонт гидрогенераторов ГЭС производится не чаще одного раза в год.

Длительность простоя при реконструкции и модернизации устанавливается управлением энергообъединения в специальном порядке.

Ремонт вспомогательного оборудования электростанций и подстанций производится в период капитального, среднего и текущего ремонтов основных агрегатов.

Число текущих ремонтов и продолжительность каждого – *не нормируются*. Но суммарное время простоя в текущих ремонтах в течение года не должно превышать регламентированных.

Более слабо разработаны нормативы по ремонту теплосетей, так как их ремонт производится после осмотра. Поэтому нормами предусмотрена лишь периодичность осмотров и профилактических ремонтов.

### **3.3. Планирование ремонтов оборудования ТЭС**

Составление календарного плана ремонтов основного оборудования необходимо для покрытия заданных графиков электрической и тепловой нагрузки и разработки режимов эксплуатации. Календарный план ремонтов разрабатывается диспетчерской службой энергообъединения, так как баланс мощностей и нагрузок не может быть нарушен.

Энергообъединение, таким образом, устанавливает сроки вывода в ремонт основного оборудования электростанций. Электростанции:

- 1) планируют объемы ремонта и уточняют сроки вывода в ремонт всего оборудования; по агрегатам; по цехам и по предприятию в целом;
- 2) согласовывают их с энергообъединением;
- 3) разрабатывают календарные графики проведения ремонтов.

Планирование производится на основании различных документов: цеховых журналов (записи о неисправностях); ремонтных журналов; аварийных актов и др. В целях минимального снижения резерва мощности энергообъединения и максимальной надежности энергоснабжения стремятся:

- 1) совместить во времени ремонт турбогенераторов и соответствующих им котлоагрегатов;



2) установить такую очередность вывода в ремонт котлов и турбин, чтобы обеспечить нормальную продолжительность рабочих кампаний их, ремонтировать в первую очередь неисправное оборудование;

3) одновременно выводить в ремонт не более двух агрегатов (котел + турбоагрегат; турбоблок);

4) окончание одного ремонта совмещать с началом другого;

5) капитальный ремонт конденсационных агрегатов проводить в период снижения электрических нагрузок (в летний период) (для минимального снижения резервной мощности);

6) ремонт теплофикационного оборудования провести в соответствии с их назначением:

- при отопительно-вентиляционной нагрузке – в неотапительный период;
- при технологической нагрузке – в период остановки на отпуск или ремонт крупнейшего потребителя теплоты.

Календарный план ремонтов ТЭС – годовой график, в котором длительность простоя в ремонте каждого агрегата изображается отрезком прямой, длина которой соответствует продолжительности простоя оборудования в ремонте (сутки).

Календарный план проведения ППР является исходным для определения располагаемой мощности ТЭС и коэффициента готовности.

Организация ремонта на энергопредприятиях может осуществляться двумя способами:

- *децентрализованным*, хозяйственным, когда ремонтное обслуживание проводится ремонтным и частично эксплуатационным персоналом;
- *централизованным*, подрядным с привлечением ремонтных предприятий энергосистемы или Минэнерго (система Центроэнергоремонт);
- *смешанным*, когда капитальный ремонт проводится подрядчиком, а остальные виды ремонта своими силами.

Таблица 3.1

### Годовой график плана ремонтов основного оборудования ТЭС

Тип агрегата или блока	№ агрегата	отопительный период			неотопительный период			отопительный период					
		кварталы											
		I			II			III			IV		
		месяцы											
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Турбоагрегаты: ПТ-50-130/13	1							и так далее					
ПТ-50-130/13	2												
Котлоагрегаты производитель- ностью, т/ч: 420	1												
420	1												
Блоки с т/а: К-100-150	2												
К-100-130	3												
	4												

Выбор формы ремонтного обслуживания остается за руководством энергопредприятия. В условиях реформирования электроэнергетики возможно выделение подрядчиков в конкурирующие организации. Необходим особый режим лицензирования, технического допуска и контроля.

### 3.4. Показатели энергоремонтного производства

В планировании и экономическом анализе в настоящее время используется 2 группы показателей энергоремонтного производства: режимные (натуральные), стоимостные.

### 3.4.1. Режимные показатели

Режимные показатели определяются структурой ремонтного цикла (т.е. очередностью ремонтов между двумя капитальными ремонтами).

Длительность ремонтного цикла включает:

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{э гот}} + t_{\text{пр}}; \quad t_{\text{пр}} = t_{\text{рем}} + t_{\text{ав}}$$

$$t_{\text{э гот}} = t_{\text{р}} + t_{\text{рез}}$$

где  $t_{\text{э гот}}$  – время эксплуатационной готовности;  $t_{\text{пр}}$  – время простоя (в ремонте или аварии);  $t_{\text{р}}$  – время нахождения в работе;  $t_{\text{рез}}$  – время нахождения в резерве.

Время простоя в ремонте – в капитальном  $t_{\text{к.р.}}$  и текущем  $t_{\text{т.р.}}$ .

$$t_{\text{рем}} = t_{\text{к.р.}} + t_{\text{т.р.}}$$

$t_{\text{к.р.}}$  – в плановом капитальном ремонте;  $t_{\text{т.р.}}$  – как в плановом, так и внеплановом.

Время аварийного простоя  $t_{\text{ав}}$ .

Следовательно, можно определить различные коэффициенты:

- эксплуатационной готовности агрегата:

$$k_{\text{э.г.}} = \frac{t_{\text{р}} + t_{\text{рез}}}{t_{\text{ц}}} = \frac{t_{\text{э.г.}}}{t_{\text{ц}}}$$

- простоя:

$$k_{\text{простоя}} = \frac{t_{\text{рем}} + t_{\text{ав}}}{t_{\text{ц}}} = \frac{t_{\text{пр}}}{t_{\text{ц}}}$$

- нахождения агрегата в простое различного вида, но:

$$k_{\text{р}} + k_{\text{рез}} + k_{\text{рез}} + k_{\text{ав}} = 1,0$$

- производительность труда в натуральном виде – это значение мощности, готовой к работе, на 1 человека:

$$\Pi_{\text{т}} = \frac{N_y \cdot t_{\text{э.г.}}}{\sum (r_i \cdot t_i)}$$

$r_i$  и  $t_i$  – численность и время работы работника  $i$ -ой группы, обеспечивающих эксплуатационную готовность.

### 3.4.2. Стоимостные показатели

#### 1. Ремонтная составляющая себестоимости продукции (энергии)

$$S_{\text{рем}}^c = \frac{\sum S_{\text{рем}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} \text{ (за цикл), р/кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $\sum S_{\text{рем}}$  – расходы на ремонт (капитальный, средний, текущий),  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  – годовой отпуск продукции.

*Недостаток* показателя:

- не отражаются режимные характеристики ремонта (готовность);
- зависит от факторов, не имеющих отношения к ремонту  $\sum S_{\text{рем}} = \text{const}$ , но при повышении или понижении  $T_y$  меняется ремонтная составляющая себестоимости энергии.

#### 2. Затраты на ремонт единицы установленной мощности за определенный период (обычно за год):

$$S_{\text{рем}}^m = \frac{\sum S_{\text{рем}}}{N_y} \text{ (р/кВт)}$$

*Недостатки:*

- не отражаются режимные характеристики ремонта, длительность простоя в ремонте, эксплуатационная готовность;
- возможно снижение затрат на ремонт в ущерб обеспечиваемой готовности к работе; этот недостаток выявляется при длительности ремонтного цикла больше 1 года.

Этот показатель может применяться только в энергообъединении.

#### 3. Себестоимость товарной продукции (на ремонтных предприятиях):

$$S_{\text{тов}} = \frac{S_{\text{р.пр.}}}{C_{\text{тов}}}$$

где  $S_{\text{р.пр.}}$  – затраты на ремонт (себестоимость продукции),  $C_{\text{тов}}$  – стоимость товарной продукции ремонтных предприятий.

Этот показатель широко используется в промышленности. Он *соизмеряет затраты* предприятия с *результатом* – готовой продукцией в денежном выражении. Стоимость товарной продукции определяется по *оптовым* ценам предприятия. При этом необходимо использовать те *натуральные* единицы, которые использовались при определении себестоимости.

Если его применить к энергообъединению, то:

$$s_{\text{ТОВ}} = \frac{\sum S_{\text{ЭЭ}}}{C_{\text{ТОВ}}} = \frac{s_{\text{ЭЭ}} \cdot \text{Э}}{c_{\text{ЭЭ}} \cdot \text{Э}} = \frac{s_{\text{ЭЭ}}}{c_{\text{ЭЭ}}}$$

где Э – отпущенная потребителям электроэнергии (кВт·ч),  $s_{\text{ЭЭ}}$  – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии (р/кВт·ч),  $c_{\text{ЭЭ}}$  – средний тариф, цена отпущенной электроэнергии (р/кВт·ч).

Если  $c_{\text{ЭЭ}} = \text{const}$  – снижение  $s_{\text{ЭЭ}}$  означает: улучшение работы, снижение затрат, повышение прибыли.

Этого можно добиться снижением затрат как при  $\text{Э}_{\text{отп}} = \text{const}$ , так и при повышении  $\text{Э}_{\text{отп}}$ . То есть в этом случае предполагается использование *натурального измерителя* продукции (как в *прейскурантах*, так и при *калькуляции*).

Однако в *ремонтном производстве* имеются свои *особенности*:

- 1) *калькуляционной единицей* служит *заказ на ремонт, услуги по договору*, то есть *натуральный измеритель не применяется*;
- 2) *прейскуранты* характеризуют не цену ремонтного производства, а расходы на заработную плату, которые *выключаются* в сметную стоимость заказа;
- 3) цены в *прейскуранте* на ремонт по отдельным *дробным единицам* даются в диапазоне (от...до), поэтому *сметная стоимость* может существенно *отличаются* от фактической;
- 4) *накладные расходы* (%) принимаются *одинаковыми* для всех ремонтных предприятий.

Таким образом в *ремонтном производстве*:

- *натуральная единица* для *соизмерения затрат с результатом* не используются;
- *результаты оцениваются* по *сметной стоимости*.

В электроэнергетике показатели *ремонтного производства должны учитывать специфику энергетического предприятия*. В этом случае в качестве *обобщающих показателей* *рекомендуется* использовать следующие *показатели*.

1. Удельные ремонтные затраты на 1 час эксплуатационной готовности:

$$s_{\text{ч.г.}} = \frac{\sum S_{\text{рем}}}{t_{\text{э.г.}}} = \frac{\sum S_{\text{рем}}}{T_{\text{р}} - \sum t_{\text{пр}}} = \frac{\sum S_{\text{рем}}}{T_{\text{р}} \cdot k_{\text{э.г.}}}$$

$\sum t_{\text{пр}}$  – суммарный простой агрегата за  $T_{\text{р}}(t_{\text{ц}})$ ,  $k_{\text{э.г.}}$  – коэффициент эксплуатационной готовности за период  $T_{\text{р}}(t_{\text{ц}})$ .

2. Удельные ремонтные затраты на единицу ресурса работы, то есть оценка по обеспечиваемому ресурсу работы отремонтированного агрегата – по потенциально возможной энергетической продукции в течение всего периода эксплуатационной готовности после окончания ремонта:

$$s_{\text{р.р.}} = \frac{\sum S_{\text{рем}}}{t_{\text{э.г.}} \cdot N_{\text{н}}} = \frac{\sum S_{\text{рем}}}{T_{\text{р}} \cdot k_{\text{э.г.}} \cdot N_{\text{н}}} = \frac{\sum S_{\text{рем}}}{\Pi_{\text{рем}}},$$

$N_{\text{н}}$  – номинальная мощность отремонтированного агрегата (для электростанции это установленная мощность),  $T_{\text{р}} \cdot k_{\text{э.г.}} \cdot N_{\text{н}}$  – ресурс работы в натуральных единицах.

Ресурс работы определяется:

1. Для агрегатов:

- турбоагрегат:  $\mathcal{E}_{\text{п}} = N_{\text{н}} \cdot t_{\text{э.г.}}$  (МВт·ч)
- котлоагрегат:  $\mathcal{D}_{\text{п}} = D_{\text{н}} \cdot t_{\text{э.г.}}$  (пара, тонны).

2. Для цехов:

- котельного с  $n$  котлоагрегатами:  $\sum \mathcal{D}_{\text{п}} = \sum_1^n (D_{\text{н}i} \cdot t_{\text{э.г.}i})$ .
- машинного (электростанции в целом):  $\sum \mathcal{E}_{\text{п}} = \sum_1^m (N_{\text{н}i} \cdot t_{\text{э.г.}i})$

Эти показатели характеризуют различные виды себестоимости ремонта: часовую, полную или цену ремонтной продукции, так как:

1) *отражают* совокупное влияние различных характеристик:

- длительности простоя в ремонте;
- периодичности ремонта;
- качества ремонта;

2) *исключают*:

- искусственное завышение стоимости и объема ремонтных работ;
  - необоснованность и завышение накладных расходов;
  - маневрирование источниками финансирования ремонтов;
- 3) к снижению себестоимости ремонтов приводят мероприятия, связанные со снижением затрат на материалы, запчасти и др.

При определении затрат на ремонт необходимо помнить, что ремонтные циклы (продолжительность) могут не совпадать с *хозяйственными* периодами (обычно – год) по элементам основных фондов. Поэтому *ремонтные затраты перераспределяются* по хозяйственным периодам и подсчитывают калькуляционные (распределенные), затраты за расчетный период:

$$\sum_1^{T_p} S_{\text{рем}}^{\text{кальк}} = (S_{\text{кр}}^{\text{вх}} + S_{\text{тр}}^{\text{вх}}) + \left( \sum_1^{T_{\text{тек}}} S_{\text{кр}} + \sum_1^{T_{\text{тек}}} S_{\text{тр}} \right) - (S_{\text{кр}}^{\text{вых}} + S_{\text{тр}}^{\text{вых}})$$

$(S_{\text{кр}}^{\text{вх}} + S_{\text{тр}}^{\text{вх}})$  – входные остатки по ремонтам предшествующего периода,

$\left( \sum_1^{T_{\text{тек}}} S_{\text{кр}} + \sum_1^{T_{\text{тек}}} S_{\text{тр}} \right)$  – затраты на ремонт в течение рассматриваемого периода,

$(S_{\text{кр}}^{\text{вых}} + S_{\text{тр}}^{\text{вых}})$  – выходные остатки по последним капитальным и текущим ремонтам.

Для совокупностей агрегатов и в целом по станции калькуляционные затраты определяются суммированием этих затрат по отдельным агрегатам.

### 3. Удельные затраты на ремонтную продукцию:

$$s_{\text{рем}} = \frac{\sum_1^{T_p} S_{\text{рем}}^{\text{кальк}}}{P_{\text{рем}}} \text{ (руб/ед),}$$

где  $P_{\text{рем}}$  – ремонтная продукция за рассматриваемый период.

Этот технико-экономический показатель может быть использован:

- 1) во внутростанционном хозяйственном расчете;
- 2) для сопоставления уровня и динамики его по отдельным агрегатам и по однотипным агрегатам на различных электростанциях, способствующей увеличению эксплуатационной готовности при минимальных ремонтных затратах.

Аналогичные показатели могут быть получены для *удельных затрат труда* на ремонтные работы, то есть *специфическими* показателями для ремонта оборудования электростанций являются:

- 1) удельные затраты труда на агрегато-час готовности, чел-ч/аг-ч готовности:

$$S_a^{3.т.кальк} = \frac{\sum_p^{t_p} S_p^{3.т.кальк}}{T_p \cdot k_{э.г.}}$$

- 2) удельные затраты труда на единицу ресурса работы агрегата, чел-ч/ед. рес.:

$$S_{р.р.}^{3.т.} = \frac{\sum_p^{t_p} S_{рем}^{3.т.к.}}{T_p \cdot k_{э.г.} \cdot N}$$

$\sum_1^{t_p} S_{рем}^{3.т.к.}$  – трудовые затраты на ремонт агрегата в рассматриваемом периоде  $T_p$ , калькуляционные, то есть распределенные во времени.

Показатели, *обратные приведенным*, являются характеристиками *производительности труда*, специфическими для ремонта оборудования.

При наличии *нормативных значений удельных затрат труда на ремонт* может быть определен нормативный уровень показателя *производительности труда* в стоимостном выражении в виде нормативной выработки продукции на одного работника.

### 3.5. Планирование эксплуатационной готовности ТЭС

Бесперебойность энергоснабжения потребителей обеспечивается нахождением оборудования ТЭС в состоянии эксплуатационной готовности. Это достигается плано-предупредительным ремонтом оборудования (ППР).

Таким образом, проблема планирования готовности к работе сводится к:

- 1) планированию ремонтов энергооборудования;
- 2) определению готовности ТЭС к работе на основе календарного плана ремонтных работ.

По действующей методике готовность электростанции к работе характеризуется коэффициентом готовности, который представляет собой коэффициент



использования оборудования во времени. Этот показатель является одним из основных показателей производственно-хозяйственной деятельности (ПХД) и служит для оценки возможности производства и отпуска энергии потребителям в соответствии с графиком нагрузки. Планируется коэффициент готовности на год, по кварталам и месяцам года на основании утвержденного графика ремонтов и нормативной продолжительности в плановом простое.

Плановое значение коэффициента готовности агрегата к работе ( $k_{Г\text{ пл}}$ ) определяется по формуле:

$$k_{Г\text{ пл}} = (T_{к} - T_{\text{рем пл}}) / T_{к},$$

где  $T_{к}$  – календарный отрезок времени, на который планируется готовность оборудования к работе, час;  $T_{\text{рем пл}}$  – продолжительность всех ремонтов в планируемом периоде, час.

Плановая продолжительность ремонтов составит:

$$T_{\text{рем пл}} = T_{\text{ППР}} + T_{\text{НП}},$$

где  $T_{\text{ППР}}$  – продолжительность простоя в планово-предупредительном ремонте, устанавливается в соответствии с инструкцией по организации ремонта;

$T_{\text{НП}}$  – продолжительность ремонтов для непредвиденных обстоятельств, планируется в % в зависимости от давления, на котором работает оборудование.

После расчета коэффициента готовности по каждому турбоагрегату, определяется коэффициент готовности по электростанции в целом.

Для КЭС и ГЭС он определяется как средневзвешенный по номинальной мощности каждого агрегата в общей установленной мощности. Для ТЭЦ – как средневзвешенным по тепловой мощности. Для этого определяют соответствующие доли участия данного агрегата в электрической или тепловой мощности КЭС, ГЭС, ТЭЦ.

Плановый коэффициент готовности для КЭС и ГЭС определяется:

$$k_{\text{пл}}^{\text{КЭС, ГЭС}} = \sum_{i=1}^n k_{Г\text{ пл}i} \cdot \alpha_i$$

где  $k_{Г\text{ пл}i}$  – плановый коэффициент готовности  $i$ -го турбоагрегата (или группы однотипных агрегатов);  $n$  – число агрегатов или их групп;  $\alpha_i$  – доля номиналь-

ной мощности агрегата или группы в установленной мощности КЭС или ГЭС:

$$\alpha_i = N_{\text{ном}i} / N_{\text{уст}}; \quad N_{\text{уст}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{ном}i}.$$

Плановый коэффициент готовности ТЭЦ определяется по-другому:

$$k_{\text{ГПл}}^{\text{ТЭЦ}} = \sum_1^n k_{\text{ГПл}i}^{\text{Т/А}} \cdot \beta_i^{\text{Т/А}} + \sum_1^m k_{\text{ГПл}j}^{\text{ПВК}} \cdot \beta_j^{\text{ПВК}} + \sum_1^k k_{\text{ГПл}j}^{\text{СП}} \cdot \beta_j^{\text{СП}},$$

где  $k_{\text{ГПл}i}^{\text{Т/А}}$ ,  $k_{\text{ГПл}j}^{\text{ПВК}}$ ,  $k_{\text{ГПл}j}^{\text{СП}}$  – плановый коэффициент готовности  $i$ -го турбоагрегатов, ПВК, СП;  $\beta_i^{\text{Т/А}}$ ,  $\beta_j^{\text{ПВК}}$ ,  $\beta_j^{\text{СП}}$  – соответствующие доли тепловой мощности  $i$ -го турбоагрегата,  $j$ -го пикового водогрейного котла (ПВК),  $j$ -го котлоагрегата, отпускающего свежий пар на сторону (СП).

$$\beta_i^{\text{Т/А}} = Q_{\text{ном}i}^{\text{турб}} / Q_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}};$$

$$\beta_j^{\text{ПВК}} = Q_{\text{ном}i}^{\text{ПВК}} / Q_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}};$$

$$\beta_j^{\text{СП}} = Q_{\text{ном}i}^{\text{СП}} / Q_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}.$$

Установленная тепловая мощность ТЭЦ

$$Q_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = \sum_1^n Q_{\text{ном}j}^{\text{турб}} + \sum_1^m Q_{\text{ном}j}^{\text{ПВК}} + \sum_1^k Q_{\text{ном}j}^{\text{СП}}.$$

Для КЭС, имеющих и теплофикационные агрегаты, планирование  $k_{\text{гот}}$  ведется отдельно по конденсационному и отдельно по теплофикационному оборудованию, а затем по станции в целом.

### 3.6. Контрольные вопросы

1. В чем заключается система планово-предупредительных ремонтов (ППР)?
2. Что является нормативной базой ППР?
3. Перечислите особенности планирования ремонтов энергооборудования на тепловых электростанциях.
4. Зачем необходимо планировать коэффициент готовности?
5. Как определяется коэффициент готовности к работе электростанции?
6. Что учитывается при определении времени простоя оборудования?

## 4. НОРМИРОВАНИЕ ЭНЕРГОБАЛАНСА ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ТЭС)

### 4.1. Нормативная база энергобаланса ТЭС

Все технико-экономические показатели работы электростанций определяются в результате разработки топливно-энергетического баланса станции. Он является частью плана производства энергии и состоит из балансов электроэнергии, теплоэнергии, топлива. Все части балансов взаимосвязаны.

Методика планирования и нормирования баланса ТЭС была разработана и внедрена в энергосистему Ленэнерго А.С. Горшковым в 1932 году. В 1944 году она была дополнена и стала обязательной. Эта методика учитывает особенности нормирования расхода топлива и энергии, связанные с параллельной работой агрегатов с переменной нагрузкой и удовлетворяет всем требованиям при нормировании баланса: режима работы, распределения нагрузки и т. д.

Методика нормирования энергобаланса ТЭС базируется на четырех группах норм первичных качественных показателей энергетических процессов, позволяет определить экономичность работы ТЭС при различных нагрузках и условиях эксплуатации. Эти группы норм являются решающими при планировании энергобаланса ТЭС и требуют отдельного рассмотрения.

#### *4.1.1 Нормы расхода подведенной энергии при установившемся режиме.*

В основу этой группы норм положены энергетические характеристики основного энергетического оборудования – индивидуальные или групповые. Энергетические характеристики могут быть линейными и кусочно-линейными. Легче всего нормировать линейные характеристики. В этом случае для всех видов энергооборудования нормируют: часовой расход теплоты на холостой ход и частичный удельный расход (относительный прирост) подведенной или потерянной мощности при увеличении нагрузки на единицу.

Если энергетическая характеристика кусочно-линейная, то помимо указанных показателей нормируют частичный удельный расход в зоне перегрузки энергетической характеристики и полезную мощность, при которой происходит излом энергетической характеристики (экономическая мощность).

Эти нормы устанавливаются на основании испытаний агрегатов применительно к нормативному состоянию агрегата и наиболее характерным условиям

его работы. Определенный по этим нормам расход подведенной энергии называется характеристическим расходом установившегося режима.

**4.1.2 Нормы-поправки.** Эта группа норм служит для внесения коррективов в случае изменения состояния агрегата и условий эксплуатации по сравнению с характеристическими.

Изменение условий эксплуатации, не зависящих от качества работы обслуживающего персонала ТЭС, может привести к отклонению тех или иных показателей энергетического процесса от нормы, и скажется на расходе агрегатом подведенной к нему энергии. Например, колебания температуры воздуха и охлаждающей воды приведут к изменению вакуума и следовательно, величины расхода теплоты на турбоагрегат. Неисправность воздухоподогревателя котлоагрегата снижает температуру воздуха, поступающего в топку, что увеличит расход топлива и т.д.

При *незначительных* отклонениях от характеристических условий работы и состояний, изменения в расходе подведенной энергии учитываются особыми поправками, устанавливаемыми либо расчетом, либо специальными испытаниями.

Примеры:

1. К характеристическому расходу теплоты турбоагрегатом необходимы поправки при изменении: температуры охлаждающей воды; температуры перегретого пара; давления перед турбиной, в противодавлении или отборе; температуры подогрева конденсата и др.
2. К характеристическому расходу топлива котлоагрегатом необходимы поправки при изменении: качества топлива (влажность, зольность, содержание мелочи), ассортимента топлива; температуры подогрева воздуха в топке; температуры охлаждающей воды т.д.

Изменения в состоянии оборудования (неисправности) также могут сделать необходимым введение поправок к характеристическим расходам.

При значительных изменениях условий эксплуатации и состояния агрегата требуются специальные испытания и построение на их основе новых энергетических характеристик и, следовательно, новых норм расхода подведенной энергии при установившемся режиме.

В большинстве случаев, с достаточной для практических целей точностью, можно сказать, что изменение энергии, подведенной к агрегатам, пропорцио-

нально изменениям соответствующих показателей процесса производства энергии.

Для правильной корректировки характеристических расходов при изменении условий эксплуатации необходимо знать нормальное значение корректируемого показателя при новых условиях эксплуатации. Для этого отклонение нормального значения этого показателя от характеристического умножают на норму-поправку и определяют суммарный корректив на изменение расхода энергии.

$$\Delta W_{\Pi} = \Delta q_{\Pi} (\Pi_X - \Pi_H), \%$$

где  $\Delta q_{\Pi}$  – норма-поправка, при отклонении одного из показателей от характеристического, %;  $\Pi_X$ ,  $\Pi_H$  – характеристическое и нормальное значение того же показателя.

Зная при этом корректив, можно определить, новый, скорректированный к изменившимся условиям эксплуатации, расход подведенной к агрегату энергии:

$$W_H = W_X (1 + \Delta W_{\Pi} / 100),$$

где  $W_X$  – характеристический расход агрегатом подведенной энергии;  $W_H$  – нормальный расход подведенной энергии, соответствующий изменившимся условиям эксплуатации.

Если необходимо внести поправки на изменение нескольких показателей агрегата, то по каждому из них определяют соответствующие процентные изменения расхода подведенной энергии, после этого определяют суммарное значение поправки.

Так, если  $\Pi_{Xi}$  и  $\Pi_{Hi}$  – соответственно характеристическое и нормальное значение какого-либо показателя, а  $\Delta q_{\Pi i}$  – норма-поправка (%), то суммарная поправка (%) к характеристическому расходу подведенной энергии составит:

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_i \Delta W_{\Pi i} = \sum_i [\Delta q_{\Pi i} (\Pi_{Xi} - \Pi_{Hi})], \%$$

Нормальный расход агрегатом подведенной энергии при этом составит:

$$W_H = W_X (1 \pm \Delta W_{\Sigma} / 100).$$

Это положение с достаточной для практики точностью действительно и в случае, когда изменения показателей происходят в агрегатах, последовательно соединенных в энергетической цепочке:

$$W_H = W_X (1 \pm \Delta W'_\Sigma / 100) (1 \pm \Delta W''_\Sigma) \approx W_X (1 \pm \Sigma \Delta W_\Sigma / 100)$$

где  $\Delta W'_\Sigma$  и  $\Delta W''_\Sigma$  – суммарный корректив соответственно по первой и второй ступеням энергетической цепочки.

**4.1.3 Третья группа норм** учитывает дополнительный расход энергии, вызванный остановками и пусками агрегатов, а также содержанием его в горячем резерве. *Пусковой* расход энергии по агрегату или блоку зависит от ряда факторов, главным из которых являются мощность, конструкция, продолжительность остановки, а для блока – еще и схема пуска. Для определения пусковых расходов энергии по агрегатам необходимо знать норму расхода на один пуск каждого агрегата, количество пусков и остановов, задаваемых режимом работы. Норму пускового расхода устанавливают по данным испытаний.

Дополнительный расход на *горячий резерв* связан с работой агрегата вне рабочей зоны характеристики, т.е. до нагрузки, соответствующей началу условного спрямления характеристики.

У большинства турбоагрегатов интервал нагрузки до начала спрямления характеристики весьма мал, поэтому расход на горячий резерв турбоагрегата приближается к расходу холостого хода, величина которого и может быть принята за норму для горячего резерва.

Иначе обстоит дело с котлоагрегатом, расход на горячий резерв которого отличается от расхода холостого хода спрямленной характеристики и поэтому может быть установлен лишь на основе испытаний. Аналогично обстоит дело и с блоками.

**4.1.4 Четвертая группа норм** обеспечивает установление показателей баланса ТЭС брутто и нетто. Эта группа норм позволяет получить *расходы энергии на собственные нужды* основного оборудования, а также потери энергии вне оборудования.

Все расходы энергии на собственные нужды агрегатов и потери энергии вне агрегатов можно условно разбить на 3 части.

*Первая* – связаны с технологическим процессом и зависят от продолжительности работы и выработки основных агрегатов –  $T_{\text{раб}}$ , режима: расходы в циркуляционных и питательных, конденсатных насосах, вентиляторах, дымососах, на обдувку и продувку котлов, расходы пара на форсунки и подогрев мазута.

Расходы и потери по этим приемникам почти всегда устанавливаются на 1 час работы и на единицу выработки основных агрегатов. Для циркуляционных насосов норму устанавливают не на 1 час работы турбины, а на 1 час работы самого циркуляционного насоса.

*Вторая* – расходы энергии в дробильных установках, транспортерах, мельницах, питательных насосах при групповом питании; потери теплоты при распределении пара и воды (потери в паро- и трубопроводах, на подсушку воздуха).

Т.е. эти расходы связаны с технологическим процессом и зависят от режима работы и выработки цехов и станции в целом.

Эти виды расходов можно нормировать аналогично первому случаю, в зависимости от числа часов работы, выработки или потребления энергии цехом. Потери теплоты при распределении нормируют, как правило, на 1 час работы котлоагрегата, но иногда устанавливают в % от полезного отпуска теплоты или выражают укрупненной нормой в Гкал на месяц.

*Третья* – непосредственно не связанные с технологическим процессом и не зависящие от числа работы и выработки агрегатов и цехов.

Сюда относят расходы энергии на привод станков в механических мастерских, на сварку при ремонте, на отопление, на освещение, души, кипятильники, пожарные насосы и т.д.

В энергобалансе станции необходимо учитывать расходы, которые можно отнести на производство: освещение и отопление производственных цехов, на сварку и другие цели при работе в основных цехах. Для этих расходов устанавливают нормы, дифференцированные по месяцам года.

Не относят на производство расходы на отопление и освещение непроизводственных зданий, на привод станков механической мастерской и компрессорной.

Наиболее крупными потребителями энергии на собственные нужды являются питательные и циркуляционные насосы, тягодутьевая установка, вентиляторы, пылеприготовление. Правильное нормирование технологического процесса ТЭС определяется индивидуальными особенностями тепловой схемы, эксплуатационными свойствами оборудования.

При разработке норм необходимо пользоваться результатами эксплуатационных испытаний основного и вспомогательного оборудования. Однако трудности проведения таких испытаний заставляют прибегать к менее точным методам, в частности, к проверенным данным по эксплуатации, учету или к теоретически рассчитанным. Все нормы, независимо от способа их получения периодически уточняются и корректируются.

#### 4.2. Порядок и методы нормирования энергобаланса ТЭС

Разработка энергобаланса ТЭС с применением перечисленных групп норм ведется в определенной последовательности.

1. Заданные графики электрической тепловой нагрузок распределяются между турбоагрегатами и определяют режим их работы. При этом:

- а) стремятся к экономическому режиму их совместной работы, обеспечивающему наименьшие расходы теплоты на производство электроэнергии;
- б) учитывают технические и эксплуатационные ограничения (технический минимум, допустимую периодичность пусков и остановов турбин, плановые простои во время ремонтов).

Для теплофикационных турбоагрегатов определяется вынужденная электрическая мощность, получаемая по теплофикационному циклу как  $N_T = f(Q_{отл})$ , а также вынужденная конденсационная мощность на вентиляционном пропуске пара в цилиндр низкого давления турбоагрегата.

Регулируемую часть графика получают как разность между заданной нагрузкой ТЭЦ и вынужденной электрической мощностью. Эта часть графика может быть покрыта двумя путями (в соответствии с экономическими показателями):

- либо догрузкой теплофикационных турбоагрегатов по конденсационному режиму;
- либо конденсационными турбоагрегатами.

2. На основании распределения суточных графиков нагрузки и энергетических характеристик определяют: суточную выработку энергии каждым агрегатом, в том числе по конденсационному и теплофикационному циклам; число часов работы турбоагрегатов; число пусков-остановов.

3. Определяют расходы теплоты на с.н. ТЭС.



4. Строят график тепловой нагрузки котельной с учетом отпуска острым паром, затем распределяют его между котлоагрегатами.
5. На основании выделенных графиков нагрузки и энергетических характеристик котлоагрегатов определяют расход условного топлива для конкретных условий эксплуатации.
6. По графикам нагрузки турбоагрегатов и котлоагрегатов определяют расход электроэнергии на с.н.
7. В результате составляется полный энергетический баланс и вычисляются все технико-экономические показатели брутто и нетто.

Для составления полного энергобаланса ТЭС могут быть использованы 2 метода: 1) пофазный (или синтетический) и 2) укрупненный (или метод турбоблоков).

Пофазный метод нормирования удельных расходов является развернутым. Порядок расчета определяется приведенной схемой расчета. Расчеты подразделяются на две фазы: производство и отпуск электроэнергии (машинный и электрический цехи); производство и отпуск тепловой энергии (котельная, теплофикационное отделение).

Метод используется для разработки планового баланса ТЭС при краткосрочном текущем планировании (смена, сутки, декада, месяц). Расчеты ведутся в специальной форме № 3-тех, которая одновременно является и формой технического отчета. Этот метод позволяет получить плановые технико-экономические показатели по ТЭС в целом, по каждому цеху, а при желании – для отдельных агрегатов.

При перспективном планировании, когда требуются многовариантные расчеты, этот метод становится громоздким и трудоемким. Необходимость учета некоторых условий эксплуатации (величина и температура уходящих газов за котлом, вакуум и изменение начальных параметров и параметров отборов у турбин) не уточняет, а усложняет расчеты. Притом фактические условия эксплуатации могут существенно отличаться от плановых.

Дальнейшим развитием пофазного метода стал метод расчета удельного расхода топлива по турбоблокам (метод турбоблоков). Он является более упрощенным, позволяет вести нормирование энергобаланса ТЭС сразу в условном топливе, отдельно по отпуску электро- и теплоэнергии, минуя фазу производства теплоты.

В основу метода положено допущение, что на ТЭС используются однотипные котлоагрегаты, работающие в зоне экономических нагрузок.

Благодаря такому допущению можно энергетические характеристики турбоагрегатов, выраженные в теплоте, умножить на величину удельного расхода условного топлива котлоагрегата в экономической зоне нагрузки и получить сразу расход условного топлива.

Полученные по таким энергетическим характеристикам (в условном топливе) нормы расхода топлива служат для расчета топлива агрегатами при установленном режиме. Полный расход и соответствующие удельные расходы брутто и нетто можно получить с помощью двух других групп норм.

### **4.3. Пофазный, или синтетический, метод нормирования энергобаланса**

Порядок расчета определяют строгую последовательность и четкую классификацию расчетов.

#### ***4.3.1. Энергобаланс турбинного цеха и его технико-экономические показатели***

а) Определяют расход теплоты на выработку электроэнергии по энергетическим характеристикам, но без учета отпуска теплоты из отборов турбин. Этот расход  $Q_{э}$  определяется для каждого турбоагрегата с учетом поправок в % на эксплуатационные условия. Затем определяются расходы теплоты брутто на выработку электроэнергии  $i$ -м агрегатом и КПД брутто

$$Q_{эi} = Q_{хрi} (1 \pm \Delta Q / 100) \text{ (Гкал, ГДж)}$$

$$q_{эi}^{\text{бр}} = Q_{эi} / W_{эi}$$

$$\eta_i^{\text{бр}} = (k_{э} \cdot W_{эi} / Q_{эi}) \cdot 100\%$$

$k_{э}$  – тепловой коэффициент 1 МВт·ч:  $k_{э} = 3,6$ , если  $Q$  – ГДж;  $k_{э} = 0,86$ , если  $Q$  – Гкал.

б) Определяют расходы теплоты на с.н.  $Q_{\text{Т}}^{\text{СН}}$  и электроэнергии на с.н.  $W_{\text{Т}}^{\text{СН}}$  турбинным цехом по нормам для каждого турбоагрегата и цеху в целом, при этом общецеховые расходы распределяются между турбоагрегатами.

Расход теплоты на СН включает расходы: на пуски турбин ( $Q_{\text{п}}$ ), на турбоприводы вспомогательных механизмов ( $Q_{\text{тпр}}$ ), на отопление производственных помещений ( $Q_{\text{от}}$ ), на потери с дренажами ( $Q_{\text{др}}$ ) и др.:

$$Q_{\text{т}}^{\text{СН}} = Q_{\text{п}} + Q_{\text{тпр}} + Q_{\text{от}} + Q_{\text{др}}.$$

Расход электроэнергии на СН турбинного цеха включают расходы на: циркуляционные насосы ( $W_{\text{цн}}$ ), на конденсатные насосы ( $W_{\text{кн}}$ ), пожарные насосы ( $W_{\text{пож.н}}$ ), хозяйственные насосы ( $W_{\text{хоз}}$ ), перекачивающие насосы дренажей ( $W_{\text{пер}}$ ) регенерационных установок, на освещение ( $W_{\text{осв}}$ ), на охлаждение генераторов ( $W_{\text{охл.г}}$ ), на СН электроцеха ( $W_{\text{эл.ц}}^{\text{СН}}$ ) – на мотор-генераторы, двигатели открытой подстанции, охлаждение трансформаторов, масляное хозяйство, потери в трансформаторах:

$$W_{\text{т}}^{\text{СН}} = W_{\text{цн}} + W_{\text{кн}} + W_{\text{пож.н}} + W_{\text{хоз}} + W_{\text{пер}} + W_{\text{осв}} + W_{\text{охл.г}} + W_{\text{эл.ц}}^{\text{СН}}.$$

в) Определяют суммарный расход теплоты на выработку электроэнергии ( $Q_{\text{э}}$ ) и суммарную выработку электроэнергии ( $W_{\text{э}}$ ):

$$Q_{\text{э}} = \sum_1^n Q_{\text{э}i}$$

$$W_{\text{э}} = \sum_1^n W_{\text{э}i}.$$

г) Рассчитывают удельный расход теплоты нетто  $q_{\text{т}}^{\text{HT}}$  и КПД нетто  $\eta_{\text{т}}^{\text{HT}}$ :

$$q_{\text{т}}^{\text{HT}} = \frac{Q_{\text{э}} + Q_{\text{т}}^{\text{СН}}}{W_{\text{э}} - W_{\text{т}}^{\text{СН}}};$$

$$\eta_{\text{т}}^{\text{HT}} = \frac{k_{\text{э}}(W_{\text{э}} - W_{\text{т}}^{\text{СН}})}{Q_{\text{э}} + Q_{\text{т}}^{\text{СН}}} \cdot 100\%.$$

д) Определяют полную выработку теплоты котельным цехом ( $Q_{\text{к}}^{\text{бп}}$ ). Для этого составляют баланс теплоты по электростанции. Для этого необходимо знать:

- расход теплоты турбинным цехом на выработку электроэнергии и на СН: ( $Q_{\text{э}} + Q_{\text{т}}^{\text{СН}}$ );
- количество теплоты, полезно отпущенной потребителям  $Q_{\text{отп}}$ ;

- количество теплоты, которое компенсирует потери в подогревательных установках и трубопроводах  $Q_{\text{пот}}$ ;
- расход теплоты на СН котельной  $Q_{\text{к}}^{\text{СН}}$ .

Количество отпущенной теплоты устанавливаются по графикам тепловой нагрузки:

$$Q_{\text{отп}} = Q_{\text{отб}} + Q_{\text{роу}},$$

где  $Q_{\text{отб}}$  – отпуск теплоты из отборов турбин или из противодавления;  $Q_{\text{роу}}$  – отпуск острого или редуцированного пара.

$$Q_{\text{пот}} = \Delta Q_{\text{под у}} + \Delta Q_{\text{труб}}.$$

Потери теплоты в подогревающих устройствах  $\Delta Q_{\text{под у}}$  нормируют по теплофикационному отделению в % к отпуску теплоты в горячей воде.

Потери теплоты при распределении  $\Delta Q_{\text{труб}}$  нормируют в % к отпуску теплоты котельными нетто, т.е. без учета расхода теплоты на СН котельной и потерь теплоты с продувочной водой:

$$Q_{\text{к}}^{\text{нт}} = \frac{Q_{\text{э}} + Q_{\text{т}}^{\text{СН}} + Q_{\text{отп}} + \Delta Q_{\text{под у}}}{\eta_{\text{тп}}};$$

$\eta_{\text{тп}} = 1 - q_{\text{пот}}^{\text{распр}}$ , где  $q_{\text{пот}}^{\text{распр}}$  – относительные потери теплоты при распределении, учитываемые обычно КПД теплового потока  $\eta_{\text{тп}}$ .

Расходы теплоты на СН котельного цеха  $Q_{\text{к}}^{\text{СН}}$  включают расходы на: нефтехозяйство (распыл, разогрев и перекачка мазута); паровой привод питательных насосов, на их содержание в горячем резерве и опробование; на водоподготовку, отопление служебных помещений котельного цеха и топливоподачу, на душевые устройства: на обдувку котлоагрегатов, их продувку, прогрев и продувку при пусках (потери теплоты с продувочной водой выделяют особо).

Расход теплоты нормируют:

- на распыл мазута – на 1 т мазута;
- на разогрев мазута – на 1 час работы котельной и на его перекачку;
- на паровой привод питательных насосов – на 1 час их работы и нахождения в горячем резерве;
- на потери с продувочной водой – в % к  $Q_{\text{к}}^{\text{бр}}$ .

В результате получают:  $Q_K^{бр} = Q_K^{нт} + Q_K^{сн}$ .

#### 4.3.2. Энергетический баланс котельного цеха

Найденную таким образом выработку теплоты распределяют между котлоагрегатами с учетом их экономичности, состояния, простоев в текущем и капитальном ремонтах и вида сжигаемого топлива. На основании этого определяют:

- количество растопок (больших, малых и средних);
- число часов работы каждого котлоагрегата;
- число часов простоя в горячем резерве.

Далее рассчитываются технико-экономические показатели котельного цеха.

а) Расчетный (характеристический) расход условного топлива каждым агрегатом и котельного цеха:

$$V_{хар} = Q_K^{бр} / k_{эт} \cdot \eta_K^{бр}, \text{ (тут)},$$

где  $k_{эт}$  – энергетический эквивалент по топливу (29,3; 7,0);  $\eta_K^{бр} = 0,87—0,90$ .

б) Эксплуатационный расход условного топлива с учетом поправок ( $\Delta B$ , %) на изменение качества топлива и других эксплуатационных условий:

$$V_{экс} = V_{хар} (1 \pm \Delta B / 100).$$

в) Расход топлива для неустановившегося режима:

— горячий резерв:

$V_{гр} = v_{гр} T_{гр}$ , где  $v_{гр}$  и  $T_{гр}$  – соответственно норма расхода топлива на 1 час горячего резерва и время простоя агрегата в горячем резерве;

— на пуски агрегата:

$$V_{п} = v_m \cdot n_m + v_{ср} \cdot n_{ср} + v_b \cdot n_b,$$

где  $v_m$ ,  $v_{ср}$ ,  $v_b$  – норма расхода условного топлива на малую, среднюю и большую растопки;  $n_m$ ,  $n_{ср}$ ,  $n_b$  – число малых, средних и больших растопок.

г) Полный расход условного и натурального топлива:

$$V = V_{эксп} + V_{гр} + V_{п}, \text{ (тут)},$$

$$V_{нат} = V / \text{Экв}, \text{ (тнт)}, \text{ где Экв – калорийный эквивалент топлива.}$$

д) Выработка пара котельной  $D_k^{бр} = Q_k^{бр} / (i_{пл} - i_0)$ ,  $(i_{пл} - i_0) \sim 0,6$  Гкал/т пара.

е) Расход электроэнергии, связанный с производством пара, на СН: на привод питательных насосов ( $W_{пит}$ ), на тягодутьевые устройства ( $W_{тд}$ ), на помол топлива в мельницах ( $W_{тп}$ ), на гидрозолоудаление ( $W_{гз}$ ), прочее ( $W_{пр}$ ):

$$W_k^{CH} = W_{пит} + W_{тд} + W_{тп} + W_{гз} + W_{пр}.$$

ж) Расход теплоты на производство электроэнергии, затрачиваемой на СН котельного цеха:

$$Q_{кэ}^{CH} = k_э \cdot W_k^{CH} / \eta_T^{HT}, \eta_T^{HT} - \text{КПД нетто турбинного цеха.}$$

з) КПД нетто котельного цеха:

$$\eta_k^{HT} = \frac{Q_k^{бр} - Q_k^{CH} - Q_{кэ}^{CH} - Q_{пр}}{k_{э,Т} \cdot B}.$$

#### 4.3.3. Энергобаланс теплофикационного цеха

Отпуск теплоты внешним потребителям вызывает дополнительные потери и расходы теплоты и электроэнергии на СН теплофикационного отделения. Они должны быть определены и учтены при определении расходов топлива, относимого на теплоту. Расчет технико-экономических показателей производства теплоты, отпускаемой из отборов турбин, производится так же, как и при отпуске теплоты из котельного цеха. Последовательность расчетов следующая.

а) КПД теплофикационного отделения (ТФО) по отпуску теплоты внешним потребителям без учета расхода электроэнергии на СН:

$$\eta_{то}^{HT(T)} = \frac{Q_{отп}}{Q_{отп} + Q_{пот}} \cdot 100\%,$$

где  $Q_{отп}$  – отпуск теплоты паром и горячей водой;  $Q_{пот}$  – потери теплоты, связанные с ее отпуском – в основных и пиковых водогрейных подогревателях, РОУ, отборах турбин, при приготовлении химически очищенной воды, связанных с увеличенной продувкой котлов из-за невозврата конденсата потребителями.

б) Расход электроэнергии при отпуске теплоты горячей водой – на привод сетевых насосов  $W_{сет}$ , конденсатных  $W_{конд}$ , подпиточных  $W_{подп}$ :

$$W_{\text{ТО}}^{\text{CH}} = W_{\text{сет}} + W_{\text{конд}} + W_{\text{подп}} \text{ или } W_{\text{ТО}}^{\text{CH}} = \omega \cdot Q_{\text{отп}},$$

где  $\omega = 4,5 \dots 8,3$  кВт·ч/ГДж.

в) Эквивалентный расход теплоты на производство электроэнергии, относимый к отпуску теплоты внешним потребителям:

$$Q_{\text{ТОЭ}}^{\text{CH}} = \frac{k_{\text{э}} \cdot W_{\text{ТО}}^{\text{CH}}}{\eta_{\text{T}}^{\text{HT}}}.$$

г) КПД нетто на отпуск теплоты от ТЭС ТФО с учетом расхода электроэнергии на СН:

$$\eta_{\text{ТО}}^{\text{HT}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{Q_{\text{отп}} + Q_{\text{пот}} + Q_{\text{ТОЭ}}^{\text{CH}}} \cdot 100\%.$$

д) удельный расход условного топлива на отпущенную от ТЭС теплоту:

- при отпуске теплоты паром:

$$B_{\text{ТП}} = \frac{1}{k_{\text{ЭТ}} \cdot \eta_{\text{К}}^{\text{HT}} \cdot \eta_{\text{ТО}}^{\text{HT(Т)}} \cdot \eta_{\text{ТП}}}, \eta_{\text{ТО}}^{\text{HT(Т)}} - \text{без учета расхода на СН.}$$

- при отпуске теплоты в горячей воде:

$$B_{\text{ТГВ}} = \frac{1}{k_{\text{ЭТ}} \cdot \eta_{\text{К}}^{\text{HT}} \cdot \eta_{\text{ТО}}^{\text{HT}} \cdot \eta_{\text{ТП}}}, \text{ где } \eta_{\text{ТО}}^{\text{HT}} - \text{с учетом расхода электроэнер-}$$

гии на СН.

е) Общий расход условного топлива на отпущенную теплоту:

$$B_{\text{T}} = (B_{\text{ТП}} \cdot Q_{\text{П}} + B_{\text{ТГВ}} \cdot Q_{\text{ГВ}}), \text{ (ТУТ)},$$

где  $Q_{\text{П}}$  и  $Q_{\text{ГВ}}$  – соответственно отпуск теплоты в паре и горячей воды.

ж) Средний удельный расход топлива на единицу отпущенной теплоты:

$$B_{\text{T ср}} = B_{\text{T}} / Q_{\text{отп}}.$$

з) КПД ТЭС нетто по производству теплоты, отпускаемой внешним потребителям:

$$\eta_{\text{ст(Т)}}^{\text{HT}} = Q_{\text{отп}} / (k_{\text{ЭТ}} \cdot B_{\text{T}}) \cdot 100\% = 1 / (k_{\text{ЭТ}} \cdot B_{\text{T ср}}) \cdot 100\%.$$

#### 4.3.4. Техничко-экономические показатели ТЭС

КЭС.

Отпуск электроэнергии с шин

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{выр}} - W_{\text{ст}}^{\text{CH}} = W_{\text{выр}} - (W_{\text{к}}^{\text{CH}} + W_{\text{т}}^{\text{CH}}).$$

Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию:

$$v_{\text{отп}}^{\text{э}} = B / W_{\text{отп}}, \text{ (гУТ/кВт}\cdot\text{ч)}.$$

КПД нетто станции:

$$\eta_{\text{ст}}^{\text{HT}} = \frac{k_{\text{э}} \cdot W_{\text{отп}}}{k_{\text{эт}} \cdot B} = (0,123 / v_{\text{отп}}^{\text{э}}) \cdot 100\%$$

или

$$\eta_{\text{ст}}^{\text{HT}} = \eta_{\text{к}}^{\text{HT}} \cdot \eta_{\text{т}}^{\text{HT}} \cdot \eta_{\text{тл}}$$

$$v_{\text{отп}}^{\text{э}} = 0,123 / \eta_{\text{ст}}^{\text{HT}}.$$

*ТЭЦ.*

На ТЭЦ общий расход топлива распределяют между электроэнергией и теплотой. Полный и удельный расходы топлива составят:

$$B_{\text{э}} = B - B_{\text{т}}$$

$$v_{\text{отп}}^{\text{э}} = B_{\text{э}} / W_{\text{отп}}$$

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{выр}} - W_{\text{ст}}^{\text{CH}}$$

$$W_{\text{ст}}^{\text{CH}} = W_{\text{к}}^{\text{CH}} + W_{\text{т}}^{\text{CH}} + W_{\text{то}}^{\text{CH}}$$

КПД ТЭЦ по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ст э}}^{\text{HT}} = \frac{0,123 W_{\text{отп}}}{B_{\text{э}}} = \frac{0,123}{v_{\text{отп}}^{\text{э}}} \cdot 100\%.$$

Расход электроэнергии на СН необходимо распределить между теплотой и электроэнергией.

Сначала распределяют расход электроэнергии котельного цеха СН пропорционально расходу теплоты на производство электрической и тепловой энергии, отпускаемой потребителям:

$$W_{\text{к т}}^{\text{CH}} = W_{\text{к}}^{\text{CH}} \left( \frac{Q_{\text{отп}} + Q_{\text{пот}}}{Q_{\text{к}}^{\text{HT}}} \right)$$



$$W_{к\ э}^{CH} = W_{к}^{CH} \left(1 - \frac{Q_{отп} + Q_{пот}}{Q_{к}^{HT}}\right)$$

Тогда суммарный расход электроэнергии на СН, относимый на производство теплоты составит:

$$W_{ст\ т}^{CH} = W_{к\ т}^{CH} + W_{то}^{CH}$$

На производство электроэнергии:

$$W_{ст\ э}^{CH} = W_{к\ э}^{CH} + W_{т}^{CH}$$

Затем определяют удельные расходы электроэнергии на СН:

- по производству теплоты:

$$k_{т}^{CH} = \frac{W_{ст\ т}^{CH}}{Q_{отп}}, \text{ (кВт}\cdot\text{ч/ГДж)}$$

- по производству электроэнергии:

$$k_{э}^{CH} = \frac{W_{ст\ э}^{CH}}{W_{выр}} \cdot 100\%$$

## 4.4. Метод турбоблоков

### 4.4.1. Нормирование расхода топлива

Этот метод является продолжением пофазного метода, но его использование позволяет не рассчитывать энергобаланс котельного цеха.

Составление планового баланса энергии на ТЭС по методу турбоблоков предполагает, что на ТЭС установлены однотипные котлоагрегаты, работающие в зоне экономических нагрузок. Расчеты проводятся для каждого квартала года в изложенной ниже последовательности.

1. На основе распределения графиков тепловой и электрической нагрузок ТЭС, используя энергетические характеристики турбин, определяют суточные расходы теплоты каждым турбоагрегатом, но уже с учетом отпуска теплоты из отборов. Так, для турбоагрегата типа «Т»:

$$Q_{хар}^{сут} = Q_{xx} \cdot T_p + \sum \delta W_i + Q_T^{сут},$$

где  $Q_{xx}$  – расход тепла на холостой ход, Гкал/ч;  $T_p$  – время работы агрегата за сутки, ч;  $\delta$ ,  $W_i$  – частичный удельный расход теплоты и выработка электроэнергии в соответствующей зоне энергетической характеристики турбины ( $W_i$  определяется планированием графика электрической нагрузки);  $\delta$  – принимают по энергетическим характеристикам турбин,  $Q_T^{\text{сут}}$  – суточный отпуск теплоты из отборов теплофикационных турбин.

Суммируя суточные расходы теплоты по отдельным агрегатам, определяют характеристический расход теплоты всеми турбоагрегатами ТЭС для заданных условий работы оборудования:

$$Q_{\text{хар}}^{\text{сут}} = \sum^m Q_{\text{хар}}^{\text{сут}}$$

2. На основе данных о суточных расходах теплоты турбоагрегатами определяют характеристические расходы теплоты для ТЭС на каждый квартал планируемого периода. Например, за I квартал

$$Q_{\text{хар}}^{\text{I}} = \sum^l \sum^m Q_{\text{хар}}^{\text{сут}} \cdot n_x$$

где  $m$  – число работающих агрегатов;  $n_x$  – длительность (в сутках) каждого характерного периода в I квартале (месяце);  $l$  – число характерных периодов работы оборудования в I квартале.

3. Определяют характеристические расходы условного топлива за каждый квартал года (т):

$$B_{\text{хар}}^{\text{кв}} = b_k^{\text{эк}} \cdot Q_{\text{хар}}^{\text{кв}} = \frac{Q_{\text{хар}}^{\text{кв}}}{\eta_k^{\text{эк}} \eta_{\text{тп}} Q_p^{\text{п}}}$$

где  $\eta_k^{\text{э}}$  – к.п.д. котельной (котлоагрегата) нетто в зоне экономических нагрузок, принимается равным 0,87 при работе на твердом топливе; 0,9 – при работе на газе и мазуте;  $\eta_{\text{тп}} = 0,98 \dots 0,99$  – к.п.д. теплового потока;  $Q_p^{\text{п}}$  – теплотворная способность условного топлива.

4. Характеристические расходы топлива корректируют с учетом поправок на ожидаемые эксплуатационные условия. При этом в плановый энергетический баланс ТЭС вносят лишь те поправки, которые не зависят: от работы эксплуатационного персонала; на изменение качества топлива; на изменение температуры охлаждающей воды; на отклонения режимов работы котлоагрегатов от экономичных (принимают в размере 1...2 %).

Поправка на состояние оборудования учитывается в периоды работы до капитальных ремонтов, после которых все технико-экономические показатели доводятся до нормативных значений.

С учетом поправок скорректированный расход условного топлива составит

$$B_{\text{кор}}^{\text{кв}} = B_{\text{хар}}^{\text{кв}} \left( 1 + \frac{\sum \Delta B}{100} \right),$$

где  $\sum \Delta B$  – сумма поправок, % от  $B_{\text{хар}}$ .

5. Если в рассматриваемом периоде (месяц, квартал) имели место остановки и пуски агрегатов, необходимо учесть расходы подведенной энергии (топлива) на неустановившиеся режимы ( $B_{\text{нр}}$ ). Величина этих расходов зависит от исходного температурного состояния оборудования, конструкции котла и турбоагрегатов, начальных параметров пара и схемы пуска агрегатов. Продолжительность пуска изменяется в широких пределах и составляет от 1,5 до 8 ч.

С учетом затрат топлива на пуски эксплуатационный расход топлива по кварталам года определяют следующим образом:

$$B_{\text{экс}}^{\text{кв}} = B_{\text{кор}}^{\text{кв}} + B_{\text{нр}}^{\text{кв}},$$

$$B_{\text{нр}}^{\text{кв}} = \sum^m \left( n_i^{\Gamma} B_i^{\Gamma} + n_i^{\text{х}} B_i^{\text{х}} \right)$$

где  $n_i^{\Gamma}, n_i^{\text{х}}$  – число пусков  $i$ -го блока из горячего и холодного состояний;  
 $B_i^{\Gamma}, B_i^{\text{х}}$  – нормы расхода условного топлива на один пуск из соответствующего температурного состояния ( $T$ );  $m$  – число  $i$ -тых блоков.

Число пусков блоков из холодного состояния определяют по графикам ремонтов, из горячего (после остановки на 6...8 часов) – по суточным графикам электрической нагрузки агрегатов ТЭС.

6. При составлении полного энергобаланса ТЭС необходимо учесть дополнительные расходы подведенной энергии, связанные с расходами теплоты на собственные нужды ТЭС, и потери.

Расход топлива на покрытие тепловых потерь и расход теплоты на собственные нужды ТЭС за квартал приближенно определяют по формуле

$$B_{\text{сн}}^{\text{кв}} = b_{\text{к}}^{\text{кор}} \left( \frac{Q_{\text{тц}}^{\text{сн}}}{\eta_{\text{тн}}} + Q_{\text{кц}}^{\text{сн}} + \sum Q_{\text{п}} \right) \tau_{\text{кв}},$$

где  $Q_{\text{ТЦ}}^{\text{СН}}$ ,  $Q_{\text{КЦ}}^{\text{СН}}$  – расходы теплоты на собственные нужды турбинного и котельного цехов за квартал;  $\Sigma Q_{\text{П}}$  – потери теплоты во внешних системах теплоснабжения;  $\tau_{\text{КВ}}$  – длительность квартала, ч;  $b_{\text{К}}^{\text{КОР}}$  – скорректированный удельный расход топлива на производство тепловой энергии в котельной ТЭС:

$$b_{\text{К}}^{\text{КОР}} \approx b_{\text{К}}^{\text{ЭК}} \left( 1 + \frac{\Sigma \Delta B}{100} \right);$$

$\Sigma \Delta B$  – сумма поправок к характеристическому удельному расходу топлива, %.

В итоге определяют полный расход условного топлива (подведенной энергии) на ТЭС для заданных графиков выработки электро- и теплоэнергии ( $T$ )

$$B_{\Sigma}^{\text{КВ}} = B_{\text{ЭКСП}} + B_{\text{НР}} + B_{\text{СН}}^{\text{КВ}}.$$

7. Для определения технико-экономических показателей ТЭС за плановый период работы необходимо также учесть расходы электроэнергии на привод механизмов собственных нужд. Наиболее крупными потребителями электроэнергии на ТЭС являются: система пылеприготовления (угольные ТЭС); тягодутьевая система (вентиляторы, дымососы); питательные, циркуляционные и конденсационные насосы. Расход электроэнергии этими группами потребителей составляет до 90 % от суммарного расхода электроэнергии на ТЭС.

Расчеты выполняются с использованием норм-расходов электроэнергии агрегатами собственных нужд. Нормы устанавливаются, как правило, на единицу соответствующей продукции (переработанное топливо, подача воды, воздуха, конденсата и т.д.).

Необходимо отметить, что нормирование расходов электроэнергии на собственные нужды ТЭС достаточно сложно, так как эти расходы зависят от многих факторов – вида топлива, условий и режимов работы основного и вспомогательного оборудования, условий водоснабжения, радиуса транспортирования тепловой энергии и т.д.

#### ***4.4.2. Технико-экономические показатели эксплуатации ТЭС***

Располагая данными о суммарных расходах топлива на ТЭС и расходах энергии на собственные нужды, определяют основные плановые показатели, характеризующие экономичность производства тепловой и электрической энергии на ТЭС (по кварталам года и в целом за год).

1. Используя физический метод, суммарный расход условного топлива за квартал распределяют между тепловой и электрической энергией

$$B_{\Gamma} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{КВ}}}{Q_{\text{р}}^{\text{Н}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}} = \frac{Q_{\text{отб}}^{\text{КВ}} + Q_{\text{роу}}^{\text{КВ}}}{Q_{\text{р}}^{\text{Н}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}};$$

$$B_{\text{э}} = B_{\Sigma}^{\text{КВ}} - B_{\Gamma}.$$

Условность этого метода состоит в том, что весь эффект от комбинированного использования тепла для производства тепловой и электрической энергии целиком относят на производство электрической энергии. Расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС полностью относят на электроэнергию.

2. Удельные расходы условного топлива на производство тепловой (кг/Гкал) и электрической энергии (г/кВт·ч):

$$b_{\Gamma}^{\text{бр}} = \frac{B_{\Gamma}}{Q_{\text{отп}}},$$

$$b_{\text{э}}^{\text{бр}} = \frac{B_{\text{э}}}{W_{\text{выр}}}, \quad b_{\text{э}}^{\text{нт}} = \frac{B_{\text{э}}}{W_{\text{выр}}(1 - K_{\text{сн}})}.$$

3. К.п.д. использования топлива на ТЭС (%)

где  $k_{\text{э}}$  – тепловой эквивалент 1МВт·ч.

$$\eta_{\text{ТЭС}} = \frac{k_{\text{э}} \cdot W_{\text{выр}}^{\text{КВ}} + Q_{\text{отп}}^{\text{КВ}}}{B_{\Sigma}^{\text{КВ}} \cdot Q_{\text{р}}^{\text{Н}}} \cdot 100,$$

4. КПД ТЭС по производству электрической энергии (%)

$$\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{э}} = \frac{k_{\text{э}} \cdot W_{\text{выр}}^{\text{КВ}}}{B_{\text{э}}^{\text{КВ}} \cdot Q_{\text{р}}^{\text{Н}}} \cdot 100, \quad \text{или} \quad \eta_{\text{ТЭС}}^{\text{э}} = \frac{123}{b_{\text{э}}} \cdot 100.$$

5. КПД ТЭС по производству тепловой энергии (%)

$$\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{т}} = \frac{143}{b_{\Gamma}} \cdot 100.$$

6. Для характеристики использования оборудования определяют три показателя:

– число часов использования установленной мощности

$$h_y = \frac{W_{\text{выр}}}{N_y},$$

– коэффициент использования установленной мощности (%)  
 где  $\tau$  – длительность квартала (года), ч;

$$k_y = \frac{W_{\text{выр}}}{N_y \cdot \tau},$$

– число часов использования номинальной мощности отборов теплофикационных турбин

где  $Q_{\text{отб-р}}$  – расчетный отпуск (часовой) теплоты из соответствующего отбора турбины;  $Q_{\text{отб}}^{\text{кв}}$  – отпуск теплоты из отбора турбины за квартал.

$$h_{\text{отб}} = \frac{Q_{\text{отб}}^{\text{кв}}}{Q_{\text{отб-р}}},$$

Технико-экономические показатели определяют по кварталам и за год в целом. Результаты расчетов представляют в табличной форме.

## 4.5. Планирование удельных расходов топлива на основе укрупненных норм

### 4.5.1. Укрупненные нормы

На ТЭС во многих случаях:

- 1) устанавливается разнотипное оборудование по мощности и параметрам (турбоагрегаты и котлоагрегаты);
- 2) количество их может быть значительным;
- 3) соответственно количество и производительность агрегатов С.Н. также будет велико и разнообразно.

В этих случаях планирование удельных расходов топлива с помощью составления энергобалансов является трудоемким. С целью упрощения для планирования удельных расходов и их корректировки прибегают к укрупнению норм. Для этого используют рассмотренную *методику составления энергобаланса и первичную нормативную базу*.

*Укрупненные нормы* – это заранее рассчитанные удельные расходы – нетто:

- теплоты (на турбоагрегаты, турбоустановки, цехи);
- топлива (на котлоагрегаты, котельные установки, цехи).

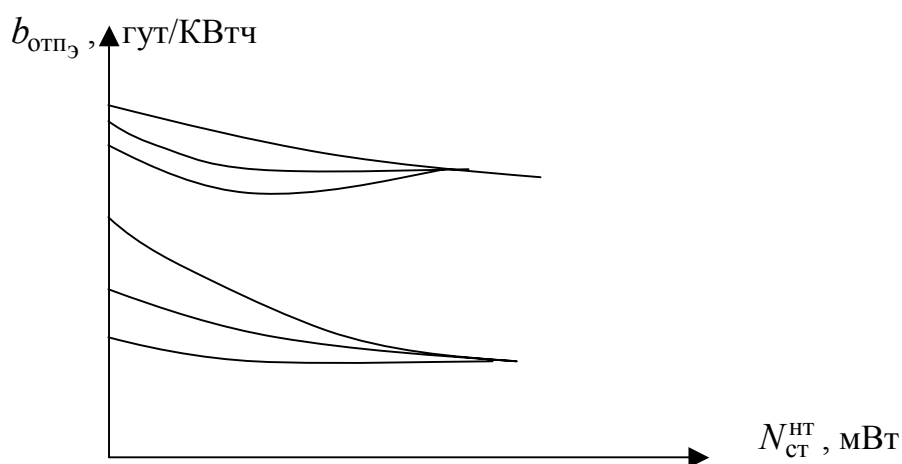
Эти нормы выражаются в виде зависимостей от нагрузки в графической форме.

Для получения этих зависимостей расчеты проводятся:

- 1) при различных значениях нагрузки;
- 2) для различных сочетаний работающего оборудования;
- 3) при оптимальном распределении нагрузки между турбоагрегатами;
- 4) применительно к характерным точкам энергетических характеристик: min, max, точек излома.

По результатам расчетов зависимости представляются в виде семейства кривых, по которым *без расчета энергобаланса* определяют удельные расходы нетто для различных типов электростанций.

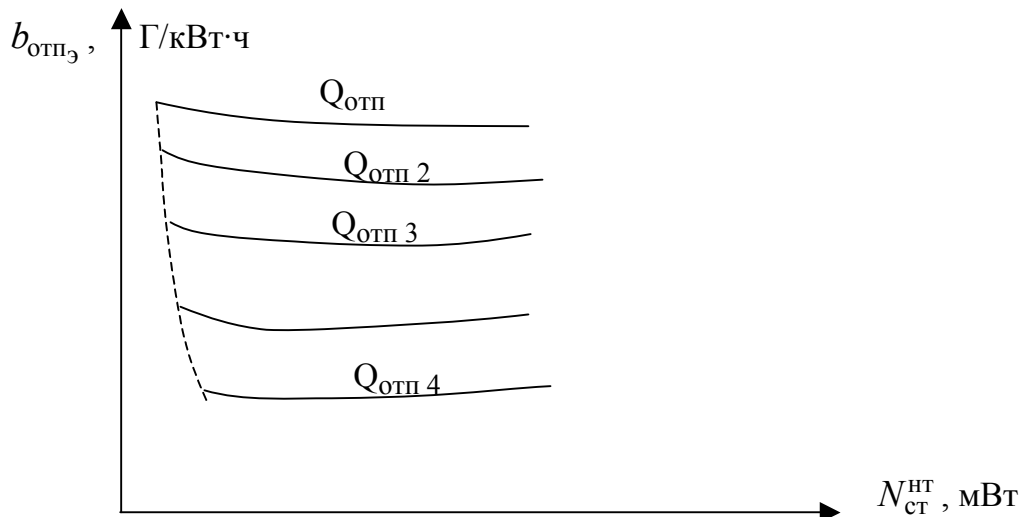
1. Для КЭС с поперечными связями зависимости  $b_{отп_э} = f(N_{СТ}^{HT})$  строятся для каждой очереди.



Число зависимостей определяется количеством характерных сочетаний работающих турбоагрегатов и котлоагрегатов.

2. Для блочных КЭС зависимости строятся для каждого блока в отдельности.

3. Для ТЭЦ – для каждой очереди при характерных величинах отборов турбин:  $b_{отп}^э = f(N_{ТЭЦ}^{HT} \cdot Q_{отп})$ .



#### 4.5.2. Планирование удельных расходов на КЭС с поперечными связями

1. Заданные плановые средние суточные графики электрической нагрузки *рабочего и выходного* дня на данный месяц перестраивают в графики-нетто. Для этого из графиков по выработке вычитается нагрузка СН станции *для того сочетания* работающих агрегатов, которое возможно с учетом вывода оборудования в ремонт *при заданной нагрузке*.

2. По часовым нагрузкам-нетто по зависимостям  $b_{отпэ} = f(N_{ст}^{HT})$  для определенного интервала заданной нагрузки определяют  $b_{отпэ}^{час}$ . Зная число часов работы ( $\tau$ ) с заданной нагрузкой, вычисляют *средний суточный удельный расход* → как средневзвешенное значение:

$$b_{отпэ}^{час} = \frac{\sum \left( b_{отпэ}^{час} \cdot N_{ст}^{HT} \cdot \tau \right)}{W_{отп}^{сут}}$$

3. На основе средних суточных удельных расходов определяют месячные, квартальные, годовые плановые удельные расходы (также средневзвешенные):

$$b_{отп}^{пл} = \frac{\sum \left( b_{отпэ}^{сут} \cdot W_{отп}^{сут} \cdot n \right)}{\sum \left( W_{отп}^{сут} \cdot n \right)},$$

где  $n$  – число дней работы электростанции с данным удельным расходом.



Эти подсчеты проводят по нормативным характеристикам; при нормальном состоянии оборудования; при оптимальных стационарных режимах работы.

Поэтому для получения окончательного значения планового удельного расхода вводятся поправки на эксплуатационные условия. Эти поправки вводятся в окончательном расчете (а не в расчетные нормы). Эти поправки представляют собой суммарную величину установленного на данный период времени поправок по котельному и турбинному оборудованию.

#### **4.5.3. Планирование удельных расходов топлива на блочных КЭС**

1. Так как на блочных КЭС зависимость удельного расхода топлива строится для каждого блока от нагрузки-нетто, то заданные графики распределяются между блоками.

2. Графики для каждого блока перестраиваются в графики-нетто путем вычитания нагрузок с. н.

3. По зависимостям  $b_{\text{отп } \varepsilon(\text{бл})} = f(N_{\text{бл}}^{\text{HT}})$  определяются удельные расходы по часам суток, а затем, так же как для КЭС с поперечными связями рассчитывается средневзвешенный удельный расход за сутки для каждого блока.

4. Удельные расходы за месяц, квартал, год рассчитываются аналогично, как на КЭС с поперечными связями.

5. Поправки вводятся в окончательный расчет.

#### **4.5.4. Планирование удельных расходов топлива на ТЭЦ**

1. Исходя из заданных графиков электрической и тепловой нагрузок, по зависимостям  $b_{\text{отп } \varepsilon}^{\text{час}} = f(N_{\text{ТЭЦ}}^{\text{HT}}, Q_{\text{отп}})$  определяется часовой удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию.

2. Дальше поступают как на КЭС с поперечными связями. Вычисляют средневзвешенные удельные расходы за сутки, месяц, квартал.

3. Отпуск теплоты от ТЭЦ может осуществляться в паре, в горячей воде, от ПВК.

Для определения  $b_{\text{отп } \varepsilon}^{\text{п}} = f(Q_{\text{кц}}^{\text{бр}})$  должны быть построены зависимости удельного расхода на отпуск теплоты в паре от теплопроизводительности котельной при разных сочетаниях работающих агрегатов.

4. Так как часть теплоты отпускается в горячей воде, то в удельные расходы  $b_{отпТ}^п$  должна быть внесена поправка  $\Delta b_{отпТ}$ , которая учитывает дополнительный расход топлива на производство электроэнергии на с.н. теплофикационного отделения ( $W_{то}^{CH}$ ). Для определения этой поправки строят номограмму, по которой в зависимости от доли теплоты, отпускаемой в горячей воде ( $\alpha$ ) и удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию ( $b_{отпЭ}$ ) определяют эту поправку.

5. На ТЭЦ могут быть установлены пиковые водогрейные котлоагрегаты (ПВК). Их участие в покрытиях тепловых нагрузок учитывают определенной долей  $\alpha_{ПВК}$ . Для этого:

- определяют графическую зависимость КПД брутто и нетто этих котлов от производительности

$$\eta_{ПВК}^{бр} = f(Q_{ПВК}) \quad \eta_{ПВК}^{нт} = f_l(Q_{ПВК})$$

- определяют удельный расход условного топлива при различном количестве находящихся в работе ПВК  $\rightarrow b_{отп}^{ПВК} = f(Q_{отп}^{ПВК})$ .

6. Нормативный удельный расход условного топлива на отпущенную теплоту и поправки определяют по формуле:

$$b_{отпЭ} = \left[ \frac{1}{k_{ТЭ}} \cdot \frac{(1 - \alpha_{ПВК}) \cdot \left(1 + \frac{\Delta Q_{пот}}{Q_{отп}}\right)}{\eta_{кц}^{нт} \cdot \eta_{тп}} + \alpha \cdot W_{то}^{CH} \cdot b_{отпЭ} + \frac{1}{k_{ТЭ}} \frac{\alpha_{ПВК}}{\eta_{ПВК}^{нт}} \right] \times$$

$$\times \left(1 \pm \frac{\Delta k}{100}\right) = \left[ b_{отпТ}^п (1 - \alpha_{ПВК}) + \Delta b_{отпТ}^{ГВ} + \alpha_{ПВК} \cdot b_{отпТ}^{ПВК} \right] \cdot \left(1 + \frac{\Delta k}{100}\right);$$

$\Delta Q_{пот}$  – потери теплоты при отпуске;  $\Delta b_{отпТ}^{ГВ} = \alpha \cdot W_{то}^{CH} \cdot b_{отпЭ}$  – поправка на отпуск теплоты горячей водой;  $\Delta k$  – допуск (поправка) к удельному расходу топлива на эксплуатационные условия.

#### 4.6. Контрольные вопросы

1. Значение нормативной базы в планировании энергобаланса.
2. Зачем вводятся нормы-поправки?
3. Как определяются показатели-нетто?
4. Как нормируется расход топлива на электростанции?
5. Укажите особенности пофазного метода нормирования энергобаланса ТЭС.
6. В чем заключаются особенности метода турбоблоков?
7. Используются ли 4 группы норм при нормировании энергобаланса методом турбоблоков?
8. В чем различия между этими двумя методами нормирования энергобаланса?
9. В каких случаях для нормирования расхода топлива используются укрупненные нормы удельных расходов?
10. Используется ли методика нормирования энергобаланса и первичная нормативная база для получения укрупненных норм?
11. На каком этапе используются нормы-поправки?

## 5. ПЛАНИРОВАНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

### 5.1. Планирование себестоимости продукции ТЭС

Планирование осуществляется и оформляется двумя документами:

- сметой производства;
- калькуляция отдельных видов продукции.

#### 5.1.1. Смета производства

*Смета производства* определяет величину годовых суммарных затрат по станции, то есть все затраты по производству *валовой* и *товарной* продукции. Она включает:

- затраты на выпуск продукции;
- незавершенное производство – только капитальный ремонт;
- услуги на сторону;
- затраты на ремонт, выполненный хозяйственным способом.

Смета затрат *позволяет* увязать производственную и финансовую деятельность, определить потребность в необходимых ресурсах: материальных, трудовых, финансовых.

Затраты, включаемые в смету производства, группируют по *элементам затрат*, то есть по степени их однородности.

$$S = S_T + S_э + S_{з/пл} + S_{ам} + S_{рем} + \underbrace{S_в + S_у + S_{общ} + S_{пр}}_{S_{пр}}$$

$S_T$  – затраты на топливо на производственные нужды основного и вспомогательного цехов.

$$S_T = B_T \cdot \zeta_T \left( 1 + \frac{L_{пот}}{100} \right);$$

$B_T$  – годовой расход условного топлива (по отчетным данным, по энергетическому плановому балансу, по энергетическим характеристикам),  $\zeta_T$  – цена топлива франко-станция назначения (добыча+транспорт),  $L_{пот}$  – потери *твердого* топлива (~1,5%).

К цене топлива добавляют скидки—надбавки за качество (в плане – по средним данным за отчетный период, отчеты – по факту).

Если ТЭС *продает золу и шлак* как побочный продукт строительным организациям, то поступления от их реализации  $S_{з.шл}$  должны быть учтены и затраты на топливо уменьшены на эту сумму:

$$S_T = B_T \cdot C_T \left( 1 + \frac{L_{пот}}{100} \right) - S_{з.шл}.$$

На основании полученных данных определяют *средневзвешенную* цену 1 тнт и 1 тут.

*Затраты на топливо являются топливной составляющей себестоимости энергии.*

$S_э$  – затраты на энергию всех видов, расходуемую на технологические и хозяйственные нужды. Энергия на эти нужды оплачивается по счетам Энергосбыта.

$$S_э = \sum_1^i W_i u_э$$

$$S_T = \sum_1^i Q_i u_T$$

где  $W_i$ ,  $Q_i$  – объем потребления электроэнергии и теплоэнергии;  $u_э$  и  $u_T$  – цена электроэнергии и теплоэнергии.

$S_{з/плл}$  – затраты на основную и дополнительную зарплаты и начисления на нее всех производственных работников электростанции, транспорта, нечисленного состава, относящихся к основной производственной деятельности.

При планировании

$$S_{з/плл} = Ч \cdot \bar{З}_{\text{ср.г.}} (1 + L_{\text{нач}}) = m \cdot N_y \cdot \bar{З}_{\text{ср.мес.}} \cdot 12 \cdot (1 + 0,26).$$

где Ч – численность персонала,  $\bar{З}$  – среднегодовая зарплата 1 работающего;  $L_{\text{нач}}$  – начисления на заработную плату;  $m$  – штатный коэффициент;  $N_y$  – установленная мощность электростанции.

$S_{ам}$  – затраты на амортизацию:

$$S_{ам} = \frac{a_p}{100} \cdot k_{осн} = \frac{a_p}{100} \cdot k \cdot N_y,$$

$a_p$  – норма отчислений на реновацию, %;  $k_{осн}$  – стоимость основных производственных фондов на ТЭС (по первоначальной, балансовой и восстановительной стоимости).

$S_{рем}$  – затраты на текущий ( $S_{т.р.}$ ) и капитальный ( $S_{к.р.}$ ) ремонты.

$$S_{рем} = S_{т.р.} + S_{к.р.}$$

$$S_{т.р.} \approx (0,45 \div 0,5) \cdot S_{к.р.}; \quad S_{к.р.} \cong S_{ам};$$

$$S_{рем} = 1,5 \cdot S_{ам}.$$

Составляющая затрат  $S_{пр}$  при планировании определяется в размере (20—30%) от суммы затрат на зарплату с начислениями на ремонт и амортизацию:

$$S_{пр} = (0,2 \div 0,3)(I_{з/пл} + I_{рем} + I_{ам}).$$

Прочие затраты включают в себя следующие составляющие:

$S_B$  – затраты на вспомогательные материалы, смазочные масла, охлаждение, воду, ХВО;  $S_y$  – услуги своего железнодорожного и автодорожного транспорта, сторонних организаций;  $S_{общ}$  – общестанционные расходы *лимитируются годовой сметой* с разбивкой в постатейном разрезе.

$$S_{общ} = S_{АУП} + S_{общепр} + S_{целевые} + S_{общезав}$$

$S_{АУП}$  – зарплата и отчисления АУП, командировки, содержание военизированных охраны (сторож + пожарный), отчисления на содержание вышестоящих организаций, прочее;  $S_{общепр}$  – зарплата с начислениями производственному персоналу, но не АУП (конструкторское бюро, содержание и ремонт зданий, инвентаря общепромышленного назначения; на охрану труда; на производственную практику и подготовку кадров;  $S_{цел}$  – отчисления на общецелевые расходы (НИР и др.);  $S_{общезав}$  – расходы непроизводительного характера – *не планируются*, а только учитываются (штрафы, пени, неустойки);  $S_{пр}$  – содержание телефон, радио, канцелярские расходы.

*Сводная смета* затрат составляется на основе следующих документов:

- ведомости 12-э – ведомость затрат по цехам основного производства;
- сметы общестанционных затрат;
- сметы затрат по подготовке и освоению производства.

В этих сметах все комплексные затраты ( $S_{\text{пр}}$ ) расшифрованы по элементам. Смета затрат *не позволяют* проследить *направление* и динамику затрат.

### 5.1.2. Плановая калькуляция

Плановая калькуляция составляется на основе годового производственного задания, полученного от энергообъединения. В калькуляции все затраты группируют по *производственному назначению*.

Калькуляция составляется:

- по *статьям калькуляции*, включая элементы затрат и комплексные расходы;
- по *стадиям производства* (по цехам).

Точность калькуляции определяется учетом особенностей энергетики и правильным распределением затрат. Правильное распределение затрат обеспечивается правильной их *классификацией*:

- 1) *основные и накладные* – по связи с основным технологическим процессом:
  - основные – затраты на сырье, топливо, энергию, зарплату, амортизационные отчисления;
  - накладные – все затраты по управлению и обслуживанию производства: зарплаты АУП, ремонтников и др.;
- 2) *прямые и косвенные* – по способу разнесения затрат на себестоимость продукции, прямые – все затраты, кроме затрат на топливо, цеховых и накладных, которые относятся к косвенным;
- 3) *условно-постоянные и условно-переменные* – по степени зависимости от объемов производства:
  - условно-переменные – это, в основном, затраты на топливо;
  - условно-постоянные – все остальные.

Такое деление затрат является *условным*, так как в затратах на топливо есть часть, независимая от объемов производства и обусловленная только работой агрегатов – расходы холостого хода.

Однако такое деление имеет большое значение, особенно при анализе себестоимости энергии.

Соотношение между условно-постоянной и условно-переменной частями зависит от *типа установки; мощности и параметров; установленной мощно-*

сти; цены топлива; уровня эксплуатации. Чем выше доля условно-постоянных затрат, тем резче проявляется зависимость себестоимости энергии от объема производства.

План по себестоимости *начинается с:*

- 1) разработки мероприятий по использованию резервов;
- 2) установления прогрессивных норм и нормативов.

*Заканчивается* расчетом плановой калькуляции на год; по кварталам, на их основе составляется месячная калькуляция.

5.1.2.1. *Калькуляционными статьями* являются:

$$S = S_T + S_Э + S_{з/пл\ о} + S_{з/пл\ д} + S_{з/пл\ нач} + S_{с.э} + S_{п.о.} + S_{цех} + S_{общ.}$$

Содержание статей затрат  $S_T$ ,  $S_Э$ ,  $S_{общ}$  такое же, как при планировании затрат по элементам.

$S_{з/пл\ о}$ ,  $S_{з/пл\ д}$ ,  $S_{з/пл\ нач}$  – планируется и учитывается основная, дополнительная зарплата и начисления на нее только производственным рабочим и ИТР, непосредственно участвующим в технологическом процессе (ДИСы, начальник смены, вахтенный персонал). Здесь же, в основной зарплате, планируются премии производственным рабочим и районные надбавки. Остальная зарплата, рассчитываемая в смете затрат, распределяется по другим калькуляционным статьям.

$S_{с.э}$  – расходы по содержанию и эксплуатации оборудования включают:

- расходы на смазочные, обтирочные и другие материалы, химреактивы;
- затраты на амортизацию и ремонт производственного оборудования;
- возмещение износа малоценного и быстроизнашивающегося инвентаря;
- стоимость услуг на сторону;
- расходы по техническому обслуживанию сетей и др.

$S_{п.о.}$  – расходы по подготовке и освоению производства включают расходы:

- на комплексное опробование оборудования;
- испытания;
- монтаж и наладку.

$S_{цех}$  – цеховые расходы включают:

- зарплаты с начислениями аппарата управления цехом;
- амортизация и ремонт цеховых зданий и сооружений, общецехового инвентаря;



- расходы на испытания и исследования;
- расходы на охрану труда.

Калькуляция себестоимости ведется исходя из условия:

*затраты предыдущих стадий производства не включаются в затраты последующих стадий.*

Стоимость израсходованного топлива учитывается по *котельному* цеху и является топливной составляющей себестоимости.

#### 5.1.2.2. Группировка затрат по стадиям производства

*Количество выделяемых* стадий производства (цехов) на ТЭС зависит от ее *типа* (КЭС, ТЭЦ), *тепловой схемы* (блочные; с поперечными связями на пару и воде) и вида сжигаемого топлива.

*На КЭС* последовательными стадиями производства являются:

- *топливно-транспортный цех* (доставка, хранение, подача и подготовка топлива);
- *котельный цех* (приготовление и сжигание топлива, производство теплоты, золошлакоудаление, золоулавливание, водоприготовление, ХВО);
- *турбинный цех* (производство механической энергии в паровых турбинах, водоснабжение и охлаждение циркуляционной водой);
- *электрический цех* (производство электроэнергии в электрогенераторах, ее трансформация, отпуск с шин станции и повысительной подстанции).

При использовании газа и мазута топливный цех отсутствует.

*На ТЭЦ* группировка затрат ведется:

- по топливно-транспортному цеху;
- по котельному цеху (включая ХВО);
- по машинному и электрическому цехам;
- по теплофикационному отделению (если отпуск теплоты в горячей воде).

Если ХВО является самостоятельным цехом, то затраты по ней планируются и учитываются отдельно.

*На блочных станциях* производственные затраты группируют по следующим цехам:

- топливно-транспортный;
- котлотурбинный;
- электрический.

На электростанциях с *бесцеховой структурой* управления планирование и учет осуществляются в целом по станции.

Так как затраты предыдущей стадии производства не включаются в затраты последующей стадии производства (так, затраты топливно-транспортного цеха не включаются в себестоимость продукции котельного цеха, а расходы котельного – в себестоимость продукции турбинного цеха), то это позволяет планировать и учитывать затраты по цехам и отдельным статьям калькуляции, детально анализировать затраты на производство энергии и осуществлять цеховой расчет не формально, а по существу.

Из краткого рассмотрения содержания калькуляционных статей видно, что прежде, чем составлять плановую калькуляцию, *необходимо*, кроме расчета плана основного производства, топливной составляющей, плана по труду к ремонтам, *предварительно составить*:

- 1) расчет амортизационных отчислений;
- 2) сметы:
  - по вспомогательным цехам;
  - по обслуживанию и управлению производством;
  - пусковых расходов.

Они должны быть обоснованы сметами на соответствующие расходы.

1) *Амортизационные отчисления* определяются исходя из среднегодовой стоимости ОПФ. Для этого необходимо знать: наличие ОПФ на начало планируемого года; ввод в действие новых фондов; предполагаемое выбытие основных фондов.

Действующее оборудование *разбивают на группы*, предусмотренные нормами амортизационных отчислений, и *определяют стоимость каждой группы*. Затем определяют *среднегодовую стоимость* основных фондов, среднегодовую стоимость вновь вводимых и выбывающих; затем – *среднегодовую стоимость всех основных фондов*.

Нормы амортизационных отчислений установлены в % к стоимости основных фондов, для каждой группы отдельно.

На основании этих данных составляют сводную таблицу по всей станции и на ее основе определяют амортизационные отчисления каждому цеху: поквартально и по месяцам года. *Ежемесячные амортизационные отчисления включают в издержки производства*.

2) Разработка смет *вспомогательного* производства необходима, так как *стоимость их продукции, работ и услуг включается в затраты основных цехов* по калькуляционным статьям 2, 6, 8, 9.

Порядок их разработки следующий:

- а) составляют *сметы* отдельно по каждому цеху;
- б) затем – *сводную смету* по вспомогательным цехам и *калькуляцию* себестоимости их продукции – по калькуляционным статьям и элементам затрат (для составления сводной сметы по электростанции);
- в) затем *распределяют* затраты по *направлениям их использования* – в специальной ведомости;
- г) составляют *смету затрат по стадиям производства* (форма 12-Э) – по калькуляционным статьям с *дополнительной их разбивкой*:
  - по вертикали – по статьям аналитического учета;
  - по горизонтали – по экономическим элементам;
- д) в специальную *разработочную* таблицу выписывают *итоги по калькуляционным статьям по стадиям производства* и делают *распределение* между электроэнергией и теплоэнергией.

## 5.2. Определение себестоимости продукции ТЭС

На КЭС все затраты полностью относятся на электроэнергию:

$$s = \frac{S}{W_{\text{выб}} - W_{\text{сн}}} = \frac{S}{W_{\text{отл}}} \text{ (коп/кВт·ч)}$$

На ТЭЦ себестоимость электроэнергии и теплоэнергии зависит от принятого метода распределения полных затрат между этими видами продукции. В настоящее время это распределение осуществляется по «физическому» или балансовому методу. Физический метод распределения затрат прост и увязан с энергобалансом станции, так как он базируется на физически и технически обоснованном методе распределения суммарного расхода топлива ТЭЦ. Эксплуатационные расходы распределяются на основе предварительного распределения расхода топлива между электроэнергией и теплоэнергией.

1. Расход топлива на теплоэнергию принимается таким, каким он был бы, если бы теплота отпускалась непосредственно из котельной, то есть при этом не учитывается энергетический потенциал отпускаемой тепловой энергии. Расход топлива на электроэнергию получают как разность меж-

ду суммарным расходом условного топлива на ТЭЦ ( $B$ ) и расходом его на теплоэнергию ( $B_T$ ):

$$B = \frac{Q_K^{\text{бр}}}{k_{\text{э.т}} \cdot \eta_{\text{ТЭС}}^{\text{нт}}}; \quad B_T = \frac{Q_{\text{отп}}}{k_{\text{э.т}} \cdot \eta_{\text{ТЭС}}^{\text{нт}}}; \quad B_{\text{э}} = B - B_T,$$

где  $Q_K^{\text{бр}}$  – производительность котельной брутто;  $\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{нт}}$  – КПД нетто ТЭС;  $k_{\text{э.т}}$  – топливный эквивалент.

2. Все затраты по топливно-транспортному цеху и котельному ( $S_T$ ) распределяются между теплоэнергией ( $S_{\text{Т.Т}}^{\text{э}}$ ) и электроэнергией ( $S_{\text{Т.Т}}^{\text{т}}$ ) пропорционально расходу условного топлива на эти виды энергии:

$$S_{\text{Т.Т}}^{\text{э}} = S_T \frac{B_{\text{э}}}{B}; \quad S_{\text{Т.Т}}^{\text{т}} = S_T \frac{B_T}{B}; \quad S_{\text{кот}}^{\text{э}} = S_{\text{кот}} \frac{B_{\text{э}}}{B} \text{ и т.д.}$$

3. Если цех *тепловой* автоматики и измерение и *XBO* выделены в самостоятельные цехи, то их затраты распределяются аналогично.
4. Затраты теплофикационного отделения полностью относят на теплоэнергию.
5. Затраты турбинного и электрического цехов полностью относят на электроэнергию.
6. Общестанционные расходы ( $S_0$ ) распределяются между электроэнергией и теплоэнергией пропорционально тому, как распределились предыдущие затраты, то есть пропорционально цеховой себестоимости:

$$S_0^{\text{э}} = \frac{S_{\text{Т.Т}}^{\text{э}} + S_{\text{кот}}^{\text{э}} + S_{\text{маш.эл}} + (S_{\text{XBO}}^{\text{э}} + S_{\text{Т.авт}}^{\text{э}})}{S_{\text{кот}} + S_{\text{турбин.эл}} + S_{\text{XBO}} + S_{\text{Т.Т}} + S_{\text{Т.авт}}} \cdot S_0$$

$$S_0^{\text{т}} = S_0 - S_0^{\text{э}}$$

7. Затем суммируют затраты на электроэнергию и теплоэнергию  $S^{\text{э}}$  и  $S^{\text{т}}$  и определяют себестоимость:

$$s_{\text{э}} = \frac{S^{\text{э}}}{W_{\text{отп}}}; \quad s_{\text{т}} = \frac{S^{\text{т}}}{Q_{\text{отп}}}.$$

*На блочных ТЭС:*

1. Затраты по топливно-транспортному и котлотурбинному цехам распределяются пропорционально расходам условного топлива на теплоэнергию и электроэнергию.
2. Затраты электроцеха полностью относят на электроэнергию.

### **5.3. Контрольные вопросы**

1. Какими документами оформляется планирование себестоимости энергии ТЭС?
2. В чем различие сметы производства и калькуляции себестоимости?
3. Как можно дифференцировать затраты на производство?
4. Какие статьи расходов совпадают в смете и калькуляции?
5. Зачем необходимо планирование затрат по стадиям производства?
6. Какой метод используется при планировании для распределения затрат между электрической и тепловой энергией?

## 6. ОСОБЕННОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ РАБОТЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ГЭС)

Планирование работы ГЭС отличается от такового на ТЭС. Трудности связаны с разработкой годового плана производства электроэнергии, с распределением его по месяцам планового периода.

### 6.1. Планирование годовой выработки ГЭС

На ГЭС плановый энергетический баланс составляется в обратном порядке (в отличие от ТЭС) – от приходной части к расходной, т.е. от подсчета наличных гидроресурсов к определению годовой выработки электроэнергии.

$$\mathcal{E}_{\text{под}} = 9,81 \int_0^{8760} Q \cdot H \cdot \eta_{\text{ГЭС}} \cdot dt \quad (\text{МВт}\cdot\text{ч})$$

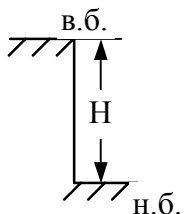
В первом приближении можно принять величину напора  $H$  равной расчетной  $H_p$ ,  $\eta_{\text{ГЭС}} = \eta_{\text{ГЭС}}^{\text{НОМ}}$ , тогда:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \underbrace{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{ГЭС}}^{\text{НОМ}}}_{\text{const}(c)} \int_0^{8760} Q dt = c \int_0^{8760} Q dt .$$

То есть произведению площади годового графика расходов воды ( $Q$ ) на  $\text{const}(c)$ .

Для более точных расчетов необходимо знать зависимости:  $H=f(Q)$  и  $\eta_{\text{ГЭС}} = f_1(Q, H)$ .

Зависимость напора от стока воды ( $H=f(Q)$ ) определяется на основании кривых связи, т.е. зависимости от меток уровней верхнего и нижнего бьефов от расхода воды через ГЭС:



$$h_{\text{н}} = f'(Q)$$

$$h_{\text{в}} = f''(Q)$$

Зависимость  $\eta_{\text{ГЭС}} = f_1(Q, H_1)$  дадут энергетические характеристики гидроагрегатов и ГЭС.

Очевидно, что планирование размера годовой выработки электроэнергии сводится к планированию естественного стока и напора ГЭС, а также составленной энергетического баланса водного хозяйства. План работы ГЭС на следующий год составляется в середине текущего года.

## 6.2. Энергетический баланс ГЭС

*Сезонный многолетний* сток характеризуется случайными колебаниями. Поэтому необходимо прогнозировать:

- 1) бытовые расходы воды через створ ГЭС (как средние за плановый период);
- 2) распределение его во времени (по месяцам);
- 3) переломные моменты в режиме водотока (ледостав, паводок).

Чем точнее методы прогнозирования, тем качественнее планирование (особенно в энергообъединениях с большой долей ГЭС).

Возможны *три метода* прогнозирования: гидрометеорологический, гидрологический и статистический. В настоящее время используется *статистический*, так как в момент составления плана неизвестны многие факторы, влияющие на сток будущего года – количество осадков, температурный режим и др.

Планирование выработки электроэнергии на ГЭС ведется с помощью *кривых обеспеченности* среднегодовых расходов на довольно длительный срок наблюдения. Кривая обеспеченности дает представление о *вероятности* той или иной величины стока.

Одной и той же величине обеспеченности могут соответствовать годы с различным *внутренним распределением* стока (по месяцам). Это окажет влияние на величину выработки электроэнергии. Т.е. *обеспеченность выработки не совпадает с обеспеченностью стока*.

Поэтому:

- 1) принимают величину среднегодового расхода по плановой норме обеспеченности;
- 2) выбирают из числа наблюдений год со средними внутригодовыми характеристиками расходов;
- 3) по этому году рассчитывают приток и его распределение по месяцам и кварталам и строят гидрограф.

Эти данные характеризуют приходную часть плана водного хозяйства.

В качестве плановой нормы обеспеченности принимают 50%-ную обеспеченность, по которой и рассчитывают плановую выработку ГЭС. Почему? Исходят из положения, что отклонение фактической выработки ГЭС от плановой должно быть минимальным и одинаково вероятным как в ту, так и в другую сторону.

Одновременно составляется так называемый “контрольный план”. Он составляется, исходя из 90% обеспеченности, но может зависеть от удельного веса ГЭС, их зарегулированности и других факторов. Контрольный план составляется для оценки различных отклонений, определяющих необходимость резерва топлива на ГЭС, для планирования мероприятий по ликвидации дефицита энергии и мощности в энергообъединении при отклонениях от плановой обеспеченности.

Энергетический баланс ГЭС учитывает три вида потерь:

- 1) потери воды на ГЭС (связанные с режимом и неисправным оборудованием);
- 2) потери напора (связанные с режимом, конструкцией и эксплуатационным состоянием);
- 3) потери и снижение к.п.д. гидроагрегата (зависящие от правильности распределения нагрузки между гидроагрегатами).

При расчете плановой выработки ГЭС предварительно определяют:

- 1) среднемесячное потребление воды другими водопользователями;
- 2) потери на судоходство, орошение, водоснабжение;
- 3) расход на наполнение водохранилища.

После этого определяется плановый расход воды, используемый на производство электроэнергии: среднемесячный (при квартальном планировании); средний за декаду (при месячном планировании).

План по повышению эффективности производства на ГЭС предусматривает ряд мероприятий по улучшению использования резервов, заложенных в оборудовании и сооружениях:

- установка надстроек на плотинах для повышения напора;
- повышение уровня верхнего бьефа за счет использования запасов прочности гидросооружений;
- установка дополнительных гидроагрегатов для более полного использования паводковых вод;
- расчистка водохранилищ и подводящих каналов от заиления;



- разработка оптимальных вариантов схемы регулирования и распределения нагрузки между агрегатами;
- и другие.

### **6.3. Планирование себестоимости электроэнергии на ГЭС**

Планирование себестоимости электроэнергии на ГЭС ведется с учетом их особенностей и с использованием тех же принципов и методов, что и на ТЭС. Годовые эксплуатационные затраты планируются по:

- элементам и статьям затрат;
- стадиям производства.

Группировка затрат по элементам ведется как и на ТЭС, за исключением статей и элементов затрат “Топливо” и “Вода на технологические нужды”.

Основной составляющей себестоимости на ГЭС являются амортизационные отчисления, на долю которых может приходиться от 50 до 90 % в зависимости от мощности и типа ГЭС.

На долю заработной платы – 5–15%; на остальные составляющие – 10–15%.

Технологические стадии совпадают с разделением по цехам:

#### 1) гидротехнический цех:

- гидротехнические сооружения (дамбы, плотины, щиты на плотинах, водохранилища, каналы, рыбоподъемники и другие);
- автомобильные и железные дороги на сооружениях и прилегающих к ним территориях, числящихся на балансе ГЭС;
- гидрометеорологическая служба;
- котельно-измерительная аппаратура;

#### 2) машинный цех:

- гидротурбины (включая щиты и затворы со всем вспомогательным оборудованием и автоматикой);
- оперативные, ремонтные, аварийные затворы;
- защитные ограждения;
- механизмы, обслуживающие затворы;
- и другие.

#### 3) электротехнический цех:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;

- электрооборудование и электроаппаратура;
- распределительные устройства всех напряжений;
- открытые подстанции;
- электротехнические лаборатории;
- высокочастотные каналы связи и другие;
- АТС.

Если на ГЭС *цехи укрупнены*, то планирование ведется в соответствии с этим укрупнением.

При *бесцеховой* структуры ГЭС планирование ведется *без разделения по технологическим* стадиям.

Если ГЭС *объединены в каскад*, планирование осуществляется в управлении каскадом *по каждой ГЭС* (ведомость 12-Э) и *в целом по каскаду*.

Разработка *других* разделов плана и определение основных показаний проводится аналогично с тепловыми: коэффициент готовности к работе, штатный коэффициент; удельный расход воды.

#### **6.4. Контрольные вопросы**

1. В каком порядке ведется планирование производственной программы на ГЭС?
2. Какие потери должны быть учтены при разработке энергобаланса ГЭС?
3. Отличия основного и контрольного плана.
4. Особенности планирования себестоимости электроэнергии на ГЭС.

## 7. ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТЫ СЕТЕВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

### 7.1. Планирование работы электрических сетей

Электрические сети относятся к основному производству. При *годовом* (текущем) планировании электрическим сетям устанавливаются следующие *показатели*:

- график ремонтных оборудования;
- потери электроэнергии в сетях (в % от количества поступившей электроэнергии) или мероприятия по их снижению;
- общий фонд оплаты труда (ФОТ);
- затраты на передачу и распределение электроэнергии;
- нормативы запаса ресурсов;
- объемы капитального строительства;
- план по новой технике;
- численность персонала.

*Не входит* в число планируемых показателей количество передаваемой электроэнергии. *Величина потерь* при передаче устанавливается при разработке *производственной программы энергообъединения*. Она зависит от точности исходных данных по *режимам* работы сети. *Расчетные потери* кладутся в основу *нормативных* и *плановых* величин по отдельным элементам сети (кабелей, трансформаторов, реакторов и др.). *Потери электроэнергии учитываются* при *распределении нагрузки* в энергообъединении между электростанциями. Они оказывают влияние на себестоимость электроэнергии и прибыль энергообъединения.

Планирование работы электрических сетей основывается на *тех же принципах, методах и порядке, что и на ТЭС*. Планирование себестоимости передачи электроэнергии ведется в соответствии *со структурой* электрических сетей, то есть по *участкам* и *районам*. *Стадиями* производства являются:

- 1) воздушные линии высокого и низкого напряжения и вводы с обслуживающими их подстанциями;
- 2) подземные кабельные линии и вводы вместе с подстанциями;
- 3) межрайонные ЛЭП среднего и низкого напряжения (до 330 кВ).

Форма *калькуляции* такая же, как на ТЭС. *Особенностями* калькуляции являются:

- 1) отсутствует статья «Затраты на топливо»;
- 2) включается статья «Затраты на покупную электроэнергию»;
- 3) статьи «Основные и дополнительные зарплаты и начисления» включает оплату труда:
  - дежурного персонала подстанции;
  - линейного персонала сетей и производственных служб;
- 4) статья «Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования» включает:
  - затраты на амортизацию и ремонт производственного оборудования + транспортировка;
  - затраты на материалы по обслуживанию (кроме затрат на ремонт);
  - стоимость воды на охлаждение трансформаторов; СК и др.
  - на командировки линейного персонала;
  - прочее;
- 5) статья «Цеховые работы» включает:
  - зарплаты с начислениями начальников производственных служб, лабораторий, участков, районов электрических сетей, их заместителей, мастеров по ремонту, служащих и МОП;
  - затраты на содержание, ремонт зданий и инвентаря;
  - амортизационные отчисления;
  - на испытания;
  - услуги.

Номенклатура *остальных статей расхода* одинакова со станционными. В *калькуляции* все статьи расхода расшифровываются по *элементам* – для увязки со *сметой производства*.

Особенностью структуры себестоимости передачи электроэнергии является:

- 1) почти полное *отсутствие переменных затрат*, так как они *не зависят от загрузки сети*;
- 2) наибольший удельный вес имеют амортизационные отчисления (~60%), которые зависят от структуры ОПФ: мощности подстанции, протяженности линий по отдельным классам напряжения);
- 3) высокая доля зарплаты – до 30%.

Поэтому основным путем для снижения себестоимости передачи электроэнергии является снижение *численности* персонала. Это может быть достигнуто за счет:

- 1) централизованного ремонтно-эксплуатационного обслуживания сетей;
- 2) удлинения межремонтных сроков работы оборудования;
- 3) внедрения телесигнализации, телеизмерений и телеуправления;
- 4) перевода подстанций на работу без постоянного обслуживания;
- 5) совмещения профессий;
- 6) механизации трудоемких работ;
- 7) НОТ и снижения потерь рабочего времени при переездах.

Себестоимость передачи электроэнергии *растет* при укрупнении мощностей электрических станций и образования энергообъединений; увеличение радиуса передачи; увеличение числа трансформаций.

Однако с ростом себестоимости передачи электроэнергии *увеличивается надежность электроснабжения и снижается себестоимость производства электроэнергии* в результате оптимизации электробаланса в энергообъединении.

Показатель себестоимости передачи электроэнергии используется для *целей анализа* и не используется для *оценки эффективности работы электрических сетей*. Чтобы этот показатель использовать для оценки эффективности работы электрических сетей необходимо:

- 1) дифференцировать стоимость обслуживания;
- 2) учесть особенности структуры электросетей: дальность передачи, напряжение, географические условия и др.

## 7.2. Планирование работы тепловых сетей

Планирование работы производственных единиц тепловых сетей производится по тем же принципам, что и на ТЭС, но при этом учитываются некоторые особенности работы их.

Планирование отпуска тепловой энергии производится *также в энергообъединении при разработке производственной программы*. Особенности планирования заключаются в:

- 1) установлении *нормативных и плановых технико-экономических показателей*, характеризующих *качество* теплоснабжения;
- 2) особенности *планирования себестоимости* передач теплоэнергии.

1) К числу показателей, характеризующих экономичность и качество тепло-снабжения относят:

- а) потери теплоты;
- б) удельный расход электроэнергии на перекачку сетевой воды.

*Потери теплоты при планировании в тепловых и водяных сетях устанавливаются в % от количества теплоты, поступившей в сети.*

*Потери теплоты складываются из следующих потерь:*

- а) с утечками пара и воды;
- б) в окружающую среду.

*Потери теплоты с утечками могут быть: из-за неплотностей, по водозабору.*

*Норма потерь с утечками устанавливается отдельно для утечек из-за неплотностей и для утечек по водозабору.*

*Среднегодовая утечка теплоносителя не должна превышать 0,25% в час от объема воды в тепловой сети. Утечки компенсируются подпиточной водой, количество которой измеряется на ТЭЦ.*

*Потери теплоты в окружающую среду определяются по специальным формулам.*

*Удельный расход электроэнергии на перекачку воды планируется по установленным нормам в соответствии с расходами сетевой воды, но учитывается этот расход на ТЭЦ.*

*При количественном регулировании отпуска теплоты используется норматив удельного расхода сетевой воды ( $G$ ) на единицу отпущенной теплоты ( $Q_{отп}$ ):*

$$g = \frac{G}{Q_{отп}} \quad [\text{Т/ГДж, Т/Гкал}]$$

*Нормы удельного расхода сетевой воды на единицу присоединенной тепловой нагрузки определяется как:*

$$g_{ч} = \frac{G_{ч}}{Q_{отпч}},$$

$G_{\text{ч}}$  – часовой расход воды;  $Q_{\text{отпч}}$  – часовой отпуск теплоты (нагрузка). Для выполнения этих норм необходимо следить за регулирование работы сети и носительных систем.

2) При планировании себестоимости передачи теплоэнергии применяется, как и на ТЭС, группировка затрат по экономическим элементам и калькуляционным статьям.

По статье «Вода на технологические цели» планируют и учитывают затраты на химически очищенную воду, полученную от электростанций или собственные затраты на подготовку подпитки для выполнения утечек. Затраты на химически очищенную воду от электростанции определяет по ее плановой себестоимости.

Планирование затрат ведется без внутреннего распределения по фазам, то есть как по одной фазе производства.

Планируются следующие затраты:

- на эксплуатацию тепловых сетей;
- на содержание, ремонт и амортизацию трубопроводов, каналов, смотровых колодцев и прочего оборудования тепловых сетей;
- на содержание диспетчерского пункта;
- на зарплату основную, дополнительную и начисления на нее обслуживающего персонала, отчисления на социальное страхование и др.

В себестоимости передачи теплоэнергии наибольший удельный вес имеют амортизационные отчисления. Затраты на топливо отсутствуют.

### 7.3. Контрольные вопросы

1. По каким стадиям производства ведется планирования работы электросетевых предприятий?
2. Какая составляющая затрат отсутствует в себестоимости передачи электрической энергии?
3. Какие технико-экономические показатели планируют для тепловых сетей?
4. В чем заключаются особенности планирования себестоимости передачи тепловой энергии?

## 8. ПЛАНИРОВАНИЕ ПОЛНОЙ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ

*Полная себестоимость* энергии планируется на уровне энергообъединения и включает все затраты на производство и реализацию продукции. Планирование начинают с расчета снижения себестоимости, то есть разработки плана технического развития и организации производства. В этом плане определяется величина снижения затрат за счет пяти важнейших факторов:

- 1) *изменения структуры и объема* производства (снижение постоянных затрат);
- 2) *повышения технического уровня производства* (снижение удельных расходов топлива и численности персонала);
- 3) *совершенствование организации производства и труда* (снижение численности АУП);
- 4) *улучшение использования природных ресурсов* (изменение состава, качества и цены топлива);
- 5) *отраслевые и прочие факторы* (ввод и освоение новых мощностей).

Однако предварительно рассчитывают балансы мощности и энергии. Они позволяют определить:

- выработку и отпуск энергии собственными генерирующими устройствами;
- расход на собственные нужды электростанций, котельных, бойлерных;
- потери энергии в сетях;
- объем покупной энергии;
- полезный отпуск энергии.

Кроме того рассчитывают удельные расходы условного топлива, затраты на покупную энергию, среднегодовую цену 1 тут.

Планирование полной себестоимости ведется в двух документах: смете затрат и калькуляции себестоимости.

*Смета затрат* учитывает как производственные, так и непроизводственные затраты. В смете затрат планирование ведется по экономическим элементам, без разделения их по видам энергии и направления затрат.

*Сметы энергообъединения* составляются суммированием затрат по производственным элементам энергообъединения с добавлением затрат энергообъединения, общезаводских затрат по управлению.

Товарная продукция исчисляется как:



$$ТП = W_{\text{реал}} \cdot m_{\text{э}} + Q_{\text{отп}} \cdot m_{\text{т}} \pm ТП_{\text{пр}},$$

где  $W_{\text{реал}}, Q_{\text{отп}}$  – объем отпущенной электроэнергии и тепловой энергии;  $m_{\text{э}}, m_{\text{т}}$  – тарифы на отпущенные электрическую и тепловую энергию,  $ТП_{\text{пр}}$  – прочая товарная продукция.

Валовая продукция (ВП) исчисляется без *покупной* энергии.

Для планирования и отчетности по ТП используется спец.ф.№5 «Затраты на производство». Она составляется на основе сметы затрат по тем же экономическим элементам, но к ней добавляется «покупная энергия». Форма сметы затрат, относимых на себестоимость, приведена в табл. 7.1.

Таблица 8.1

**Смета затрат (относимых на себестоимость)**

Элементы затрат
Услуги производственного характера
Сырье, основные материалы
Вспомогательные материалы
Топливо со стороны
Энергия со стороны
Затраты на оплату труда
Отчисления на социальные нужды
в т.ч.: социальное страхование и пенсионный фонд
отчисления в фонд занятости
медицинское страхование
Амортизационные отчисления основных фондов
Прочие затраты, всего
в т.ч.: отчисления в ремонтный фонд
абонентская плата за пользование сетью РАО ЕЭС России
процент за кредит
платежи за превышение ПДВ и ПДК
Покупная энергия
Итого затрат
Отчисления в отраслевой фонд НИОКР
Отчисления в специальный страховой фонд
Отчисления в инвестиционный фонд
Прочие отчисления
Внепроизводственные затраты
Себестоимость товарной продукции
в т.ч.: электроэнергии
тепловой энергии
Прочая продукция

Плановая калькуляция характеризует затраты на производство продукции на плановый период. Форма калькуляции одинакова для всех энергетических предприятий, входящих в энергообъединение. Полная калькуляция составляется *франко-потребитель*, т.е. включает все затраты по передаче продукции потребителю:

- производственную себестоимость энергии на электростанциях ( $S_{Э\text{ ст}}, S_{Т\text{ ст}}$ );
- себестоимость передачи и распределения энергии в сетях ( $S_{Э\text{ сет}}, S_{Т\text{ сет}}$ );
- расходы по содержанию управления АО-энерго ( $S_{Э\text{ упр}}, S_{Т\text{ упр}}$ ), энергообъединения, которые распределяются между электрической и тепловой энергией пропорционально производственной себестоимости. Затраты по управлению АО-энерго планируются и учитываются по статье «Общезаводские расходы». Они включают расходы энергообъединения, отчисления на подготовку кадров, на НИР, на АУП АО-энерго. При составлении плановой калькуляции они суммируются с общезаводскими расходами производственных единиц;
- стоимость покупной энергии от блок-станций, ФОРЭМ, перепродавцов ( $S_{Э\text{ пок}}, S_{Т\text{ пок}}$ ). Затраты на покупную энергию полностью относят на АО-энерго;
- прочие затраты, относимые на себестоимость ( $S_{Э\text{ пр}}, S_{Т\text{ пр}}$ ).

Таким образом, полная производственная себестоимость электрической ( $s_{Э}$ ) и тепловой ( $s_{Т}$ ) энергии определится как:

$$s_{Э} = \frac{S_{Э\text{ ст}} + S_{Э\text{ сет}} + S_{Э\text{ упр}} + S_{Э\text{ пок}} + S_{Э\text{ пр}}}{(W_{\text{отп.ст}} + W_{\text{пок}})[1 - (k_{\text{пот сет}} + k_{\text{пр.нэо}})]}, \quad \text{руб/кВт} \cdot \text{ч},$$

$$s_{Т} = \frac{S_{Т\text{ ст}} + S_{Т\text{ сет}} + S_{Т\text{ упр}} + S_{Т\text{ пок}} + S_{Т\text{ пр}}}{(Q_{\text{отп.ст}} + Q_{\text{пок}})(1 - q_{\text{пот}})}, \quad \text{руб/Гкал},$$

где  $W_{\text{отп.ст}}$ ,  $Q_{\text{отп.ст}}$  – количество отпущенной электрической и тепловой энергии от собственных электростанций, котельных и бойлерных.

$k_{\text{пот себ}}$ ,  $q_{\text{пот}}$  – соответственно потери электрической и тепловой энергии в сетях.  $k_{\text{пр.нэо}}$  – расход на производственные нужды АО-энерго, которые учитывают расходы электроэнергии районными котельными, не состоящими на балансе электростанций; электробойлерными установками, независимо от того, где они состоят на балансе; на перекачку воды ГАЭС и перекачивающими насосами. Расход электроэнергии на эти нужды не включается в объем полезного отпуска, но затраты на ее производство включаются в затраты генерирующих установок.

Калькуляционные статьи приведены в табл. 7.2.

Расчет *материальных* и приравненных к ним *затрат* на производство электроэнергии и теплоэнергии проводится, исходя из:

- 1) *норм расхода*: топлива, вспомогательных материалов;
- 2) механизма *ценообразования*, действующего на данный момент времени.

*Плата за выбросы* (сбросы) загрязняющих веществ определяется по действующим экологическим нормативам. Расчет затрат на *покупную энергию* проводится на основе балансов мощности и энергии и действующих *тарифов*.

Покупка энергии производится:

- 1) с оптового рынка:
  - по тарифам оптового рынка;
  - по тарифам на шинах АЭС или электростанций РАО ЕЭС России, расположенных в зоне действия энергоснабжающей организации;
- 2) от других производителей по их тарифам.

Полная себестоимость в энергообъединении включает производственную себестоимость ( $S_{\text{произв}}$ ), отчисления в НИОКР ( $S_{\text{НИОКР}}$ ), инвестиционный фонд ( $S_{\text{инв}}$ ), в страховой фонд ( $S_{\text{страх}}$ ):

$$S_{\text{полн}} = S_{\text{произв}} + S_{\text{инв}} + S_{\text{НИОКР}} + S_{\text{страх}}$$

Таблица 8.2

**Плановая калькуляция полной себестоимости энергии**

Калькуляционные статьи	Затраты на производство, тыс. руб	
	электроэнергии	теплоэнергии
1. Топливо на технологические цели		
2. Вода на технологические цели		
3. Основная зарплата производственных рабочих		
4. Дополнительная зарплата производственных рабочих		
5. Отчисления на соц. страхование произв. рабочих		
6. Расходы на эксплуатацию и содержание оборудования в т.ч.: ● амортизация основных фондов ● отчисления в ремонтный фонд ● расходы на технологическое обслуживание сетей		
7. Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расход)		
8. Цеховые расходы		
9. Общезаводские расходы		
10. Покупная энергия		
Производственная себестоимость, Итого в т.ч.: электростанций сетей		
Полезный отпуск		
Себестоимость 1 кВтч (1Гкал) в т.ч. топливная составляющая		
Из ст. 9: Абонентская плата за пользование сетями РАО ЕЭС России Отчисления в специальный страховой фонд(1% от товарной продукции ТП) Отчисления в отраслевой централизованный фонд НИОКР (1,5% от себестоимости без отчислений) Отчисления в инвестиционный фонд (8% от ТП)		

### **8.1. Контрольные вопросы**

1. Какие затраты учитываются в смете затрат?
2. Где учитываются затраты на покупную энергию?
3. Что должно быть учтено в коммерческой себестоимости энергии?

## ЛИТЕРАТУРА

1. Болотов В.В., Гусев В.Н., Огороков В.Р., Шахиджанян В.М. Экономика и организация энергетического хозяйства СССР.— Л.: Энергия, 1969.— 516 с.
2. Златопольский А.Н., Прузнер С.Л. Организация и планирование теплоэнергетики.— М.: Высшая школа, 1972.—335 с.
3. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики.— М.: Высшая школа, 1975.— 488 с.
4. Прузнер С.Л. Экономика, организация и планирование энергетического производства.— М.: Энергия, 1976.
5. Свашинская В.И. Техничко-экономическое планирование на тепловых электростанциях.— Л.: Энергия, 1975.— 224 с.
6. Организация, планирование и управление в энергетике. Учебник. / Алексеев Ю.П., Кузьмин В.Г., Мелехин В.Г., Савашинская В.И. Под ред. Кузьмина В.Г.— М.: Высшая школа, 1972.— 408 с.
7. Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. Учебник для вузов. 2 издание.— М.: Высшая школа, 2003.— 416 с.
8. Щиборщ К.В. Бюджетное планирование деятельности промышленных предприятий России. 2-е издание, переработанное и дополненное.— М.: Дело и сервис, 2004.
9. Батрин Ю.Д. Бюджетное планирование деятельности промышленных предприятий.— М.: Высшая школа, 2001.
10. Основы управления энергетическим производством./ Под. ред. В.Р. Огорокова.— М.: Высшая школа, 1987.— 335 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ И МЕТОДОЛОГИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ .....	5
1.1.	Научные основы планирования .....	5
1.2.	Принципы планирования.....	6
1.3.	Методы планирования .....	8
1.4.	Виды планирования .....	9
1.5.	Цели, задачи и элементы планирования .....	11
1.6.	Контрольные вопросы .....	12
2.	ТЕКУЩЕЕ ПЛАНИРОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	13
2.1.	Бюджетирование .....	13
2.2.	Выбор продолжительности бюджетного периода .....	19
2.3.	Особенности планирования энергетического производства. Плановые показатели в электроэнергетике .....	20
2.4.	Разработка техпромфинплана энергетического предприятия .....	23
2.5.	Планирование режимов работы энергопредприятий.....	25
2.6.	Контрольные вопросы .....	28
3.	ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	29
3.1.	Значение и особенности проведения ремонта на энергетических предприятиях.....	29
3.2.	Нормативная база планирования ремонтов .....	30
3.3.	Планирование ремонтов оборудования ТЭС.....	32
3.4.	Показатели энергоремонтного производства .....	34
3.4.1.	Режимные показатели.....	35
3.4.2.	Стоимостные показатели.....	36
3.5.	Планирование эксплуатационной готовности ТЭС .....	40
3.6.	Контрольные вопросы .....	42
4.	НОРМИРОВАНИЕ ЭНЕРГОБАЛАНСА ТЕПЛОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ТЭС).....	43
4.1.	Нормативная база энергобаланса ТЭС.....	43
4.1.1.	Нормы расхода подведенной энергии при установившемся режиме.....	43
4.1.2.	Нормы-поправки .....	44
4.1.3.	Нормы расхода при переменном режиме.....	46
4.1.4.	Расход на собственные нужды.....	46
4.2.	Порядок и методы нормирования энергобаланса ТЭС .....	48
4.3.	Пофазный, или синтетический, метод нормирования энергобаланса .....	50
4.3.1.	Энергобаланс турбинного цеха и его технико-экономические показатели ...	50
4.3.2.	Энергетический баланс котельного цеха.....	53
4.3.3.	Энергобаланс теплофикационного цеха .....	54
4.3.4.	Технико-экономические показатели ТЭС .....	55
4.4.	Метод турбоблоков .....	57
4.4.1.	Нормирование расхода топлива .....	57
4.4.2.	Технико-экономические показатели эксплуатации ТЭС .....	60
4.5.	Планирование удельных расходов топлива на основе укрупненных норм.....	62
4.5.1.	Укрупненные нормы.....	62
4.5.2.	Планирование удельных расходов на КЭС с поперечными связями... ..	64
4.5.3.	Планирование удельных расходов топлива на блочных КЭС.....	65
4.5.4.	Планирование удельных расходов топлива на ТЭЦ .....	65
4.6.	Контрольные вопросы .....	67
5.	ПЛАНИРОВАНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ.....	68

5.1.	Планирование себестоимости продукции ТЭС.....	68
5.1.1.	Смета производства .....	68
5.1.2.	Плановая калькуляция.....	71
5.1.2.1.	Калькуляционные статьи.....	72
5.1.2.2.	Группировка затрат по стадиям производства.....	73
5.2.	Определение себестоимости продукции ТЭС .....	75
5.3.	Контрольные вопросы .....	77
6.	ОСОБЕННОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ РАБОТЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ГЭС)..	78
6.1.	Планирование годовой выработки ГЭС.....	78
6.2.	Энергетический баланс ГЭС .....	79
6.3.	Планирование себестоимости электроэнергии на ГЭС.....	81
6.4.	Контрольные вопросы .....	82
7.	ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТЫ СЕТЕВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	83
7.1.	Планирование работы электрических сетей.....	83
7.2.	Планирование работы тепловых сетей.....	85
7.3.	Контрольные вопросы .....	87
8.	ПЛАНИРОВАНИЕ ПОЛНОЙ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ .....	88
8.1.	Контрольные вопросы .....	93
	ЛИТЕРАТУРА.....	94
	ОГЛАВЛЕНИЕ.....	95



# ЭКОНОМИКА И МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

РОЗОВА Валентина Ивановна

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Учебное пособие

2-е издание, стереотипное

Свод. темплан 2010 г.

Лицензия ЛР № 020593 от 07.08.97

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции

ОК 005–93, т.2; 953005 – учебная литература

---

Подписано в печать 2010. Формат 60×84/16. Печать цифровая.

Усл.печ.л. 6,5. Уч.-изд.л. 6,5. Тираж 50. Заказ

---

Отпечатано с готового оригинал-макета, предоставленного автором,

в Цифровом типографском центре

Издательства Политехнического университета.

195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29

Тел.: (812) 550-40-14

Тел./факс: (812) 297-57-76