

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧ-
РЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Кафедра «Энергообеспечение с.х.»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ
ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ**

Управление в системах энергообеспечения

Направление подготовки (специальность) 27.03.04 – «Управление в технических системах»

Профиль образовательной программы «Системы и средства автоматизации технологических процессов»

Форма обучения очная

СОДЕРЖАНИЕ

1. Конспект лекций	4
1.1 Лекция №1 Топливно-энергетический комплекс.....	4
1.2 Лекция №2 Энергетические ресурсы, баланс энергии и мощности энергосистемы.....	13
1.3 Лекция №3 Характеристика систем отопления.....	21
1.4 Лекция №4 Элементы систем водяного отопления.....	24
1.5 Лекция №5 Регулирование тепловой нагрузки.....	27
1.6 Лекция №6 Газопроводы.....	33
1.7 Лекция №7 Защита газопроводов от коррозии.....	41
1.8 Лекция №8 Газоснабжение зданий.....	49
1.9 Лекция №9 Основы образования рынка энергии и мощности.....	56
1.10 Лекция №10 Производственные фонды энергетики.....	66
1.11 Лекция №11 Издержки и себестоимость производства в энергетике....	73
1.12 Лекция №12 Реализация, прибыль и рентабельность в промышленности и энергетике.....	80
1.13 Лекция №13 Теоретические основы управления в энергетике.....	87
1.14 Лекция №14, 15 Планирование мощности в энергосистеме и распределение нагрузки между агрегатами электростанций.....	102
1.15 Лекция №16, 17 Классификация тепловых электростанций, управление тепловыми электростанциями.....	113
1.16 Лекция №18, 19 Классификация тепловых сетей. Капитальные вложения в тепловые сети.....	122
2. Методические указания по выполнению лабораторных работ	133
2.1 Лабораторная работа № ЛР-1 Энергетические ресурсы, баланс энергии и мощности энергосистемы.....	133
2.2 Лабораторная работа № ЛР-2,3 Расчет тепловой мощности системы отопления	140
2.3 Лабораторная работа № ЛР-4,5 Определение коэффициента водяного отопления.....	148
2.4 Лабораторная работа № ЛР-6,7 Определение расчетных расходов горячей воды и теплоты.....	156
2.5 Лабораторная работа № ЛР-8,9 Гидравлический расчет подающих теплопроводов системы горячего водоснабжения.....	160

2.6 Лабораторная работа № ЛР-10,11 Основные свойства и состав газообразного топлива.....	173
2.7 Лабораторная работа № ЛР-12,13 Горение газов.....	180
2.8 Лабораторная работа № ЛР-14,15 Изучение установки сжиженного газа...	184
3. Методические указания по проведению практических занятий	189
3.1 Практическое занятие № ПЗ-1,2 Основы образования рынка энергии и мощности.	189
3.2 Практическое занятие № ПЗ-3,4 Труд, кадры и оплата труда в энергетике..	198
3.3 Практическое занятие № ПЗ-5,6 Цены и тарифы на энергетическую продукцию.....	209
3.4 Практическое занятие № ПЗ-7,8 Реализация, прибыль и рентабельность в промышленности и энергетике. Финансирование развития энергетики.....	221
3.5 Практическое занятие № ПЗ-9,10,11,12 Теоретические основы управления в энергетике.....	228
3.6 Практическое занятие № ПЗ-13,14,15,16 Планирование мощности в энергосистеме и распределение нагрузки между агрегатами электростанций.....	244

1. КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

1.1 Лекция №1 (2 часа).

Тема: «Топливно-энергетический комплекс»

1.1.1 Вопросы лекции:

1. Топливно-энергетический комплекс России и его роль в экономике страны.
2. Вторичные энергетические ресурсы.
3. Вопросы энергосбережения на промышленных предприятиях.
4. Основные положения энергетической стратегии России (ЭС-2020).

1.1.2 Краткое содержание вопросов:

1. Топливно-энергетический комплекс России и его роль в экономике страны

Топливно-энергетический комплекс России - один из межотраслевых народнохозяйственных комплексов, представляющий собой совокупность тесно связанных и взаимозависимых отраслей топливной промышленности и электроэнергетики, действующих как единое целое для удовлетворения потребностей народного хозяйства и населения страны в топливно-энергетических ресурсах. Он является стержнем экономики страны, обеспечивающим жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства и населения, а также интеграцию регионов и стран СНГ.

Важнейшая задача энергетической политики - повышение эффективности использования всех видов энергии внутри страны. В этом случае экспорт в основном поддерживался бы не простым увеличением объемов добычи нефти и газа, а за счет энергосбережения внутри страны, огромного потенциала, составляющего примерно 450...500 млн. т.у.т.

В топливно-энергетический комплекс как объект народного хозяйства входят электроэнергетика, топливная промышленность, включающая в себя угольную и торфянную промышленность, а также геологоразведочные работы на нефть, газ, уголь и урановые руды.

Электроэнергетика. Производственный потенциал отрасли объединяет тепловые и атомные электростанции, гидроэлектростанции, электрические сети, магистральные тепловые сети, котельные и установки нетрадиционной энергетики.

Установленная мощность электростанций в 2010 г. составила 215,3 млн. кВт, производство электроэнергии - 860 млрд. кВтч, в том числе на ТЭС произведено 583,4 млрд. кВт×ч, на ГЭС - 177 млрд. кВт×ч и на АЭС - 99,3 млрд. кВт×ч. В стране создана и продолжает развиваться Единая энергетическая система (ЕЭС), доля которой в общереспубликанской выработке электроэнергии составляет около 90 %. Электростанции России в целом обеспечивают потребность страны в мощности и электроэнергии, а также экспорт электроэнергии в страны СНГ и дальнего зарубежья.

Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность. Это базовая отрасль ТЭК России. В нефтяной промышленности страны функционирует множество вертикально интегрированных компаний, объединяющих разведку, добычу, переработку и распределение нефти и нефтепродуктов (АО «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», НК «ЮКОС», ОАО «Сургутнефтегаз», АО «Сибнефть» и др.).

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин насчитывает около 150 тыс. ед. В 1998 г. добыча нефти составила 303,2 млн... т. На нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) России было переработано 163,7 млн... т, более 100 млн... т нефти экспортировано в страны дальнего и ближнего зарубежья. Основная задача на перспективу - стабилизация добычи нефти на период до 2000 г., с последующим ее плавным ростом до 320 млн... т к 2005 г.

Газовая промышленность. Газовая отрасль - одна из наиболее стабильно работающих отраслей ТЭК. Стабилизация добычи газа в краткосрочном плане определяется объемами внутреннего спроса на газ, а также возможностями поставки его на экспорт. Перспектива увеличения добычи газа на территории России в решающей мере будет зависеть от темпов освоения газовых месторождений полуострова Ямал, региона Тюменской области и на шельфе морей.

Эксплуатационный фонд газовых скважин составляет около 5 тыс. ед., а добыча газа - 600 млрд.. м³. В стране создана и продолжает развиваться Единая система газоснабжения (ЕСГ), которая объединяет основную часть месторождений. В настоящее время магистральные газопроводы только по России протянулись на 144 тыс. км. Транспортировку газа обеспечивают 236 компрессорных станций, на которых установлены более 4 тыс. газоперекачивающих агрегатов. Имеются подземные хранилища газа с активной емкостью свыше 40 млрд. м³.

Для бытовых нужд газом пользуется население более 2800 городов и поселков городского типа и более 90 000 сельских населенных пунктов. Российский газ поставляется на экспорт через Украину и Белоруссию в 13 стран Европы. Поставки на экспорт составляют более 20 % добычи газа, в том числе более 20 % в дальнее зарубежье и страны Балтии. Надежность этих поставок обеспечивается взаимосвязанной, целостной работой всей Единой системы газоснабжения России.

Роль ТЭК в экономике страны. В жизнедеятельности общества всегда была очень весомой. За годы реформ доля ТЭК возросла. Это объясняется тем, что темпы спада производства в других отраслях промышленности были существенно выше, чем в топливно-энергетическом комплексе. Топливно-энергетический комплекс производит более четверти промышленной продукции России, оказывает существенное влияние на формирование бюджета страны, обеспечивает почти половину валютных поступлений государства. Основные фонды ТЭК составляют третью часть производственных фондов промышленности, на предприятиях ТЭК трудится более трех миллионов человек. За счет разумного использования имеющегося богатого ресурсного и технологического потенциала ТЭК России может и должен стать «локомотивом» экономики.

2. Вторичные энергетические ресурсы.

Экономия энергетических ресурсов в промышленности может осуществляться путем повышения коэффициента полезного действия (КПД) технологических агрегатов, а также за счет использования экономически целесообразных вторичных энергоресурсов (ВЭР) для удовлетворения потребностей в топливе, теплоте, электрической и механической энергии других агрегатов и процессов. Поэтому наряду с первичными топливными ресурсами заметную роль в промышленности играют ВЭР, получаемые из продукции, отходов, побочных или промежуточных продуктов технологических процессов.

Вторичные энергетические ресурсы по техническим характеристикам могут быть разделены на три вида:

горючие (топливные) - вторичные горючие газы плавильных печей (доменных, колошниковых, конверторных и т.д.), горючие отходы процессов химической и термохимической переработки сырья, неиспользуемые (непригодные) для дальнейшей технологической переработки отходы деревообработки и др.;

тепловые - физическая теплота отходящих газов технологических агрегатов, физическая теплота основной и побочной продукции, теплота рабочих тел систем принудительного

охлаждения технологических агрегатов и установок, теплота горячей воды и пара, отработавших в технологических и силовых установках;

вторичные энергетические ресурсы избыточного давления - потенциальная энергия газов и жидкостей, покидающих технологические агрегаты с избыточным давлением, которое необходимо снижать перед последующей ступенью использования этих жидкостей (газов) или при выбросе их в атмосферу.

Вторичные энергетические ресурсы могут использоваться либо непосредственно для удовлетворения потребности в теплоте и топливе, либо в утилизационных установках для производства теплоты, электроэнергии, холода, механической работы. С народнохозяйственной точки зрения необходимо стремиться к максимальному сокращению выхода ВЭР путем лучшего использования первичного энергетического топлива в самом технологическом агрегате, а также установления рациональных режимов его работы. Однако особенности некоторых технологических процессов приводят к образованию ВЭР, что вызывает необходимость установления рациональных направлений их использования. Возможны четыре основных направления использования ВЭР:

топливное - непосредственное использование горючих ВЭР в качестве топлива, например использование доменного газа для отопления мартеновских, прокатных и других печей;

тепловое - использование теплоты, получаемой непосредственно в виде ВЭР или вырабатываемой за счет ВЭР в утилизационных установках. К этому направлению относится также выработка холода за счет ВЭР в абсорбционных холодильных установках, например использование физической теплоты уходящих газов (после печей) для сушки сырья, материалов, для выработки пара в котлах-utiлизаторах, использование утилизированной теплоты отработавших газов газовых турбин, компрессорных станций, магистральных газопроводов для получения пресной воды и др.;

силовое - использование потребителями механической или электрической энергии, вырабатываемой в утилизационных установках (станциях) за счет ВЭР, например использование избыточного давления доменного газа для производства электроэнергии; *комбинированное* - использование теплоты и электроэнергии, одновременно вырабатываемых за счет ВЭР в утилизационных установках (utiлизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу. Основное количество ВЭР получается на тех предприятиях, где производится пирогенетическая переработка топлива и высокотемпературная обработка металлов и сырья. Такие процессы происходят в металлургии, нефтеперерабатывающей, нефтехимической, целлюлозно-бумажной, химической промышленности, промышленности строительных материалов и т.д.

Использование ВЭР обеспечивает большой экономический эффект. На металлургических комбинатах с полным циклом выход ВЭР настолько велик, что за их счет может быть удовлетворена большая часть потребности в энергетическом топливе. На нефтеперерабатывающих заводах с глубокой переработкой нефти и выходом масел за счет использования ВЭР расход энергетического топлива может быть сокращен примерно на 80...85 %. Теплота, вырабатываемая в утилизационных установках, в 2...2,5 раза дешевле теплоты, получаемой на ТЭЦ и в котельных, работающих на первичном топливе. Капиталовложения в утилизационные установки, отнесенные к 1 т сэкономленного топлива, в 2...2,5 раза меньше капиталовложений в добычу и транспорт первичного топлива.

Для проектируемых предприятий со значительным выходом ВЭР рациональная схема энергоснабжения должна разрабатываться с учетом их использования. В условиях действующего предприятия рациональная доля и направление использования ВЭР зависят от сложившейся схемы энергоснабжения предприятия. При раздельном централизованном энерго-

снабжении (электроснабжение из энергосистемы и теплоснабжение от котельной предприятия) и использовании ВЭР для производства теплоты получаем экономию топлива в котельной, а при их применении для производства электроэнергии - экономию топлива в энергосистеме.

При энергоснабжении предприятия от ТЭЦ (основной случай для теплоемких производств) использование ВЭР для производства теплоты приводит в первый период к сокращению отпуска теплоты из отборов турбин ТЭЦ и, следовательно, к уменьшению выработки электроэнергии по теплофикационному режиму. Это уменьшение компенсируется дополнительной выработкой электроэнергии в энергосистеме по конденсационному циклу с большим расходом топлива. Достигаемая в этом случае экономия топлива от использования ВЭР будет соответственно ниже, чем при раздельной схеме. В дальнейшем с ростом тепловой нагрузки района теплоснабжения перерасход топлива, связанный с использованием ВЭР, будет снижаться.

3. Вопросы энергосбережения на промышленных предприятиях

Источником любого вида энергии являются природные ресурсы, которые после различных стадий обработки и преобразований, включая добычу, обогащение, транспорт и распределение, поступают в виде энергии к потребителям. Потребление конечной энергии Q в общем виде связано с первичным энергоресурсом B следующим соотношением:

$$Q = \eta_i \eta_p B,$$

где η_i - средневзвешенный КПД использования энергии потребителями; η_p - КПД перерабатывающих и преобразующих установок с учетом потерь при транспорте и распределении. Экономия единицы энергии на конечной стадии ее потребления приводит к экономии 3...4, а иногда и 10... 15 единиц первичного энергоресурса, что зависит от эффективности всех стадий преобразования, транспорта и распределения, которые проходят первичные ресурсы на пути к конечным потребителям.

Теплоснабжение и прямое использование топлива в теплотехнологических системах промышленных предприятий являются самыми крупными потребителями органического топлива в России. Только доля потребления органического топлива всеми источниками теплоты составляет 46 % общего объема потребления топлива в целом по стране, что равно потребности в топливе всех остальных отраслей народного хозяйства и примерно в 1,5 раза больше, чем потребность в нем электроэнергетики.

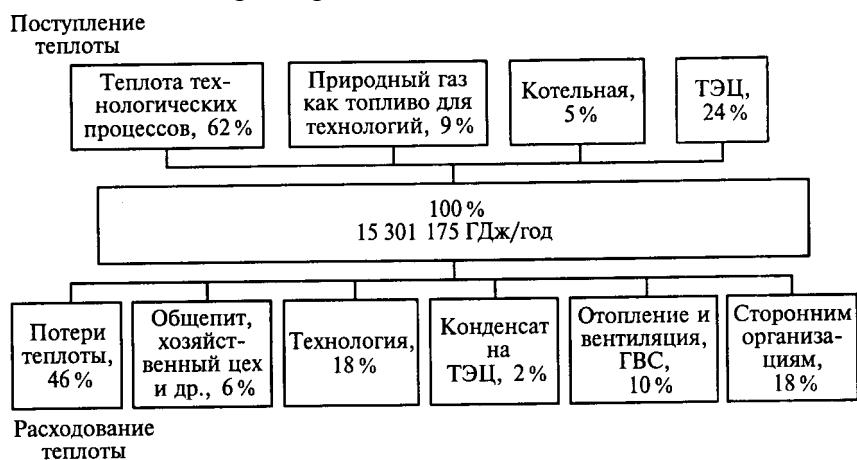


Рисунок 1 - Тепловой баланс предприятия

Это связано с низкой степенью преобразования энергии в технологических процессах, несовершенством теплотехнологического оборудования, нерациональными тепловыми схемами теплотехнологических систем и слабым использованием избыточных внутренних энергоресурсов технологий во внешних системах потребления тепловой энергии. В рамках отдельного предприятия существуют теплотехнологические и теплоэнергетические системы, которые разрабатываются и проектируются различными отраслевыми организациями. При разработке теплотехнологических систем, как правило, не учитываются особенности той энергосистемы предприятия, структурными элементами которой они являются, а при проектировании теплоэнергетических систем промышленных предприятий практически не используются избыточные энергоресурсы применяемых технологий. Это приводит к значительному дисбалансу между выработкой и потреблением энергоносителей, уменьшение которого возможно при составлении топливно-энергетического баланса и реализации разработанных на его основе организационно-технических мероприятий.

Основным документом, регламентирующим работу энергохозяйства предприятия, является *текущий синтетический энергобаланс* по видам потребляемой энергии, объектам энергопотребления с разбивкой по целевому назначению и стадиям энергетического потока.

После окончания отчетного периода (квартала, года) по данным внутризаводских отчетных документов (журналов учета, ведомостей, справок и т. п.) составляется *отчетный (фактический) энергобаланс* (по статистическим и другим формам), показывающий распределение подведенных и произведенных энергоносителей внутри предприятия. По данным баланса, а также с учетом других сведений (полученных путем испытаний, расчетов) составляется с той или иной степенью детализации по объектам, целевому назначению, видам энергии *фактический энергобаланс*, отображающий разделение общего расхода энергоносителей на полезный расход и потери энергии. На основе проведенного анализа фактического энергобаланса разрабатывается *перспективный энергобаланс* с учетом проведения работ по нормализации расходов энергоресурсов, мероприятий по рационализации и оптимизации структуры энергобаланса.

В качестве примера топливно-энергетического баланса рассмотрим диаграмму теплового баланса одного из предприятий по производству минеральных удобрений (рис. 1). Из рисунка видно, что потери тепловой энергии значительно превышают ее поступление от промышленной ТЭЦ и котельной предприятия. Следовательно, при рациональном использовании теплоты от котельной и ТЭЦ можно отказаться. Применяемый в качестве топлива для технологических целей природный газ также в определенных условиях (новые технологии, схемы и т.п.) можно в значительной мере или полностью вывести из теплового баланса. В этом случае суммарное снижение поступления теплоты составит $24 + 5 + 9 = 38\%$, что значительно ниже имеющихся потерь теплоты (46 %).

Интенсивное энергосбережение включает в себя мероприятия, которые реализуют предельно высокий энергосберегающий эффект, называемый *потенциалом резерва интенсивного энергосбережения*. Этот потенциал определяется как разность между расходом топливно-энергетических ресурсов в действующем объекте и их расходом в термодинамически идеальной модели этого объекта. Потенциал резерва интенсивного энергосбережения достигается в общем случае на базе изменения принципиальных основ технологии, техники, управления, повышения качества технологической продукции и полноты ее полезного использования, а также на основе перехода к альтернативным сырьевым материалам и альтернативной малоэнергоемкой технологической продукции. Для многих предприятий, особенно химической, нефтехимической, черной металлургии и некоторых других отраслей промышленности, даже при самой глубокой регенерации тепловой энергии в теплотехнологических

системах остается значительное количество тепловых ВЭР. Поэтому эффективное решение проблем энергосбережения на промышленных предприятиях возможно только при комплексном использовании топливно-энергетических ресурсов в единой системе, объединяющей теплотехнологические и теплоэнергетические системы.

4. Основные положения энергетической стратегии России (ЭС-2020).

Топливно-энергетический комплекс России оказывает определяющее влияние на функционирование и развитие экономики страны. Это обусловлено не только значимостью ТЭК как инфраструктурного фактора обеспечения жизнедеятельности общества, но и его существенным влиянием на финансово-экономическую деятельность производительных сил страны и государства в целом. Такое положение ТЭК в большой мере предопределется наличием в России богатых природных топливно-энергетических ресурсов и его крупным производственным потенциалом.

В настоящее время для ТЭК в структуре экономики страны характерно следующее: продукция комплекса составляет около четверти всей промышленной продукции, доля налоговых поступлений в бюджет государства от его деятельности превышает 50 % налоговых доходов всей промышленности, почти половина валютных поступлений в страну формируется от экспорта энергоносителей. Топливно-энергетический сектор экономики является наиболее инерционной и капиталоемкой структурой, поэтому необходимо своевременное прогнозирование и формирование долгосрочной стратегии его развития с учетом перспектив социально-экономической политики страны, которая определяет требования к ТЭК.

Первым и основополагающим программным стратегическим документом в области энергетической политики России был принятый в 1920 г. план ГОЭЛРО. Впоследствии его сменили планы развития экономики страны, которые были основаны на приоритетности энергетического сектора в развитии экономики. В условиях плановой системы хозяйствования они носили директивный характер. Конкретные количественные задания по их реализации являлись, по сути основным содержанием народнохозяйственных планов.

За последние годы произошли существенные изменения, как во внутренней, так и во внешней среде функционирования ТЭК. Они обусловили необходимость уточнения параметров модели развития ТЭК, что и было зафиксировано при рассмотрении Энергетической стратегии на заседании Правительства РФ 23.05.02 (протокол № 18).

В настоящее время ТЭК является одним из наиболее устойчиво работающих производственных комплексов российской экономики. Он определяющим образом влияет на состояние и перспективы развития национальной экономики: на его долю приходится порядка 26 % ВВП, около 30 % объема промышленного производства России, 29 % налоговых доходов консолидированного бюджета, порядка 45 % валютных поступлений в страну.

В Энергетической стратегии на основе анализа состояния отраслей топливно-энергетического комплекса и прогнозных параметров ожидаемого социально-экономического развития страны, а также конъюнктуры мирового энергетического рынка оценены роль и возможности энергетики России, а также задачи государства в формировании и реализации долгосрочной энергетической политики. Стратегия исходит из предложенных Минэкономразвития России двух сценариев развития экономики страны - оптимистического и умеренного.

Оптимистический вариант характеризуется: ростом ВВП к 2020 г. в 3,3 раза по отношению к уровню 2000 г; увеличением физического объема инвестиций в основной капитал за рассматриваемый период в семь раз, высокими мировыми ценами на нефть марки *Urals* (до 30 долл./баррель в 2020 г.) и газ (138 долл./тыс. м³ в 2020 г.). Вариант исходит из интен-

сивного проведения экономических реформ и ускоренной либерализации цен и тарифов на продукцию и услуги естественных монополий, предусматривает быстрое создание конкурентной среды на рынках товаров и услуг естественных монополий, отличается активным использованием энергосберегающих и энергоэффективных технологий и высокими темпами снижения энергоемкости.

Умеренный вариант характеризуется ростом ВВП к 2020 г. в 2,3 раза по отношению к уровню 2000 г., увеличением физического объема инвестиций в основной капитал за рассматриваемый период в 3,6 раза, стабильными мировыми ценами на нефть марки *Urals* на уровне 18,5 долл./баррель, средними контрактными ценами на газ, не превышающими к 2020 г. 119 долл./тыс. м³.

Стратегическими ориентирами долгосрочной государственной энергетической политики являются энергетическая безопасность, энергетическая эффективность, бюджетная эффективность и экологическая безопасность энергетики.

Достижение указанных ориентиров, превышение управляемости процесса развития энергетики требуют формирования и осуществления основных составляющих государственной энергетической политики, к числу которых относятся: недропользование и управление государственным фондом недр, формирование рационального топливно-энергетического баланса, развитие внутренних топливно-энергетических рынков, внешняя энергетическая политика, региональная и социальная, научно-техническая и инновационная политика в энергетическом секторе.

Главным инструментом их осуществления будет комплекс мер экономического регулирования: тарифного, ценового, налогового, таможенного, инвестиционного, антимонопольного.

Для достижения этих параметров развития экономики необходимо кардинально повысить эффективность использования энергии. Энергоемкость ВВП к 2020 г. по сравнению с 2000 г., по расчетам, должна снизиться в два раза. Эта задача вполне реальна. Анализ зарубежного опыта показывает, что прогнозируемое увеличение энергоэффективности в России сопоставимо со снижением энергоемкости ВВП в развитых странах в период нефтяного кризиса 1970-х гг. Причем структурная перестройка экономики обеспечит примерно 2/3 снижения энергоемкости ВВП, а 1/3 - меры организационного и технологического энергосбережения. Однако мировой опыт показывает, что без поддержания в течение длительного времени относительно высоких цен на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) проблему снижения энергоемкости ВВП не решить.

Развитие ТЭК будет более эффективно при улучшении инвестиционного климата, позволяющего обеспечить экономически обоснованную доходность капитала, стабильность и предсказуемость налогового режима в отраслях ТЭК. Обеспечение достаточного уровня доходности на инвестированный капитал в электроэнергетике и газовой промышленности потребует постепенной либерализации рынка электроэнергии и газа, последовательного осуществления структурных реформ в этих отраслях, что необходимо также для сдерживания цен на услуги естественных монополий. Предельный рост цен на электроэнергию и газ в реальном исчислении в период до 2006 г. составит до 15% в год, что не вызовет недопустимых инфляционных возмущений и позволит ограничить годовой прирост потребительских цен в стране по этой причине в пределах 2...3 %.

Предлагаемая ценовая политика в ГЭК создаст условия:

для ликвидации диспропорций между ценами основных энергоносителей на основе приближения цен на природный газ к уровню, учитывающему его потребительские и экологические качества;

дальнейшей дифференциации цен, в наибольшей степени отражающей различие издержек при транспортировке ТЭР и реализации продукции ТЭК различным категориям потребителей (время суток, сезонность, объем потребления, мощность и т.д.).

Сдерживание цен на услуги естественных монополий и другие ТЭР (мазут, уголь) потребует совершенствования механизмов мониторинга и антимонопольного контроля за ценами, создания механизмов биржевой торговли ТЭР.

Сравнительно высокий уровень расходов на энергообеспечение в доходах малообеспеченных слоев населения, недостаточный уровень социальной поддержки реформ обуславливают необходимость проведения активной социальной политики, целью которой является минимизация негативных последствий повышения цен на энергоресурсы для социально незащищенных групп населения.

Для достижения этой цели необходимо обеспечить:

рост в рассматриваемом периоде среднедушевых доходов населения не менее чем в 3,4...3,7 раз, в том числе для компенсации расходов на топливо и энергообеспечение (в 2,3...2,4 раза);

согласованность реформ, проводимых в жилищно-коммунальном хозяйстве, межбюджетных отношений и ликвидации перекрестного субсидирования;

создание институтов, ответственных за снабжение необходимыми объемами энергоресурсов населения, объектов жизнеобеспечения, стратегических объектов (гарантирующих поставщиков);

создание государством эффективной системы адресной социальной защиты малоимущих слоев населения.

В целях поддержания энергетической и экономической безопасности Россия будет стремиться диверсифицировать направления экспорта энергоресурсов с развитием северного, восточного и южного направлений экспортных потоков российских энергоносителей (прежде всего в страны Северной Америки и Северо-Восточной Азии) и последующим увеличением удельного веса этих направлений в географической структуре экспорта энергоресурсов.

Россия заинтересована в масштабном долгосрочном вовлечении в свой топливно-энергетический баланс углеводородных ресурсов (особенно природного газа) государств Центральной Азии. Это позволит экономить ресурсы северных газовых месторождений для будущих поколений и избежать необходимости форсированных капиталовложений в их разработку. В интересах России участие отечественных компаний в проектах по расширению энерготранспортной инфраструктуры по территории стран-участниц СНГ.

Россия, как один из крупнейших в мире производителей, экспортеров и потребителей топливно-энергетических ресурсов, будет активно вести диалог и со странами - производителями энергоресурсов, и с государствами, потребляющими их, участвуя в работе Международных энергетических конференций, сотрудничая с промышленно развитыми странами на основе декларации о сотрудничестве с международными энергетическими организациями и в рамках «большой восьмерки», а также взаимодействуя с ведущими странами -экспортерами нефти.

В соответствии с принятой динамикой макроэкономических показателей развития России рассчитаны параметры прогнозной потребности страны в топливе и энергии. В предстоящем двадцатилетии общая величина внутреннего потребления первичных энергоресурсов увеличится до 1145... 1270 млн.. т.у.т. Внешний спрос на российские ТЭР, прежде всего на нефть и газ, также будет расти и может составить к 2020 г. 755... 855 млн.. т у.т, в том

числе нефть - 268...309 млн. т, газ - 234...245 млрд. м³. В перспективе можно ожидать существенную географическую диверсификацию экспорта углеводородов.

Объем добычи нефти может возрасти к 2020 г. до 450...520 млн. т. Добыча будет осуществляться и развиваться как в традиционных нефтедобывающих районах, таких как Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ, так и в новых нефтегазовых провинциях Европейского Севера (Тимано-Печорский регион), Восточной Сибири и Дальнего Востока. Важное значение имеет освоение Северо-Каспийской нефтегазовой провинции.

Развитие нефтедобычи потребует существенного увеличения прироста запасов жидкого топлива. Предусматривается рост объемов переработки нефти к 2020 г. до 190...215 млн. т/год с одновременным увеличением глубины переработки до 85 %.

Приоритетной задачей отрасли является обеспечение сырьем (прямогонным бензином, бензином для химии, сжиженными нефтяными газами, ароматическими углеводородами, мономерами и др.) нефтехимической промышленности, стоимость продукции которой на порядок выше стоимости продукции собственно нефтепереработки. Предусматривается полностью обеспечить прогнозируемый рост (в два раза) потребности нефтехимической промышленности в сырье.

Добыча газа может составить 680...730 млрд. м³. При этом увеличится прирост запасов газа, прежде всего в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и на шельфе морей. Либерализация европейского рынка газа не позволяет прогнозировать более высокие объемы добычи природного газа в России для поставок его на экспорт в европейские страны. Тем не менее, экспорт газа за рассматриваемый период прогнозируется увеличить на 17...26% и наряду с традиционными направлениями этого экспорта в Европу прогнозируются его поставки в страны Дальнего Востока.

Экономически эффективным в рассматриваемый период может быть импорт природного газа из государств Центральной Азии (в первую очередь Туркмении) для газоснабжения южных регионов России, объем которого может составить до 80 млрд. м³. Объемы добычи угля по стране могут составить к 2020 г. 375...445 млн. т.

Основными районами добычи угля будут Кузнецкий и Канско-Ачинский угольные бассейны. Межрегиональное значение будет иметь добыча угля на месторождениях Восточной Сибири, Бурятии, Печоры, Восточного Донбасса, Дальнего Востока и Якутии.

В последнее десятилетие проведены реструктуризация и приватизация угольной промышленности. В период 1999 - 2001 гг. в отрасли появилась тенденция инвестиционного и производственного роста. Однако проблемы развития отрасли далеко еще не решены. Это подтверждает и резкое падение добычи в прошлом году, и продолжающий оставаться высоким износ основных фондов (в отдельных случаях до 90%), и крайне низкая инвестиционная активность.

К 2020 г. суммарное производство электроэнергии должно возрасти до 1215...1365 млрд. кВт • ч. Энергетическая стратегия ориентируется на приоритетное развитие атомной энергетики. В результате этого в структуре производства электрической энергии увеличится удельный вес энергии, вырабатываемой АЭС, с 15 % в 2000 г. до 24 % в 2020 г.

Развитие электроэнергетики будет исходить из следующих экономически обоснованных приоритетов территориального размещения генерирующих мощностей в отрасли:

в Европейской части России - техническое перевооружение ТЭС на газе с замещением паросиловых турбин на парогазовые и максимальное развитие АЭС;

Сибири - развитие ТЭС на угле и гидроэлектростанций;

на Дальнем Востоке - развитие ГЭС, угольных КЭС, газовых ТЭЦ в городах и в отдельных районах - АЭС, АТЭС.

Для развития единой национальной электрической сети как основного элемента Единой энергосистемы России и укрепления единства экономического пространства страны предусматривается:

сооружение ЛЭП в объеме, обеспечивающем устойчивое и надежное функционирование ЕЭС России и устранение технических ограничений, сдерживающих развитие конкурентного рынка электрической энергии и мощности;

создание электрической связи между восточной и европейской частями ЕЭС России;

усиление межсистемных связей транзита между Объединенными энергетическими системами (ОЭС) европейской части страны;

развитие электрической связи между ОЭС Сибири и Востока с применением ЛЭП сверхвысоких напряжений. Состояние отрасли и параметры развития требуют продолжить работу по реформированию электроэнергетики и сформировать конкурентный рынок электроэнергии и мощностей.

Инвестиционные потребности отраслей ТЭК оцениваются в 540...630 млрд.. долл., что является приемлемым с точки зрения прогнозируемых макроэкономических параметров долгосрочного развития экономики России. Предусматривается реализация крупных инвестиционных проектов: программы строительства АЭС в европейской части страны, магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, в том числе на Востоке страны, межсистемных линий электропередачи высокого напряжения, освоение нефтегазовых провинций в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на полуострове Ямал и шельфах морей.

1.2 Лекция №2 (2 часа).

Тема: «Энергетические ресурсы, баланс энергии и мощности энергосистемы»

1.2.1 Вопросы лекции:

1. Энергетические ресурсы и их использование.
2. Количественная оценка энергетических ресурсов мира.
3. Количественная характеристика топливно-энергетических ресурсов России.
4. Баланс электроэнергии.

1.2.2 Краткое содержание вопросов:

1. Энергетические ресурсы и их использование.

Энергетическими ресурсами называют выявленные природные запасы различных видов энергии, пригодные для использования в широких масштабах для народного хозяйства. К основным видам энергетических ресурсов в современных условиях относятся: уголь, газ, нефть, торф, сланцы, гидроэнергия и атомная энергия. Энергетические ресурсы используют для получения того или иного вида энергии. Под *энергией* понимается способность какой-либо системы производить работу или тепло. Получение требуемого количества энергии связано с затратой какого-либо рода энергетического ресурса.

Энергоресурсы, также как и энергия, могут быть первичными и вторичными. *Первичные ресурсы* имеются в природе в начальной форме. Среди них выделяют возобновляемые и невозобновляемые.

Возобновляемые ресурсы восстанавливаются постоянно. К ним относятся: излучение солнца, энергия ветра, волн, морских течений, приливов, биомассы, гидроэнергия, геотермальная и гравитационная энергии.

Невозобновляемыми ресурсами являются те, запасы которых по мере их добычи не- обратимо уменьшаются, а именно: каменный и бурый уголь, торф, горючие сланцы, нефть, природный газ, ядерная энергия.

Если исходная форма первичных энергоресурсов в результате превращения или обработки изменяется, то образуются *вторичные энергоресурсы* (ВЭР) и соответственно вторичная энергия. К таким ресурсам относятся все первичные энергоресурсы после одного или нескольких превращений:

1. Топливные формы:

твёрдые - торф (брикеты), бурый уголь (обогащенный), кокс; газообразные - искусственный и жидкий газ, водород; жидкие - мазут, дизельное топливо, горючие масла.

2. Электричество.

3. Тепловая энергия - пар, горячая вода, отходы тепла.

4. Потери на превращение энергии, ее транспорт (передачу) и распределение.

В современных условиях 80...85 % энергии получают, расходуя невозобновляемые энергоресурсы. Преобразование топлива в конечные виды энергии связано с вредными выбросами твердых частиц, газообразных соединений, а также большого количества тепла, действующих на окружающую среду.

Возобновляемые энергоресурсы (исключая гидроэнергетические) не нуждаются в транспортировке к месту потребления, но обладают низкой концентрацией энергии, поэтому преобразование энергии большинства возобновляемых источников требует больших затрат материальных ресурсов и, следовательно, больших удельных затрат денежных средств (руб./кВт) на каждую установку. В экологическом отношении возобновляемые источники энергии обладают наибольшей чистотой. Из возобновляемых энергоресурсов в настоящее время в основном используются гидроэнергия и в относительно малых количествах энергия солнца, ветра, геотермальная энергия. Из всех видов потребляемой энергии наибольшее распространение получила электроэнергия.

2. Количественная оценка энергетических ресурсов мира.

Количественные оценки видов энергоресурсов, приводимые в разных источниках, в значительной мере расходятся, однако порядок цифр и количественные соотношения в основном совпадают. Наиболее достоверной, по-видимому, следует считать информацию, исходящую от Мировых энергетических конференций (МИРЭК) и Мирового энергетического совета (МИРЭС). Прогнозируемая количественная оценка потенциальных мировых запасов первичных невозобновляемых энергетических ресурсов по данным МИРЭК-XI приведена в табл. 1.

Потенциальные мировые запасы возобновляемых энергоресурсов мира приведены ниже, 10^{12} кВт·ч:

Энергия Солнца	665 000
Энергия океанов.....	350 218
Энергия ветра.....	17 360
Геотермальная энергия (глубина до 3 км)..	25
Гидроэнергия.....	33

Анализируя приведенные данные, можно увидеть, что потенциальные запасы ископаемых углей в несколько раз выше потенциальных запасов нефти и газа, при этом добыча последних обходится значительно дороже.

Распределение по планете запасов органического топлива крайне неравномерно. Осредненные данные МИРЭС по запасам углей приводятся ниже, % от общих запасов:

Территория бывшего СССР	45
Северная Америка.....	23
Азия (главным образом, Китай).....	14,5
Европа	5,5

невозобновляемые запасы ограничены, а возобновляемые далеко не полностью пригодны к использованию. Кроме того, сложными являются задачи транспорта энергии в больших количествах (угля, газа от места добычи до электростанции, электроэнергии от места ее производства до потребителя). Они связаны с большими затратами на собственно транспорт и компенсацию потерь по мере ее транспортировки.

Расширение применения органического топлива (кроме прочих вредных выбросов) приводит к увеличению выброса в атмосферу углекислого газа (CO_2), которого уже сегодня вследствие сжигания топлива выбрасывается больше, чем он может быть поглощен в процессе фотосинтеза. Выбросы CO_2 и других парниковых газов, а значит и их абсолютная концентрация, будут расти, в результате чего происходит дополнительный нагрев атмосферы. К середине следующего столетия концентрация CO_2 , по сравнению со временем, предшествующим индустриализации, может удвоиться, что вызовет повышение температуры примерно на 5 °C.

Ядерные энергоресурсы мира. Ядерное топливо - это материал, содержащий изотопы, ядра которых делятся при взаимодействии с нейтронами или произвольно, выделяя при этом энергию. Способностью делиться обладают изотопы урана и плутония, получаемого искусственно в ходе ядерных реакций из урана и природного тория. Таким образом, первичными топливными ресурсами для ядерной энергетики являются природный уран и торий. Считается, что в континентальной части земной коры в среднем на 1 т породы приходится 10 г урана. Полезно используемая часть природного урана не превышает 1,5%. В результате общие запасы урана составят по топливному эквиваленту не более $80 \cdot 10^9$ т.у.т.

Возобновляемые источники энергии. Среди возобновляемых источников энергии наибольшим экономическим потенциалом в настоящее время обладают лишь гидроэнергетические ресурсы. Но и они, по оценкам экспертов, составляют не более $9\text{-}10^{12}$ кВт·ч. Кроме того, в некоторых случаях развитие гидроэнергетики встречает значительные затруднения, связанные с изъятием ценных земель и влиянием на окружающую среду, несмотря на то, что гидроэлектростанции имеют существенные преимущества перед электростанциями других видов (возобновляемость энергии, самая низкая себестоимость, высокая маневренность).

3. Количественная характеристика топливно-энергетических ресурсов России.

Российская Федерация является ведущей энергетической державой мира, которая способна полностью обеспечить свои внутренние потребности и необходимый экспорт как в настоящее время, так и на обозримую перспективу. На территории России, составляющей 10% территории Земли, сосредоточено около 13% мировых разведанных запасов нефти, 45% запасов природного газа, 23% разведенных запасов угля (третье место в мире после США и Китая), а также около 14% запаса урана. Кроме того, экономический потенциал нетрадиционных источников энергии и местных запасов органического топлива (без торфа) оценивается более чем в 1 млрд. т.у.т.

В настоящее время на долю России приходится приблизительно седьмая часть производства первичных ресурсов в мире. От разумного распоряжения этим природным богатством зависит настоящее и будущее страны. К сожалению, из-за особенностей геологического

строения и степени изученности недр России, сырьевые ресурсы для производства топлива и энергии размещены по территории страны неравномерно. Так, примерно 80% разведанных запасов нефти и газа и около половины запасов угля расположены в Западной Сибири. Другие регионы страны характеризуются меньшей концентрацией запасов топливно-энергетических ресурсов, что предопределяет необходимость транспортировки больших объемов топлива и энергии из Сибири в европейскую часть страны. Наименее изучены и освоены в геолого-промышленном отношении территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Восточной Сибири и континентального шельфа северных морей. Это обстоятельство создает благоприятные предпосылки для проведения в этих регионах поисково-разведочных работ на углеводородное сырье.

Нефть. Россия по разведенным запасам нефти занимает второе место в мире, а по добыче - третье. В настоящее время в России открыто более 1800 нефтяных и газонефтяных месторождений с промышленными запасами, из них 10 месторождений расположены на шельфах морей.

Распределение запасов нефти по регионам России неравномерно. Основные запасы нефти промышленных категорий сосредоточены в Западно-Сибирском регионе - 72,3 %. На европейскую часть страны приходится 21% общих запасов нефти.

Газ. Россия обладает самой мощной сырьевой базой в мире для добычи газа. К настоящему времени в России открыто свыше 750 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. Из 600 трлн. m^3 потенциальных ресурсов газа в мире на Россию приходится 212 трлн. m^3 (35 % мировых). Более 75 % всех запасов газа в России сосредоточено в 21 месторождении с единичными запасами не менее 500 млрд. m^3 , на которые приходится около 90 % текущего объема добычи.

Текущие разведанные запасы газа составляют 49,2 трлн. m^3 (или 20 % мировых), из которых около половины сосредоточены в разрабатываемых месторождениях, около 30 % - в подготовленных к разработке, 20 % - в разведемых и менее 1 % законсервированы по технико-экономическим соображениям. На территории страны запасы газа распределены также неравномерно, основная их доля (79,9 %) находится в Западной Сибири. В этом регионе добывается 87 % российского газа.

Большая часть газа на внутриреспубликанские нужды поступает из Надым-Пур-Тазовского района Западной Сибири, где открыты такие известные месторождения, как Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Медвежье, Заполярное, Харасавейское и др. Не все из известных уникальных месторождений в настоящее время находятся в эксплуатации. Некоторые из самых крупных, например Бованенковское и Харасавейское, расположены в малоосвоенных районах полуострова Ямал, добыча газа на которых только начинается. Другие месторождения, например Штокмановское, находятся в прибрежной зоне Баренцева моря или на шельфе острова Сахалин (Лунское и Пильтун-Астохское), т.е. в сложных для освоения районах.

Уголь. Это один из наиболее распространенных энергоносителей. Запасы угля выявлены на всех континентах земного шара. Огромная величина мировых (11... 12 трлн. т.у.т.) и российских (4,5 трлн. т н.т.) запасов углей позволяет утверждать, что и в отдаленной перспективе уголь сохранит свою весомую роль в топливно-энергетическом балансе. Доля угля составляет 12 % топливно-энергетического баланса России и 18,8 % в балансе котельно-печного топлива.

Различают три основные природные разновидности ископаемых запасов угля: бурый, каменный и антрациты. Основными направлениями их промышленного использования являются: энергетическое (около 75...80% добываемых в России) и технологическое (получе-

ние металлургического кокса, в более ограниченном объеме уголь поступает на полукоксование и газификацию), а также для производства разнообразных химических продуктов. Температура сгорания угля в пересчете на рабочее топливо составляет, МДж/кг: 6,1...18,8 для бурого угля; 22,0 ...22,5 для каменного угля и 20 ...26 для антрацитов.

В Российской Федерации к настоящему времени разведано 22 угольных бассейна и 105 отдельных месторождений.

Промышленному использованию угля предшествуют процессы его подготовки - сортировка, обогащение с целью повышения в нем содержания органических соединений (углерода), подсушка для удаления избыточной влаги, а также брикетирование или дробление на куски (окускование). Ископаемый уголь залегает в виде пластов, пластикообразных и линзовидных залежей. Размеры площадей непрерывного распространения угольных пластов и залежей колеблются от нескольких единиц до десятков тысяч квадратных километров, а мощность (толщина) пластов и залежей - от сантиметров до 200 м. Разработка угольных пластов ведется как подземным (шахты), так и открытым способом. Прогнозируется, что удельный вес добычи угля на открытых разрезах с 1995 по 2005 г. вырастет с 56 до 65%.

Ядерная энергетика. В настоящее время в Российской Федерации на девяти АЭС эксплуатируется 20 энергоблоков общей установленной мощностью 21,2 ГВт, главным образом с корпусными (ВВЭР 440 и 1000 МВт) и канальными кипящими (РБКМ 100 МВт) реакторами. На АЭС вырабатывается примерно 11,5% общего количества электроэнергии в стране.

Гидроэнергетические ресурсы. Экономически целесообразный гидроэнергетический потенциал России составляет порядка 852 млрд. кВт · ч. Освоенный потенциал на действующих и строящихся ГЭС составляет 200 млрд. кВт · ч, или 23,4 % (в том числе только на действующих ГЭС - 17,7 %). Установленная мощность ГЭС России составляет 43,8 млн. кВт, удельный вес ГЭС по установленной мощности - 20,3%. Выработка электроэнергии на ГЭС в 2000 г. составила 177 млрд. кВт · ч, или 20,6%.

Гидроэнергетика, основанная на использовании возобновляемых энергетических ресурсов, берегает народному хозяйству значительное количество органического топлива. Благодаря выработке электроэнергии на ГЭС экономится около 50 млн. т.у.т. Однако роль ГЭС существенна не только для пополнения энергетического баланса России в целом и ее отдельных регионов, а преимущественно как специфического энергоносителя для покрытия неравномерной части графиков электрической нагрузки, регулирования частоты напряжения электрического тока, т. е. для повышения качества электроснабжения потребителей.

Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Такими источниками являются установки и устройства, использующие энергию ветра, солнца, биомассы, геотермальную энергию, а также тепловые насосы, использующие низкопотенциальное тепло, содержащееся в приземных слоях воздуха, воды, верхних слоях Земли и промышленных выбросах.

Нетрадиционная энергетика в России может эффективно использоваться для энергоснабжения потребителей, прежде всего в районах, не охваченных централизованным энергоснабжением. К этим зонам относятся обширные территории окраин России, в которых проживает около 20 млн. чел., а также отдельные районы Крайнего Севера, Сибири, Дальнего Востока и сельские районы в центральной части страны (Архангельская, Вологодская, Кировская, Ярославская и некоторые другие области).

Геотермальная энергетика. Запасы геотермальной энергии представляют собой запасы термальных вод и пароводяной смеси (ПВС), которые могут быть использованы соответственно для отопления и сооружения геотермальных электростанций. В настоящее время

в России разведано 56 месторождений и участков термальных вод с подачей в сутки до 300 тыс. м³ горячей воды и девять месторождений с возможной подачей 112 тыс. т в сутки пароводяной смеси.

Запасы пароводяной смеси, сосредоточенные в основном в Курильско-Камчатской зоне, могут обеспечить работу геотермальной электростанции (ГеоТЭС) мощностью до 1000 МВт. Перспективные месторождения имеются также в Западной Сибири и на Дальнем Востоке.

Энергия биомассы. *Биомасса* - это отходы животноводства, сельскохозяйственного, целлюлозно-бумажного и лесозаготовительного производств, осадки городских сточных вод. В качестве источника энергии она имеет следующие преимущества: ее использование заметно улучшает экологическую обстановку в регионе; при ее сжигании выделяется менее ОД % серы и всего от 3 до 5 % золы; сельскохозяйственное производство получает ценное органическое удобрение. Экономический потенциал биомассы в России ориентированно оценивается в 35 млн. т у. т. в год.

Энергия ветра. Один из основных факторов, определяющих потенциал энергии ветра, - его среднегодовая скорость. Положительный экономический эффект от работы ветроэнергоустановок следует ожидать при скорости ветра более 5 м/с и использовании установленной мощности в течение 2000 ч в год и более. Такая возможность наиболее характерна для побережья наших северных и восточных морей. Экономический потенциал ветроэнергоустановок в настоящее время оценивается приблизительно в 10 млн. т у. т. в год.

Солнечная энергия. В качестве критерия оценки солнечного потенциала используется средняя месячная сумма солнечной радиации

и плотность солнечного излучения на 1 м² площади. Технический потенциал преобразования солнечной энергии достаточно велик, однако экономически оправданный потенциал оценивается приблизительно в 12,5 млн. т.у.т. в год.

Низкопотенциальное тепло. Использование низкопотенциального тепла станций аэрации, незамерзающих источников, грунта, систем оборотного водоснабжения осуществляется с помощью тепловых насосов. Целесообразными областями применения тепловых насосов являются районы с повышенными требованиями к охране окружающей среды (санаторно-курортные зоны), а также для тепло-, холодоснабжения общественных зданий (школы, магазины, плавательные бассейны и т.д.), промышленных предприятий и на молочно-товарных фермах для охлаждения молока с одновременным подогревом технологической воды. Экономический потенциал этого вида нетрадиционного источника энергии оценивается приблизительно в 35 млн. т.у.т. в год.

4. Баланс электроэнергии.

Энергетический баланс охватывает все элементы энергетического хозяйства от источника получения первичных энергетических ресурсов до полезного использования всех видов энергии потребителями.

Термин «энергетический баланс» означает полное количественное соответствие (равенство) на данный момент времени между расходом и приходом топлива и энергии в энергетическом хозяйстве.

В соответствии с этим энергетический баланс содержит две части: расходную и приходную. Расходная часть определяет потребность в электроэнергии, теплоте, топливе и других энергоносителях, приходная - отображает уровни добычи и производства топливно-энергетических ресурсов, необходимых для удовлетворения этой потребности. Наиболее полную характеристику энергетического хозяйства дает общий (единий) энергетический ба-

ланс, который может быть разделен на частные балансы: топлива, теплоты и электрической энергии.

Электроэнергетический баланс представляет собой баланс потребности народного хозяйства в электроэнергии и производства ее различными типами электростанций. Баланс электроэнергии неразрывно связан с балансом электрической мощности - балансом максимальной нагрузки потребителей и генерирующих мощностей с учетом рациональной величины резерва.

По периодам времени различают следующие балансы: текущие (плановые и отчетные) - на один год и перспективные - на несколько лет.

Плановый баланс производства и поставок электрической энергии и мощности разрабатывается РАО «ЕЭС России» с участием АО «ЦДУ ЕЭС России» на основании:

предложений поставщиков ФОРЭМ* (ТЭС, ГЭС, АЭС и АО-Энерго) по поставке электрической энергии и мощности и ориентировочных расчетов тарифов на электрическую (тепловую) энергию и мощность;

предложений покупателей ФОРЭМ по балансу электрической энергии и мощности (для потребителей - субъектов ФОРЭМ предложений по объему покупки электрической энергии и мощности).

При формировании баланса электрической энергии и мощности учитываются:

потребности отраслей промышленности и населения в электрической энергии и мощности;

платежеспособность потребителей;

объемы и структура производства электрической энергии по типам генерирующих источников, электрические мощности электростанций и энергосистем, необходимые для покрытия нагрузок потребителей;

перетоки электрической энергии и мощности между регионами, странами СНГ, Балтии и Закавказья, а также экспортные (импортные) поставки.

Баланс электроэнергии

В общем виде баланс электроэнергии для энергосистемы (энергообъединения) может быть представлен следующим образом:

$$\sum_{i=1}^m \mathcal{E}_i + \mathcal{E}_{\text{пок}} = \sum_{j=1}^n \mathcal{E}_j + \mathcal{E}_{\text{пот}} + \mathcal{E}_{\text{с.н}} + \mathcal{E}_{\text{эк}},$$

*ФОРЭМ - Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности), который является сферой купли-продажи электроэнергии (мощности), осуществляемой его субъектами в пределах ЕЭС России.

где \mathcal{E} - выработка электроэнергии, производимой /-м типом электростанции; $\mathcal{E}_{\text{пок}}$ - покупная электроэнергия; \mathcal{E}_y - полезное потребление электроэнергии-м потребителем; $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ - энергия, расходуемая на покрытие потерь; $\mathcal{E}_{\text{с.н}}$ - энергия, расходуемая на покрытие собственных нужд электростанций и передающих устройств; $\mathcal{E}_{\text{эк}}$ - электроэнергия, продаваемая соседним регионам или идущая на экспорт.

Приходная часть баланса. Суммарная электроэнергия, вырабатываемая электростанциями данного энергообъединения и получаемая от других энергосистем ($\mathcal{E}_{\text{пок}}$), составляет приходную часть баланса электроэнергии.

Электроэнергия вырабатывается на тепловых, гидро- и атомных станциях.

Расходная часть баланса. Составление расходной части электроэнергетических балансов - основа для развития энергосистем, энергообъединений и Единой энергетической системы страны. Задача проектирования развития электроэнергетической системы (энергообъединения, Единой энергосистемы) состоит в том, чтобы определить объемы развития электропотребления по группам потребителей и на этой основе найти рациональные пути увеличения мощностей и выработки электростанций, или в составлении перспективного баланса энергообъединения.

Потребителями электроэнергии являются:

- промышленные предприятия ($\mathcal{E}_{\text{пром пр}}$);
- железнодорожный транспорт ($\mathcal{E}_{\text{тр}}$);
- жилищно-коммунальное хозяйство ($\mathcal{E}_{\text{жк}}$);
- сельское хозяйство ($\mathcal{E}_{\text{сх}}$);
- непромышленные предприятия.

Для расчета электропотребления используется метод прямого учета, основанный на применении укрупненных удельных или сообщенных показателей расхода электроэнергии и плановых или прогнозных данных по объемам производства отраслей народного хозяйства.

Потребность в электроэнергии для действующих (нереконструируемых и нерасширяемых) предприятий определяется на основании отчетного электропотребления с учетом тенденции прогнозов его изменения в перспективе. Для реконструируемых и вновь сооружаемых предприятий - по данным специализированных проектных институтов.

$$\mathcal{E}_{\text{пром.пр}} = \mathcal{E}_{\text{при}} V_{\text{при}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{пром пр}}$ - расход электроэнергии на единицу продукции; $V_{\text{при}}$ - планируемый годовой объем продукции i -го промышленного производства.

Для промышленных предприятий потребность в электроэнергии вычисляется по следующей формуле:

Удельный расход электроэнергии, как правило, устанавливается на единицу натуральной готовой продукции (например, 1 кВт·ч на 1 т проката). Для производств, характеризующихся большой номенклатурой изделий, устанавливают общезаводской удельный расход с отнесением его в промышленности к 1 млн р. валовой продукции предприятия, а в строительстве - к 1 млн р. объема выполняемых строительно-монтажных работ.

Потребление энергии магистральным железнодорожным транспортом зависит от протяженности электрифицированных дорог и рассчитывается на основе удельного электропотребления.

Для ориентировочной оценки перспективного потребления электроэнергии на производственные нужды сельскохозяйственных потребителей используется обобщенный показатель удельного электропотребления $\mathcal{E}_{\text{с.x}}^{\text{уд}}$ на одного сельского жителя, кВт · ч:

$$\mathcal{E}_{\text{с.x}} = \mathcal{E}_{\text{с.x}}^{\text{уд}} \mathbb{J}_{\text{с.x}},$$

где $\mathbb{J}_{\text{с.x}}$ - число жителей, занятых в сельскохозяйственном производстве.

Расход электроэнергии на нужды быта и сферы обслуживания оценивается на основании данных о числе жителей города или сельского населенного пункта \mathbb{J} и удельных норм расхода электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{жк}}$ и рассчитывается по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{жк}} = \mathcal{E}_{\text{жк}}^{\text{уд}} \mathbb{J}.$$

Численные значения удельных норм расхода электроэнергии в жилом и общественном секторе зависят от экономического района и должны корректироваться с учетом местных условий и фактически достигнутого в данном городе удельного электропотребления.

Расход электроэнергии на собственные производственные нужды электростанций $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ в значительной мере зависит от выработки электрической и тепловой энергии на электростанциях и колеблется от 0,3 до 10 % в зависимости от типа электростанции, ее мощности и вида сжигаемого топлива.

Технологический расход электроэнергии на передачу и распределение (потери в сетях) включает в себя омические потери электрической энергии в линиях электропередачи (ЛЭП) и распределительных линиях разных напряжений, а также элементах подстанций. Величина потерь в электросетях $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ может быть определена как разница между всей электрической энергией, поступившей в сеть энергообъединения, \mathcal{E}_c и общим полезным отпуском из этих сетей $\mathcal{E}_{\text{пол}}$:

Потери в электросетях составляют, %:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пот}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пот}}}{\mathcal{E}_c} \cdot 100.$$

1.3 Лекция №3 (2 часа).

Тема: «Характеристика систем отопления»

1.3.1 Вопросы лекции:

1. Назначение системы отопления.
2. Классификация систем отопления.
3. Краткая характеристика систем отопления.

1.3.2 Краткое содержание вопросов:

1. Назначение системы отопления

Потребление энергии в России постоянно возрастает и, прежде всего, для обеспечения теплотой инженерных систем зданий и сооружений. Известно, что на теплоснабжение гражданских и производственных зданий расходуется более одной трети всего добываемого в нашей стране органического топлива. Основными среди теплозатрат на коммунально-бытовые нужды в зданиях (отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха, горячее водоснабжение) являются затраты на отопление.

Отоплением называется искусственное, с помощью специальной установки или системы, обогревание помещений здания для компенсации теплопотерь и поддержания в них температурных параметров на уровне, определяемом условиями теплового комфорта для находящихся в помещении людей или требованиями технологических процессов, протекающих в производственных помещениях.

Отопление должно быть технологически гибким и способным адаптироваться к постоянно меняющимся метеорологическим условиям и неравномерным теплопоступлениям от внутренних производственных и бытовых источников. Для создания и поддержания теплового комфорта в помещениях зданий требуются технически совершенные и надежные отопительные установки. И чем суровее климат местности и выше требования к обеспечению благоприятных тепловых условий в здании, тем более мощными и гибкими должны быть эти установки.

В зависимости от преобладающего способа теплопередачи отопление помещений может быть конвективным или лучистым.

К конвективному относят отопление, при котором температура внутреннего воздуха t_b поддерживается на более высоком уровне, чем радиационная температура помещения t_R ($t_b > t_R$). Под радиационной температурой понимают усредненную температуру поверхностей, обращенных в помещение, вычисленную относительно человека, находящегося в середине этого помещения. Это наиболее распространенный способ отопления.

Лучистым называется отопление, при котором радиационная температура помещения превышает температуру воздуха ($t_b < t_R$). Лучистое отопление при несколько пониженной температуре воздуха (по сравнению с конвективным отоплением) более благоприятно для самочувствия человека в помещении (например, до 18...20 °C вместо 20...22 °C в помещениях гражданских зданий).

К системе отопления предъявляются разнообразные требования. Все требования можно разделить на пять групп:

- санитарно-гигиенические: поддержание заданной температуры воздуха и внутренних поверхностей ограждений помещения во времени, в плане и по высоте при допустимой подвижности воздуха, ограничение температуры на поверхности отопительных приборов;
- экономические: оптимальные капитальные вложения, экономный расход тепловой энергии при эксплуатации;
- архитектурно-строительные: соответствие интерьеру помещения, компактность, увязка со строительными конструкциями, согласование со сроком строительства здания;
- производственно-монтажные: минимальное число унифицированных узлов и деталей, механизация их изготовления, сокращение трудовых затрат и ручного труда при монтаже;
- эксплуатационные: эффективность действия в течение всего периода работы, надежность (безотказность, долговечность, ремонтопригодность) и техническое совершенство, безопасность и бесшумность действия.

2. Классификация систем отопления

Системы отопления по расположению основных элементов подразделяются на местные и центральные.

В местных системах для отопления, как правило, одного помещения все три основных элемента (теплогенератор, отопительный прибор и теплопроводы) конструктивно объединяются в одной установке, в которой непосредственно происходит получение, перенос и передача теплоты в помещение. Теплопереносящая рабочая среда нагревается горячей водой, паром, электричеством или при сжигании какого-либо топлива.

К местному отоплению относятся печное отопление, электрическое и газовое отопление. Под термином «газовое отопление» понимают системы отопления:

- с комнатными печами, работающими на газе;
- с газовыми водонагревателями;
- с газовыми нетеплоемкими отопительными приборами;
- с газовоздушными теплообменниками;
- с газовоздушными излучателями;
- с газовыми горелками инфракрасного излучения.

Центральными называются системы, предназначенные для отопления группы помещений из единого теплового центра. В тепловом центре находятся теплогенераторы (котлы) или теплообменники. Они могут размещаться непосредственно в обогреваемом здании (в ко-

тельной или местном тепловом пункте) либо вне здания – в центральном тепловом пункте (ЦТП), на тепловой станции (отдельно стоящей котельной) или ТЭЦ.

В современных системах теплоснабжения зданий от ТЭЦ или крупных тепловых станций используются два теплоносителя. Первичный высокотемпературный теплоноситель перемещается от тепловой станции по городским распределительным теплопроводам к ЦТП или непосредственно к местным тепловым пунктам зданий (с температурой t_1) и обратно (рис. 1.3). Вторичный теплоноситель после нагревания в теплообменниках (или смешения с первичным) поступает по наружным (внутриквартальным) и внутренним теплопроводам к отопительным приборам обогреваемых помещений зданий и затем возвращается в ЦТП или местный тепловой пункт.

Первичным теплоносителем обычно служит вода, реже пар или газообразные продукты сгорания топлива. По виду вторичного (основного) теплоносителя местные и центральные системы отопления принято называть системами водяного, парового, воздушного или газового отопления.

Для отопления зданий и сооружений в настоящее время преимущественно используют воду или атмосферный воздух, реже водяной пар или нагретые газы. Сопоставим характерные свойства указанных видов теплоносителя при использовании их в системах отопления.

Газы в основном применяются в отопительных печах, газовых калориферах. Основным ограничением в использовании газов является загрязнение атмосферного воздуха в отапливаемых помещениях, если продукты сгорания выпускать непосредственно в помещения или сооружения. Удаление же продуктов сгорания наружу по каналам усложняет конструкцию и понижает КПД отопительной установки.

При использовании воды обеспечивается достаточно равномерная температура помещений, можно ограничить температуру поверхности отопительных приборов, сокращается по сравнению с другими теплоносителями площадь поперечного сечения труб, достигается бесшумность движения в теплопроводах.

При использовании пара сравнительно сокращается расход металла за счет уменьшения площади приборов и поперечного сечения конденсатопроводов, достигается быстрое прогревание приборов и отапливаемых помещений.

При использовании воздуха можно обеспечить быстрое изменение или равномерность температуры помещений, избежать установки отопительных приборов, совмещать отопление с вентиляцией помещений, достигать бесшумности его движения в воздуховодах и каналах. Недостатками являются его малая теплоемкость и, как следствие, малая теплоаккумулирующая способность, значительные площадь поперечного сечения и расход металла на воздуховоды, относительно большое понижение температуры по их длине.

3. Краткая характеристика систем отопления

В настоящее время в России применяют центральные системы водяного отопления, местные и центральные системы воздушного отопления, крайне редко центральные системы парового отопления. Приведем общую характеристику этих систем с детальной классификацией на основании рассмотренных свойств теплоносителей.

Системы водяного отопления по способу создания циркуляции воды разделяются на системы с естественной циркуляцией (гравитационные) и с механическим побуждением циркуляции воды при помощи насоса (насосные).

В гравитационной системе используется свойство воды изменять свою плотность при изменении температуры. В замкнутой вертикальной системе с неравномерным распределе-

нием плотности под действием гравитационного поля Земли возникает естественное движение воды. В насосной системе используется насос с электрическим приводом для создания разности давления, вызывающей циркуляцию, и в системе создается вынужденное движение воды.

По температуре теплоносителя различаются системы:

- низкотемпературные с предельной температурой воды $t_r < 70$ °C;
- среднетемпературные при t_r от 70 до 100 °C;
- высокотемпературные при $t_r > 100$ °C.

Максимальное значение температуры воды ограничено в настоящее время 150 °C.

По расположению труб, объединяющих отопительные приборы по вертикали или горизонтали, системы делятся на вертикальные и горизонтальные.

В зависимости от схемы соединения труб с отопительными приборами системы бывают однотрубные и двухтрубные.

При воздушном отоплении циркулирующий нагретый воздух охлаждается, передавая теплоту при смешении с воздухом обогреваемых помещений. Охлажденный воздух возвращается к нагревателю.

Системы воздушного отопления по способу создания циркуляции воздуха разделяются на системы с естественной циркуляцией (гравитационные) и с механическим побуждением движения воздуха с помощью вентилятора.

Воздух, используемый в системах отопления, нагревается в специальных теплообменниках – калориферах. При этом температура воздуха обычно не превышает 60 °C. Калориферы могут обогреваться водой, паром, электричеством или горячими газами. Система воздушного отопления при этом соответственно называется водовоздушной, паровоздушной, электровоздушной или газовоздушной.

1.4 Лекция №4 (2 часа).

Тема: «Элементы систем водяного отопления»

1.4.1 Вопросы лекции:

1. Однотрубные системы насосного водяного отопления.
2. Двухтрубные и горизонтальные системы насосного водяного отопления.
3. Система отопления с естественной циркуляцией воды.

1.4.2 Краткое содержание вопросов:

1. Однотрубные системы насосного водяного отопления

Систему водяного отопления как при местном, так и при централизованном теплоснабжении применяют с верхним и нижним расположением магистралей, с тупиковым и по-путным движением воды в них, с последовательным и параллельным (по направлению движения воды) соединением отопительных приборов. По последнему признаку систему называют однотрубной, двухтрубной или бифилярной.

При разработке систем отопления конкретных зданий составляют схемы систем, различным образом сочетая в каждой схеме магистрали, стояки и ветви с отопительными приборами. В схеме системы отопления устанавливается взаимное расположение теплообменников (котлов), циркуляционных насосов, теплопроводов, отопительных приборов и других

элементов в зависимости от размещения их в здании, т. е. закрепляется топология или структура системы.

Рассмотрим основные схемы однотрубных, двухтрубных и бифилярных систем, практически используемые при водяном отоплении зданий.

Вертикальная однотрубная система с верхней разводкой (с верхним расположением подающей и нижней прокладкой обратной магистралей). Она выполнялась сначала с двусторонним, а потом и с односторонним присоединением отопительных приборов к стоякам. Приборные узлы делались как проточными, так и с замыкающими и обходными участками. Замыкающие постоянно проточные участки устраивались осевыми (стояк 2) и смещенными от оси, со "сжимами", т. е. с уменьшением диаметра по сравнению с диаметром основного участка стояка, и без "сжимов". Было доказано, что "сжимы" осевых замыкающих участков несущественно изменяют количество воды, затекающей в приборы. В большей степени увеличивается расход воды в приборах при использовании смещенных замыкающих участков. При этом, как уже отмечалось, обеспечивается еще и компенсация удлинения труб при нагревании межприборных участков стояков.

Вертикальная однотрубная система с нижней разводкой (с нижним расположением обеих магистралей) стала распространяться с начала 60-х годов в связи с массовым строительством бесчердачных зданий. В так называемых П-образных стояках этой системы, состоящих из восходящей и нисходящей частей, применялись и проточные приборные узлы, и узлы с замыкающими участками, и проточно-регулируемые узлы. При непарных отопительных приборах "холостой" (без приборов) делали восходящую часть стояков. В пробках верхних радиаторов или в верхних точках стояков с конвекторами устанавливали воздушные краны. Регулирующие краны типа КРП и КРТ помещали на подводках, по которым теплоноситель подается в приборы.

Вертикальная однотрубная система с "опрокинутой" циркуляцией воды (с нижним расположением подающей магистрали и верхней прокладкой обратной магистрали), стала применяться с середины 60-х годов в зданиях повышенной этажности (10 этажей и более). Система с опрокинутой циркуляцией воды способствует, не в пример системе с верхней разводкой, поддержанию равномерного теплового режима во всех помещениях и установке приборов одинаковой площади по высоте здания (когда степень охлаждения воды в стояках соответствует уменьшению теплопотерь однотипных помещений по вертикали). При проектировании этой системы избегают применения колончатых радиаторов из-за преувеличения их площади при движении воды в них по схеме "снизу-вверх" (до 12...14 % по сравнению с площадью при движении по схеме "сверху-вниз"), а также установки приборов с высоким гидравлическим сопротивлением в стояках с замыкающими участками.

2. Двухтрубные и горизонтальные системы насосного водяного отопления

Рассмотрим схемы двухтрубной системы водяного отопления, применительно к двухэтажному зданию.

Двухтрубная система с верхней разводкой использовалась при естественной циркуляции воды, особенно при квартирном отоплении. При насосной циркуляции воды эта система устраивалась преимущественно в малоэтажных (два-три этажа) зданиях во избежание значительного вертикального теплового разрегулирования из-за действия в двухтрубном стояке естественного давления.

Двухтрубная система с нижней разводкой применялась чаще, чем система с верхней разводкой, особенно при числе этажей в зданиях более трех и в зданиях, состоящих из разноэтажных частей. При этом исходили из ее преимуществ - меньшего расхода труб и большей

вертикальной гидравлической и тепловой устойчивости по сравнению с системой, выполненной с верхней разводкой.

Современная тенденция на значительное увеличение в системах водяного отопления насосного циркуляционного давления существенно сокращает отрицательное воздействие естественного давления на гидравлическую устойчивость работы двухтрубных систем и расширяет область их применения. В настоящее время такие системы с нижней разводкой применяются и в многоэтажном строительстве.

Воздушные линии для централизованного удаления воздуха (рис. 4, б) устраивались только в специально обоснованных случаях, учитывая увеличение при этом расхода труб и их недолговечности из-за активной коррозии. Как правило, систему делали с воздушными кранами в верхних точках стояков.

Горизонтальная однотрубная система, встречавшаяся ранее в основном в одноэтажных зданиях временного типа, в последнее время стала применяться для отопления сельскохозяйственных сооружений, многоэтажных зданий как производственных, так и гражданских (рис. 5). Распространение горизонтальной системы связано с увеличением длины зданий, внедрением сборных каркасно-панельных конструкций с широким шагом колонн и удлиненными световыми проемами. Отсутствие в таких зданиях простенков и отверстий в панелях перекрытий затрудняло размещение традиционных вертикальных стояков. Наличие ленточных световых проемов предопределяло размещение отопительных приборов не отдельными группами, а в виде цепочек (во избежание теплового дискомфорта в помещениях). Соединяя последовательно отопительные приборы увеличенной длины короткими трубными вставками, получали горизонтальные однотрубные ветви.

В горизонтальной бифилярной системе используют трубчатые отопительные приборы - конвекторы, бетонные радиаторы приставного типа, ребристые и гладкие трубы. Стальные и чугунные радиаторы могут быть применены только при двухрядной их установке. В такой системе так же, как и в однотрубной системе с проточными приборными узлами, невозможно индивидуальное количественное регулирование теплоотдачи отдельных отопительных приборов. Применяется количественное регулирование теплоотдачи сразу всей цепочки приборов или регулирование теплоотдачи каждого прибора "по воздуху", если устанавливаются конвекторы с воздушным клапаном.

3. Система отопления с естественной циркуляцией воды

Область применения системы с естественной циркуляцией воды (гравитационной) в настоящее время, как уже известно, ограничена. Ее используют для отопления отдельных жилых квартир, обособленных зданий (особенно в отдаленной сельской местности), зданий при не наложенном снабжении электрической энергией. Гравитационную систему применяют также в зданиях, в которых недопустимы вызываемые циркуляционными насосами и высокими скоростями воды шум и вибрация конструкций (например, при точных измерениях).

Ограничение области применения связано с тем, что для циркуляции воды используется различие в гидростатическом давлении в вертикальных частях системы, которое только в высоких зданиях достигает значений, соизмеримых с давлением, создаваемым насосом.

В малоэтажных зданиях гравитационная система имеет следующие недостатки по сравнению с насосной системой водяного отопления:

- сокращенный радиус действия (до 20 м по горизонтали), обусловленный небольшим циркуляционным давлением;
- повышенная первоначальная стоимость (до 5...7 % стоимости небольших зданий) в связи с применением труб увеличенного диаметра;
- увеличенные расход металла и затраты труда на монтаж системы;

- замедленное включение в действие из-за большой теплоемкости воды и низкого циркуляционного давления;
- повышенная опасность замерзания воды в трубах, проложенных в неотапливаемых помещениях.

Вместе с тем гравитационная система отопления обладает достоинствами, определяющими в отдельных случаях ее выбор:

- относительная простота устройства и эксплуатации;
- независимость действия от снабжения электрической энергией;
- низкая скорость движения теплоносителя, отсутствие циркуляционных насосов и соответственно шума и вибраций;
- сравнительная долговечность (при правильной эксплуатации система может действовать 35...40 лет и более без капитального ремонта);
- улучшение теплового режима помещений, обусловленное действием с количественным саморегулированием.

Схема гравитационной системы во многом подобна рассмотренной выше схеме насосной системы отопления. Перечислим лишь особенности конструкции гравитационной системы, отражающие природу ее действия.

1. Гравитационная система для улучшения циркуляции воды устраивается, как правило, с верхним расположением подающей магистрали - с верхней разводкой.
2. Расширительный бак в гравитационной системе присоединяется непосредственно к теплоизолированному главному стояку для непрерывного удаления воздуха из системы через бак в атмосферу (без воздухосборников и воздухоотводчиков).
3. Подающая магистраль прокладывается, как правило, под потолком верхнего этажа без тепловой изоляции с увеличенным уклоном (не менее 0,005 м/м) для сбора воздуха против направления движения воды к точке присоединения расширительного бака.

1.5 Лекция №5 (2 часа).

Тема: «Регулирование тепловой нагрузки»

1.5.1 Вопросы лекции:

1. Методы регулирования.
2. Тепловые характеристики теплообменных аппаратов.
3. Удельная теплопроизводительность отопительной системы.

1.5.2 Краткое содержание вопросов:

1. Методы регулирования.

Тепловая нагрузка в течение отопительного сезона меняется. Поэтому для поддержания требуемого теплового режима тепловую нагрузку необходимо регулировать.

Различают центральное, групповое, местное и индивидуальное регулирование. Центральное регулирование осуществляется на ТЭЦ и котельных. Групповое – на групповых тепловых подстанциях. Местное – на местных тепловых подстанциях. Индивидуальное – непосредственно у абонентов.

Если тепловая нагрузка у всех потребителей примерно одинакова, то можно ограничиться центральным регулированием. В большинстве же случаев тепловая нагрузка неоднородна. В этом случае центральное регулирование ведется по характерной тепловой нагрузке для большинства потребителей. В первую очередь это отопительная нагрузка и совместная

нагрузка отопления и ГВС. Во втором случае расход воды в ТС увеличивается незначительно по сравнению с регулированием по отопительной нагрузке или не меняется.

В водяных системах реально можно менять тепловую нагрузку тремя способами:

1. изменением температуры сетевой воды – качественное регулирование;

2. изменением расхода сетевой воды – количественное регулирование;

3. изменением расхода и температуры воды – качественно-количественное регулирование.

Регулирование путем изменения длительности работы n называется регулированием пропусками. Применяется как местное в дополнение к центральному.

Выбор метода регулирования зависит от гидравлической устойчивости системы. Гидравлическая устойчивость – это способность системы поддерживать заданный гидравлический режим и характеризуется коэффициентом гидравлической устойчивости.

2. Тепловые характеристики теплообменных аппаратов.

В проектных расчетах теплообменников применяются уравнение теплопередачи

$$Q = kF\Delta t \quad (2.3)$$

и уравнение теплового баланса

$$Q = G_1 c_1 \delta t = G_2 c_2 \delta t \quad \text{или} \quad Q = G_3 c_3 \delta t_6 = G_5 c_5 \delta t_m$$

$$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}}$$

$$\frac{\Delta t_6}{\Delta t_m} \leq 2$$

Если $\frac{\Delta t_6}{\Delta t_m} > 2$, то можно пользоваться среднеарифметической разностью температур. $\Delta t = (t_1 + t_2)/2$.

Для целей расчета регулирования тепловой удобнее пользоваться максимальной разностью температур.

$$Q = \varepsilon G c \Delta \quad (2.7)$$

где $\Delta = t_{ex} - t_{ax}$ – максимальная разность температур сред. Пользуясь , можно по-

лучить аналитические выражения для D только для прямотока и противотока. Для более сложных схем этого сделать не удается. Поэтому пользуются приближенным выражением.

$$Dt = D - adt_m - bdt_6$$

Если вычислять Dt по, то $b=0.65$ для всех схем, $0.35 < a < 0.65$ в зависимости от схемы.

Если вычислять Dt по (2.6), то $a=b=0.5$.

Тепловая нагрузка, отнесенная к максимальной разности температур, называется удельной теплопроизводительностью.

$$\frac{Q}{\Delta} = \frac{kF\Delta}{G_1 c_1 \Delta t_m + G_2 c_2 \Delta t_6} = \frac{kF\Delta}{M_1 + \frac{(G_1 c_1)^2}{(G_1 c_1)_0} + \frac{(G_2 c_2)^2}{(G_2 c_2)_0}}, \text{ или}$$

$$q = \frac{1}{\frac{1}{kF} + \frac{\alpha}{(Gc)_s} + \frac{\beta}{(Gc)_w}}$$

Отношение удельной теплопроизводительности к полной теплоемкости называется безразмерной теплопроизводительностью, или коэффициентом эффективности.

$$\varepsilon = \frac{q}{(Gc)_w} = \frac{1}{\frac{(Gc)_s}{kF} - \alpha \frac{(Gc)_w}{(Gc)_s} + \beta}$$

Применимально к системам отопления $(Gc)_s$ относится к воздуху, а $(Gc)_w$ - к воде.

Если один из теплоносителей пар, то $(Gc)_s \rightarrow \infty$ и

$$\varepsilon = \frac{1}{\frac{(Gc)_w}{kF} + \beta}$$

Для любого теплообменного аппарата

$$kF = \phi \bar{Q}^{\frac{n}{n+1}}, \text{ где } \phi - \text{постоянный параметр, } \phi = Q' / \Delta t'$$

Для системы отопления $n = 0,25$, тогда:

$$\varepsilon_0 = \frac{I}{\frac{\Delta t'_0 G_0 c}{Q'_0 \bar{Q}_0} + \frac{0.5 + u}{I + u}}$$

3. Удельная теплопроизводительность отопительной системы.

Используемый при вычислении коэффициента теплотехнического качества параметр «действительная, пересчитанная на расчетные условия удельная теплопроизводительность СО» есть величина:

$$(k_0 F) = Q_o \frac{\Delta t'^n_{co}}{\Delta t^{n+1}_{co}},$$

где $\Delta t_{co} = \frac{t_1 + t_2}{2} - t_b$ – действительный средний температурный напор в СО;

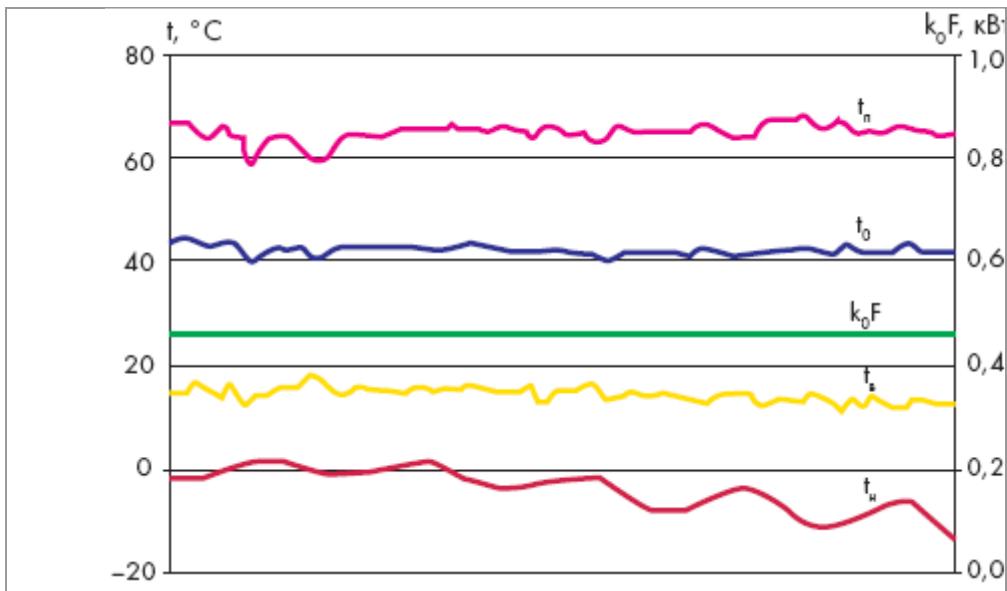
t_1 и t_2 – текущие значения температур воды на входе и выходе из СО соответственно;

t_b – текущее значение средней температуры внутреннего воздуха в здании;

n – коэффициент, определяемый видом отопительного прибора и типом СО.

Как показывает обработка месячных статистических данных функционирования экспериментального здания, представленные в статье зависимости позволяют достаточно адекватно оценивать величину $(k_0 F)$ (рис. 3) и др.

Предлагаемый в статьях в порядке дискуссии набор критериев позволяет более системно подходить к оценке функционирования СО и ее элементов.



3.1 Уравнение характеристики отопительных установок.

М.1. Уравнение характеристики системы отопления, позволяющее определить ее тепловую нагрузку при любых расходах и температурах сетевой воды на входе в отопительную систему.

При различных наружных температурах показано влияние на относительный расход тепла на отопление отклонения в обе стороны от расчетных значений следующих параметров:

- а) температуры сетевой воды;
- б) относительного расхода сетевой воды ϕ_i ;
- в) коэффициента смешения u .

На кривых для температуры наружного воздуха = -25 °C указаны соответствующие относительному расходу тепла внутренние температуры .

По приведенному уравнению можно определить тепловую производительность отопительной системы при одновременном изменении всех трех указанных параметров.

Уравнение характеристики позволяет также определить фактические расходы тепла и воды только по измеренным температурам сетевой воды до и после системы отопления путем сопоставления их с расчетными значениями при данной наружной температуре t .

3.2 Температура сетевой воды.

Значения нормируемых показателей сетевой и подпиточной воды должны устанавливаться в зависимости от расчетной температуры воды на выходе из котла и типа систем теплоснабжения и не должны превышать или выходить за пределы значений, указанных в табл. 1 и в -Правилах устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов- Госгортехнадзора.

1.2. Нормы, приведенные в табл., относятся к котлам, в которых отсутствует эффект пристенного кипения воды и, как следствие, местное существенное повышение температуры стенки трубы. Возможность появления этого эффекта в конкретных условиях эксплуатации устанавливается в процессе пуска и наладки котла. В этих случаях принимаются меры для предотвращения указанного эффекта.

1.3. Качество подпиточной воды из напорной линии подпиточного насоса должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к соответствующим показателям сетевой воды (см. табл.). Должна быть исключена возможность загрязнения обратной сетевой воды растворенным кислородом и солями жесткости.

1.4. Предельная карбонатная жесткость сетевой и подпиточной воды с окисляемостью менее 6 мг/кг должна уточняться в первый период эксплуатации при наладке водогрейного котла.

1.5. Качество сетевой и подпиточной воды для открытых систем теплоснабжения должно дополнительно удовлетворять требованиям ГОСТ 2874-82.

1.4. Использование воды от непрерывной продувки паровых котлов, а также отмычной воды от ионитных фильтров в обоснованных случаях допускается только для закрытых систем теплоснабжения.

1.7. Применение химических методов обескислороживания воды (например, сульфитирования) допускается только для закрытых систем теплоснабжения без непосредственного водоразбора.

Примечания:

1. В числителе указаны значения для котлов на твердом топливе, в знаменателе - на жидкое и газообразном.

2. Нормы жесткости (см черт. 1 и 2) для котлов пылеугольных и со слоевым сжиганием топлива могут быть увеличены на 25%.

3. Для тепловых сетей, в которых водогрейные котлы работают параллельно с бойлерами, имеющими латунные трубы, верхний предел pH сетевой воды не должен превышать 9,5.

4. Содержание растворенного кислорода указано для сетевой воды; для подпиточной воды оно не должно превышать 50 мкг/кг.

1.8. Непосредственная обработка подпиточной и сетевой воды гидразином и токсичными аминами для открытых и закрытых систем теплоснабжения недопустима.

Допускается использование в термических деаэраторах по ГОСТ 16860-88 пара от котлов высокого давления, питательная вода которых обрабатывается гидразином. При этом концентрация гидразина в паре, используемом для открытых систем теплоснабжения, не должна быть более 0,01 мг/кг.

1.9. При осуществлении силикатной обработки подпиточной или сетевой воды содержание SiO₂ в них не должно превышать 30 мг/кг.

3.3 Качественное регулирование отопительной нагрузки. Регулирование однородной тепловой нагрузки

Применяемое на отечественных теплоисточниках качественное регулирование тепловой нагрузки предусматривает последовательное включение основных сетевых подогревателей и пиковых водогрейных котлов.

При последовательном включении теплофикационного оборудования значительно снижается надежность и экономичность работы пиковых котлов, что приводит к снижению эффективности всей системы теплоснабжения в целом. Таким образом, надежность и экономичность работы систем теплоснабжения при качественном регулировании тепловой нагрузки непосредственно связаны с эффективностью работы пиковых источников тепловой мощности - пиковых водогрейных котлов.

Одним из направлений повышения эффективности работы пиковых водогрейных котлов является включение водогрейных котлов в замкнутый контур двухконтурных схем. В таких схемах режим работы водогрейного котла определяет режим работы системы теплоснабжения. Разработанные на кафедре ТГВ УлГТУ технические решения направлены на повышение надежности работы замкнутого контура, что обеспечивается подпиткой замкнутого контура добавочной питательной водой или водой, которую отбирают после деаэратора пи-

тательной воды. Разработана методика расчета температурного графика замкнутого контура водогрейных котлов. Параметры этого графика необходимо учитывать при обосновании целесообразности применения двухконтурных схем. Достоинствами количественного и качественно-количественного регулирования тепловой нагрузки являются: увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет понижения температуры обратной сетевой воды; возможность применения недорогих методов обработки подпиточной воды; значительная экономия электроэнергии на транспорт теплоносителя за счет ограничения времени работы теплосети с максимальным расходом сетевой воды; снижение количества коррозионных повреждений трубопроводов за счет поддержания температуры сетевой воды в подающей магистрали теплосети постоянной; меньшая инерционность регулирования тепловой нагрузки; наилучшие показатели по режиму систем отопления.

Качественное регулирование однородной нагрузки

Рассмотрим регулирование отпуска тепла при наличии только отопительной нагрузки (вентиляционной нагрузки и ГВС нет).

Качественное регулирование предполагает $G_o = \text{const}$.

Требуется определить $\tau_{o1} = f(t_h)$, $\tau_{o2} = f(t_h)$. Для отопительной установки максимальная разность температур $\Delta = \tau_{o1} - t_e$. Тогда

$$\varepsilon_o = \frac{Q_o}{G_o c (\tau_{o1} - t_e)}$$

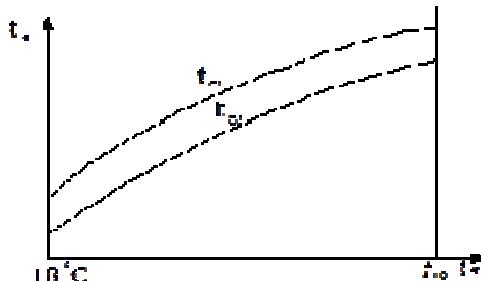


Рис.1.2. График температур сетевой воды при качественном регулировании отопительной нагрузки

3.4 Количествоное регулирование отопительной нагрузки

Для получения одинакового закона изменения расхода воды у всех абонентов необходимо при выключенном расходе ГВС установить одинаковые напоры в подающем и обратном трубопроводах на всех абонентских вводах.

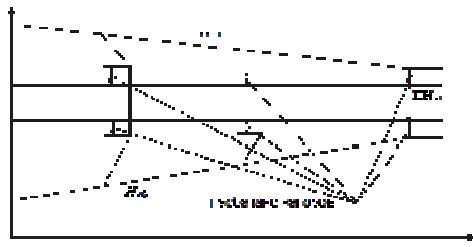


Рис.1.3 Пьезометрический график

Расбаланс напоров на абонентских вводах гасится шайбами или диафрагмами.

На всех абонентских вводах должны быть обеспечены условия: $H_{np} = \text{idem}$, $H_{obp} = \text{idem}$, $H_{ab} = \text{idem}$. Степень изменения расхода воды у всех потребителей будет одинакова, если

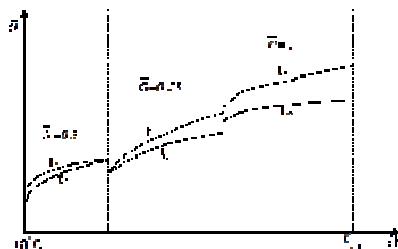
$$\left(\frac{\rho_{\text{г.ж}}}{\rho'_o} \right)_{\text{норм.}} = \left(\frac{\rho_{\text{г.ж}}}{\rho'_o} \right)_{\text{рай.}}$$

Если равенство не соблюдается, то требуется местная подрегулировка у этого потребителя.

Качественно – количественное регулирование нагрузки может выполняться:

- 1) с заданным напором на станции;
- 2) с искусственным изменением расхода воды в сети.

Разновидностью качественно-количественного регулирования является ступенчатое регулирование.



1.6 Лекция №6 (2 часа).

Тема: «Газопроводы»

1.4.1 Вопросы лекции:

1. Подготовка газа к транспортированию и использованию.
2. Очистка горючих газов.
3. Технологическая схема магистрального газопровода.
4. Классификация газопроводов.
5. Устройство подземных, надземных и наземных газопроводов.
6. Запорные устройства.

1.4.2 Краткое содержание вопросов:

1. Подготовка газа к транспортированию и использованию

Широкое распространение получили технологические системы группового сбора газа, которые позволяют улучшить качество подготовки газа к транспортированию. Возможны две технологические схемы сбора газа: централизованная и децентрализованная.

При централизованной схеме на установках комплексной подготовки газа (**УКПГ**) осуществляют сбор и первичную обработку газа, а окончательную его подготовку к транспортированию проводят на головных сооружениях (**ГС**). Данную систему применяют на газовых месторождениях.

Децентрализованная схема предусматривает сбор, первичную и окончательную подготовку газа к транспортированию на УКПГ. Эту схему применяют на газоконденсатных месторождениях с большим запасом газа и высоким пластовым давлением.

Выбор типа технологических установок по обработке газа зависит от следующих факторов: фракционный состав газа; содержание в газе вредных компонентов (сероводорода, углекислоты и др.); количество содержащейся в газе воды; производительность скважин; давление и температура газа.

Газ, подаваемый в магистральный газопровод, должен быть очищен от механических и агрессивных химических примесей и осушен.

2. Очистка горючих газов

Очистка газа от механических примесей. Механические примеси - это твердые, жидкие и газообразные вещества, входящие в состав газа и снижающие его теплоту сгорания. К механическим примесям также относят конденсат (углеводороды от гексана до керосина) с более высокой теплотой сгорания, чем у природного газа.

Для очистки природного газа от механических примесей на пути движения его от месторождения до потребителя устанавливают сепараторы, фильтры. Выбор технологии очистки газа от примесей зависит от размеров частиц и требуемой степени очистки. Наиболее широко используют гравитационный и инерционный принципы отделения газа от капельной жидкости и твердых механических примесей. Сепараторы устанавливают у скважин. В гравитационных сепараторах механические примеси выпадают под действием силы тяжести при малых скоростях движения газа. Недостатки таких сепараторов - большая металлоемкость и невысокая эффективность очистки.

В инерционных сепараторах механические примеси выпадают под действием силы тяжести и центробежных сил, возникающих при криволинейном движении газа.

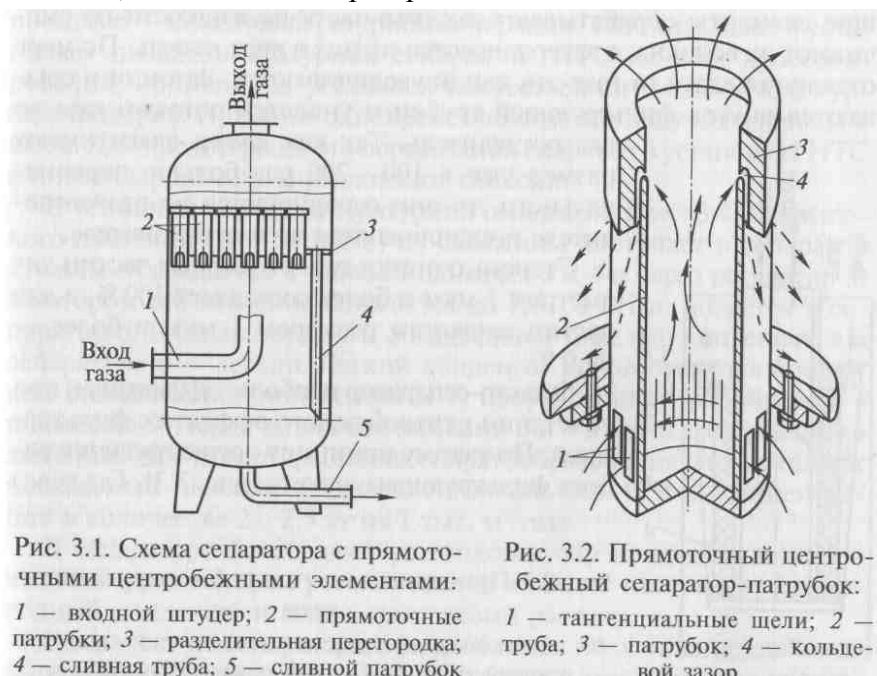


Рис. 3.1. Схема сепаратора с прямоточными центробежными элементами:
1 — входной штуцер; 2 — прямоточные патрубки; 3 — разделительная перегородка;
4 — сливная труба; 5 — сливной патрубок

Рис. 3.2. Прямоточный центробежный сепаратор-патрубок:
1 — тангенциальные щели; 2 — труба;
3 — патрубок; 4 — кольцевой зазор

3. Технологическая схема магистрального газопровода

Магистральный газопровод - это трубопровод, предназначенный для транспортирования газа от места добычи до места потребления. Магистральные газопроводы сооружают из стальных труб диаметром от 325 до 1 400 мм. Рабочее давление в них составляет 5,5 или 7,5 МПа. Возможно сооружение магистральных газопроводов с рабочим давлением 10 МПа и более. Оптимальные диаметры и основные параметры магистрального газопровода выбирают на основании технико-экономических расчетов.

Газ по газопроводу движется либо за счет энергии пластового давления, либо за счет энергии, передаваемой газу компрессорными станциями, расположенными вдоль газопровода.

Магистральный газопровод включает в себя головные сооружения, линейную часть, линейные компрессорные станции, станции подземного хранения газа, газораспределительные станции.

Головные сооружения - это комплекс сооружений, предназначенных для подготовки газа к транспортированию, т. е. для его очистки, осушки, одоризации. Сооружают их вблизи газовых промыслов. Очищенный и осушенный газ поступает в газопровод, по которому его перекачивают к месту потребления. Линейная часть магистрального газопровода включает в себя различные комплексы сооружений и установок, с помощью которых обеспечивается надежность и долговечность работы трубопровода.

Газопровод сооружают постоянного или переменного диаметра в одну или несколько ниток, которые укладывают параллельно.

Параллельные нитки могут быть как на всем протяжении от начальной до конечной точки газопровода, так и на отдельных участках. Трубопроводы, установленные на отдельных участках газопровода параллельно ему для увеличения производительности и надежности его работы, называются *лулингами*.

На трассе газопровода через каждые 20...25 км устанавливают линейные крановые узлы, включающие в себя запорные устройства (краны), обводные и продувочные линии. Кроме того, крановые узлы устанавливают на всех отводах от газопровода, переходах через водные преграды (на обоих берегах), перемычках между газопроводами и вблизи мест подключения компрессорной станции.

Используя эти узлы, можно отключить участки газопровода, освободить их от газа (через свечи), продуть, заполнить газом и включить в действие после выполнения ремонтных работ. В местах установки линейных крановых узлов предусматриваются устройства для визуального и дистанционного замера давления, заливки метанола внутрь газопровода, контроля прохождения очистных поршней (сигнализаторы прохождения поршня), телеизмерения и телеуправления.

Для сбора и удаления конденсата из газопровода в наиболее низких его местах предусматривается установка конденсатосборников. Для очистки внутренней поверхности газопровода от механических примесей предусматриваются устройства, позволяющие запускать и принимать (улавливать) очистные поршни. Для приема конденсата сооружают специальные резервуары, а также установки для очистки и перекачки чистого конденсата на базу хранения или в пункты налива в железнодорожные или автомобильные цистерны.

Для предохранения металла труб от почвенной коррозии используют установки катодной и протекторной защиты.

Компрессорные станции (КС) - это комплекс сооружений газопровода, предназначенных для очистки, компримирования и охлаждения газа. Их число и места расстановки по трассе газопровода определяют гидравлическим расчетом.

Станции подземного хранения газа (СПХГ) - это комплекс сооружений, предназначенных для закачки в пласт, хранения, отбора из него газа и подачи его в магистральные газопроводы.

Подземные хранилища природного газа (ПХПГ) позволяют сглаживать неравномерность газопотребления. Наличие хранилищ, подключенных к магистральному газопроводу, дает возможность проводить на газопроводах ремонтные работы.

Газ, поступающий из магистрального газопровода компримируется на компрессорной станции и через скважины подается в пласт. Газ из пласта отбирают через скважины (под давлением пласта), затем направляют на очистку и осушку и подают в магистральный газопровод. В летнее время имеются избытки газа, которые закачиваются в ПХПГ. В зимнее вре-

мя, когда возрастаёт потребность в газовом топливе, газ отбирают из подземного газового хранилища.

Газораспределительная станция (ГРС) - это комплекс сооружений газопровода, предназначенных для снижения давления, очистки, одоризации и учета расхода газа перед подачей его потребителям. Сооружают ГРС в конечном пункте магистрального газопровода и на всех его отводах.

4. Классификация газопроводов

Системы газоснабжения состоят из распределительных газопроводов, газораспределительных станций (ГРС), газорегулягурных пунктов (ГРП) и газорегуляторных установок (ГРУ). В системах газоснабжения городов и населенных пунктов в зависимости от давления транспортируемого газа различают: газопроводы высокого давления I категории (рабочее давление газа выше 0,6 до 1,2 МПа); газопроводы высокого давления II категории (рабочее давление газа выше 0,3 до 0,6 МПа); газопроводы среднего давления (рабочее давление газа выше 0,005 до 0,3 МПа); газопроводы низкого давления (рабочее давление газа до 0,005 МПа).

Газопровод является важным элементом системы газораспределения, так как на его сооружение расходуется от 70 до 80% всех капитальныхложений. При этом 80% от общей протяженности приходится на газопроводы низкого давления и 20% - на газопроводы среднего и высокого давлений.

Газопроводы низкого давления служат для подачи газа к жилым домам, общественным зданиям и коммунально-бытовым предприятиям.

Газопроводы среднего давления через ГРП снабжают газом газопроводы низкого давления, а также промышленные и коммунально-бытовые предприятия. По газопроводам высокого давления газ поступает в ГРП промышленных предприятий и газопроводы среднего давления. Связь между газопроводами различных давлений осуществляется через ГРП и ГРУ.

В зависимости от расположения газопроводы подразделяются на наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межхозяйственные) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений), а также на подземные и надземные. В зависимости от назначения в системе распределения газа газопроводы подразделяются на распределительные, газопроводы-вводы, вводные, продувочные, сбросные и межпоселковые.

Распределительными являются наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давлений, предназначенные для подачи газа к одному объекту.

Газопроводом-вводом считается участок от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

Вводным газопроводом считается участок от отключающего устройства на вводе в здание до внутреннего газопровода.

Продувочный газопровод предназначен для продувки системы распределения газа агрегата перед вводом его в действие.

Сбросным газопроводом считается труба для аварийного сброса давления газа.

Межпоселковыми являются распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

Внутренним газопроводом считают участок от газопровода-ввода или вводного газопровода до места подключения газового прибора или теплового агрегата.

В зависимости от материала труб газопроводы подразделяются на металлические (стальные, медные) и неметаллические (полиэтиленовые).

Различают также трубопроводы с природным и сжиженным углеводородным газами.

По принципу построения системы распределения газа подразделяются на *кольцевые*, *тупиковые* и *смешанные*. В тупиковых системах газ поступает потребителю в одном направлении, т. е. потребители имеют одностороннее питание.

В отличие от тупиковых, кольцевые сети состоят из замкнутых контуров, в результате чего газ может поступать к потребителям по двум или нескольким линиям.

Надежность кольцевых сетей выше тупиковых. При проведении ремонтных работ на кольцевых сетях отключается только часть потребителей, присоединенных к данному участку.

В систему распределения газа входят: распределительные газопроводы всех давлений, газораспределительные станции и газорегуляторные пункты. Все элементы систем газоснабжения должны обеспечивать надежность и безопасность подачи газа потребителям.

В зависимости от числа ступеней давления газа в газопроводах системы газоснабжения городов и населенных пунктов подразделяются на одно-, двух-, трех- и многоступенчатые.

Одноступенчатые системы распределения газа обеспечивают подачу газа потребителям по газопроводам только одного давления, как правило, низкого (рис. 4.1).

В зависимости от назначения в системе распределения газа газопроводы подразделяются на распределительные, газопроводы-вводы, вводные, продувочные, сбросные и межпоселковые.

Распределительными являются наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давлений, предназначенные для подачи газа к одному объекту.

Газопроводом-вводом считается участок от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

Вводным газопроводом считается участок от отключающего устройства на вводе в здание до внутреннего газопровода.

Продувочный газопровод предназначен для продувки системы распределения газа агрегата перед вводом его в действие.

Сбросным газопроводом считается труба для аварийного сброса давления газа.

Межпоселковыми являются распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

Внутренним газопроводом считают участок от газопровода-ввода или вводного газопровода до места подключения газового прибора или теплового агрегата.

В зависимости от материала труб газопроводы подразделяются на металлические (стальные, медные) и неметаллические (полиэтиленовые).

Различают также трубопроводы с природным и сжиженным углеводородным газами.

По принципу построения системы распределения газа подразделяются на *кольцевые*, *тупиковые* и *смешанные*. В тупиковых системах газ поступает потребителю в одном направлении, т. е. потребители имеют одностороннее питание.

В отличие от тупиковых, кольцевые сети состоят из замкнутых контуров, в результате чего газ может поступать к потребителям по двум или нескольким линиям.

Надежность кольцевых сетей выше тупиковых. При проведении ремонтных работ на кольцевых сетях отключается только часть потребителей, присоединенных к данному участку.

В систему распределения газа входят: распределительные газопроводы всех давлений, газораспределительные станции и газорегуляторные пункты. Все элементы систем газоснабжения должны обеспечивать надежность и безопасность подачи газа потребителям.

В зависимости от числа ступеней давления газа в газопроводах системы газоснабжения городов и населенных пунктов подразделяются на одно-, двух-, трех- и многоступенчатые.

Одноступенчатые системы распределения газа обеспечивают подачу газа потребителям по газопроводам только одного давления, как правило, низкого (рис. 1).

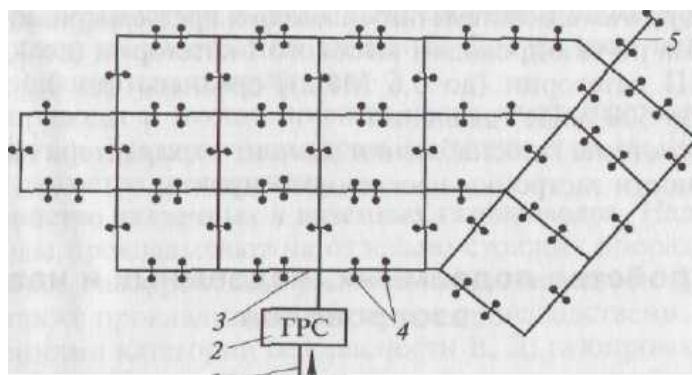


Рис. 1. Схема одноступенчатой системы распределения газа:

/ - магистральный газопровод; 2 - газораспределительная станция; 3 - кольцевой газопровод; 4- ответвления к потребителям; 5- тупиковый газопровод

Двухступенчатые системы распределения газа (рис. 2) обеспечивают распределение и подачу газа потребителям по газопроводам среднего и низкого или высокого и низкого давлений.

Трехступенчатая система распределения газа позволяет осуществлять распределение и подачу газа потребителям по газопроводам низкого, среднего и высокого давлений.

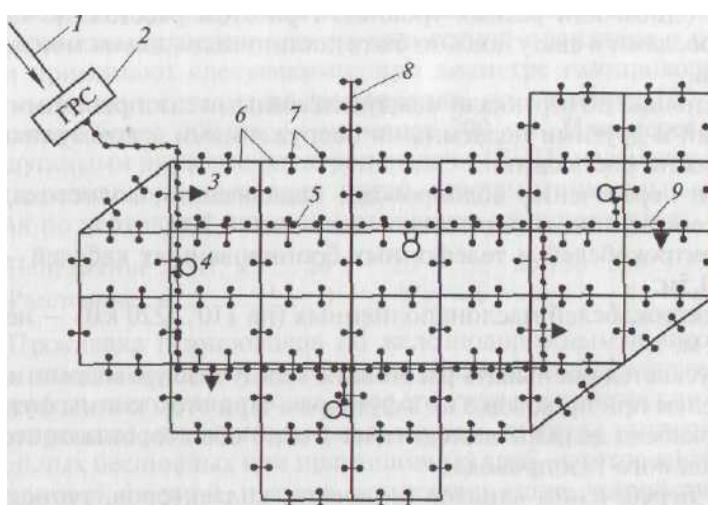


Рис. 2. Схема двухступенчатой системы распределения газа:

1 - магистральный газопровод высокого давления; 2 - ГРС; 3 - крупные потребители газа; 4 - городские ГРП, питающие газопроводы низкого давления; 5- газопроводы высокого и среднего давлений; 6 - кольцевые газопроводы низкого давления; 7 - ответвления к потребителям; 8 - тупиковый газопровод низкого давления; 9 - тупиковый газопровод среднего давления

Многоступенчатая система газоснабжения предусматривает распределение газа по газопроводам высокого I категории (до 1,2 МПа), высокого II категории (до 0,6 МПа), среднего (до 0,3 МПа) и низкого (до 500 даСПа) давлений.

Выбор системы газоснабжения зависит от характера планировки и плотности застройки населенного пункта.

5. Устройство подземных, надземных и наземных газопроводов

Устройство подземных газопроводов. Система газоснабжения должна быть надежной и экономичной, что определяется правильным выбором трассы газопровода, который зависит от расстояния до потребителя, ширины проездов, вида дорожного покрытия, наличия вдоль трассы различных сооружений и препятствий, а также от рельефа местности. Минимальная глубина заложения газопроводов должна быть не менее 0,8 м. В местах, где не предусматривается движение транспорта, глубина заложения газопровода может составлять 0,6 м.

Расстояние от газопровода до наружной стены колодцев и камер подземных сооружений должно быть не менее 0,3 м.

Допускается укладка двух и более газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях. При этом расстояние между газопроводами в свету должно быть достаточным для их монтажа и ремонта.

Расстояние по вертикали между подземными газопроводами всех давлений и другими подземными сооружениями и коммуникациями должно составлять:

- при пересечении водопровода, канализации, водостока, каналов телефонных и теплосети - не менее 0,2 м;
- электрокабелей и телефонных бронированных кабелей - не менее 0,5м;
- электрокабелей масла наполненных (на 110... 220 кВ) - не менее 1,0 м.

Допускается уменьшать расстояние между газопроводом и электрокабелем при прокладке их в футлярах. При этом концы футляра электрокабеля должны выходить на 1 м по обе стороны от стенок пересекаемого газопровода.

При пересечении каналов теплосети, коллекторов, туннелей с переходом над или под ними следует предусматривать прокладку газопровода в футляре, выходящем на 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений, а также проверку физическими методами контроля всех сварных стыков в пределах пересечения и на расстоянии 5 м в стороны от наружных стенок этих сооружений.

Запорную арматуру и конденсатосборники на газопроводах устанавливают на расстоянии не менее 2 м от края пересекаемой коммуникации или сооружения.

Газопроводы в местах прохода через наружные стены зданий заключают в футляры диаметром не менее чем на 100...200 мм больше диаметра газопровода.

Устройство надземных и наземных газопроводов. Надземные газопроводы прокладывают на отдельно стоящих опорах, эстакадах и колоннах. Газопроводы с рабочим давлением до 0,6 МПа допускается также прокладывать по стенам производственных зданий с помещениями категории безопасности В, Д; газопроводы с давлением до 0,3 МПа - по стенам общественных зданий и жилых домов не ниже III, III(а) степеней огнестойкости, а газопроводы низкого давления - по стенам общественных зданий и жилых домов IV и V степеней огнестойкости.

Надземные газопроводы проектируют с учетом компенсации продольных деформаций по фактически возможным температурным условиям работы, а в случае, когда не обеспечивается самокомпенсация, - с учетом установки компенсатора.

Высоту прокладки принимают с учетом возможности его осмотра и ремонта.

Под оконными проемами и балконами жилых и общественных зданий газопроводы не должны иметь разъемных соединений.

Расстояния между надземными газопроводами и трубопроводами другого назначения при их совместной прокладке и пересечении принимают следующими: при диаметре газопровода до 300 мм - не менее диаметра газопровода, но не менее 100 мм; при диаметре более 300 мм - не менее 300 мм.

При пересечении с воздушными линиями электропередачи (ЛЭП) наземные газопроводы размещают ниже этих линий, причем минимальные расстояния по вертикали между ними зависят от напряжения:

Напряжение ЛЭП, кВ...	. до 1	20	35	до 150	220	330	500
Расстояние, м	1	3	4	4,5	5	6	6,5

Прокладка газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам осуществляется таким образом, чтобы исключить возможность скопления газа в случае его утечки в конструкциях моста. Газопроводы, подвешиваемые к мостам, должны выполняться из стальных бесшовных или прямошовных труб, изготовленных электродуговой сваркой, и иметь компенсирующие устройства.

Газопроводы, проложенные по металлическим и железобетонным мостам, плотинам и другим гидротехническим сооружениям, должны быть электроизолированы от металлических частей.

Расстояние между опорами надземных газопроводов определяется расчетом. Узлы и детали крепления газопроводов выполняются по рабочим чертежам типовых конструкций.

4. Запорные устройства

К запорным устройствам относятся трубопроводная арматура (краны, задвижки, вентили), гидравлические задвижки и затворы, а также быстродействующие (отсечные) устройства с пневматическим или магнитным приводом.

Запорные устройства должны обеспечивать: герметичность отключения; минимальные потери давления в открытом положении; удобство обслуживания и ремонта. Принципиальные схемы работы различных запорных устройств приведены на рис. 4.8.

Запирающий орган (затвор) крана (рис. 8, а) представляет собой пробку, врачающуюся в корпусе вокруг своей оси. В шаровых кранах пробка имеет шарообразную форму, а в остальных - форму усеченного конуса. Имеющееся в пробке сквозное отверстие в шаровых кранах круглое, а в остальных - щелевидное. Для полного открытия пробку необходимо повернуть на 90°.

Проход в задвижке (рис. 8, б) перекрывается затвором, имеющим форму плоского диска или клина и передвигающимся в плоскости, перпендикулярной направлению движения газа. Для полного открытия затвор выдвигают на расстояние, равное условному диаметру прохода D_y .

Вентильный затвор (рис. 8, в) перемещается вдоль оси седла, и для полного открытия его достаточно поднять на 1/4 D_y гидрозатворе и гидравлической задвижке (рис. 4.8, г, д) затвором служит вода, высота столба которой $H - h_2 - L$ должна превышать максимальное давление (300 мм вод. ст.) в газопроводе.

Привод к затворам запорных устройств может быть ручным, механическим, пневматическим и гидравлическим, электрическим и электромагнитным.

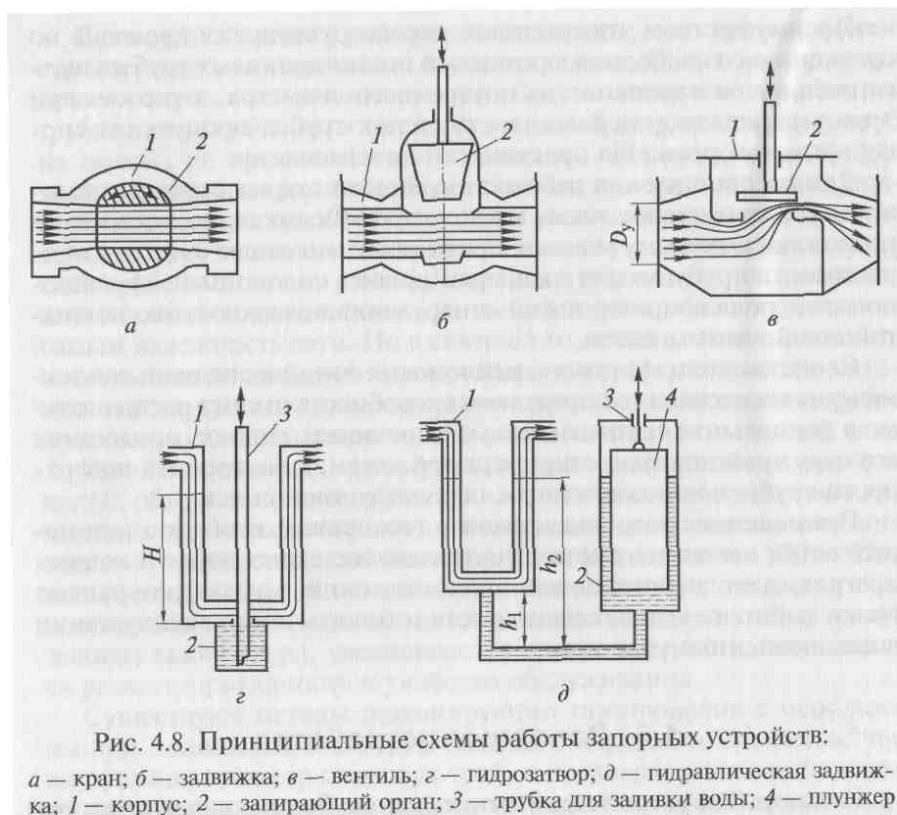


Рис. 4.8. Принципиальные схемы работы запорных устройств:

а — кран; б — задвижка; в — вентиль; г — гидрозатвор; д — гидравлическая задвижка; 1 — корпус; 2 — запирающий орган; 3 — трубка для заливки воды; 4 — плунжер

1.7 Лекция №7 (2 часа).

Тема: «Задача газопроводов от коррозии»

1.7.1 Вопросы лекции:

1. Виды коррозии газопроводов
2. Защита газопроводов от почвенной коррозии и ближайших токов
3. Мероприятия по защите подземных газопроводов от коррозии
4. Коррозионные измерения на подземных стальных трубопроводах
5. Определение коррозионной активности грунта

1.7.2 Краткое содержание вопросов:

1. Виды коррозии газопроводов

Коррозией называется постепенное разрушение металла вследствие химического или электрохимического воздействия.

Химическая коррозия - взаимодействие металла с коррозионной средой. При этом металл взаимодействует со средой, не проводящей электрический ток. Протекающие окислительно-восстановительные реакции осуществляются путем непосредственного перехода электронов с атома металла на частицу (молекулу, атом) - окислитель, входящий в состав среды.

Электрохимическая коррозия - взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором ионизация атомов металла и восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекают не одновременно и их скорости зависят от электродного потенциала.

При электрохимической коррозии металл соприкасается с растворами, проводящими электрический ток, - электролитами.

Вследствие неоднородности строения металла, наличия примесей и различного состава раствора при соприкосновении металла с электролитом образуются микроскопические гальванические элементы, у которых катодом служат посторонние примеси, а анодом - сам металл. Ионы металла переходят в раствор, освобожденные электроны перемещаются к катодным участкам.

Процесс коррозии зависит от электродных потенциалов анодных и катодных участков.

При электрохимической коррозии протекают два самостоятельных процесса: анодный - переход металла в раствор в виде гидратированных ионов с оставлением эквивалентного числа электронов в металле, и катодный - ассимиляция находящихся в металле избыточных электронов.

Анодные и катодные процессы происходят на различных участках, однако могут протекать и на одной поверхности, чередуясь по времени.

Основными источниками блюжающих токов являются рельсовые сети трамвая, метрополитена и электрифицированной железной дороги. Положительный полюс источника постоянного тока электрифицированного транспорта подключается к контактному проводу, а отрицательный - к ходовым рельсам. Ток от положительной шины тяговой подстанции по питающей линии поступает в контактный провод, а оттуда через токоприемник - к двигателям электровоза и далее через колесные пары, рельсы и землю в отсасывающую линию к минусовой шине тяговой подстанции. Стекающий в землю ток, который называют *блюжающим*, тем больше, чем меньше переходное сопротивление между рельсами и землей и чем больше предельное сопротивление рельсов.

Наиболее значительные токи утечки наблюдаются на участках путей электрифицированных железных дорог, где имеются малые переходные сопротивления между рельсами и землей и большие тяговые токи. Блюжающие токи, возникающие при этом, могут распространяться на большие расстояния. Блюжающие токи, проникая в подземный газопровод, создают три потенциальные зоны: катодную - участок входа блюжающего тока из почвы в газопровод (не опасную в коррозионном отношении); анодную - участок выхода блюжающего тока из газопровода (опасную в коррозионном отношении); знакопеременную - участок газопровода, где наблюдается изменение потенциальной зоны во времени, т.е. возникают то анодная, то катодная зоны.

2. Защита газопроводов от почвенной коррозии и блюжающих токов

Защита газопроводов от коррозии подразделяется на пассивную и активную.

Пассивная защита. Этот вид защиты предусматривает изоляцию газопровода. При этом используют покрытие на основе битумно-полимерных, битумно-минеральных, полимерных, этиленовых и битумно-резиновых мастик. Антикоррозийное покрытие должно иметь достаточные механическую прочность, пластичность, хорошую прилипаемость к металлу труб, обладать диэлектрическими свойствами, а также оно не должно разрушаться от биологического воздействия и содержать компоненты, вызывающие коррозию металла труб.

Одним из широко используемых методов пассивной защиты является изоляция липкими полимерными лентами шириной 400, 450, 500 мм или по заказу. Согласно ГОСТ 20477-86 в зависимости от толщины ленты основа ее может быть марок А или Б.

Активная защита. Методы активной защиты (катодная, протекторная, электродрениажная) в основном сводятся к созданию такого электрического режима для газопровода, при котором коррозия трубопровода прекращается.

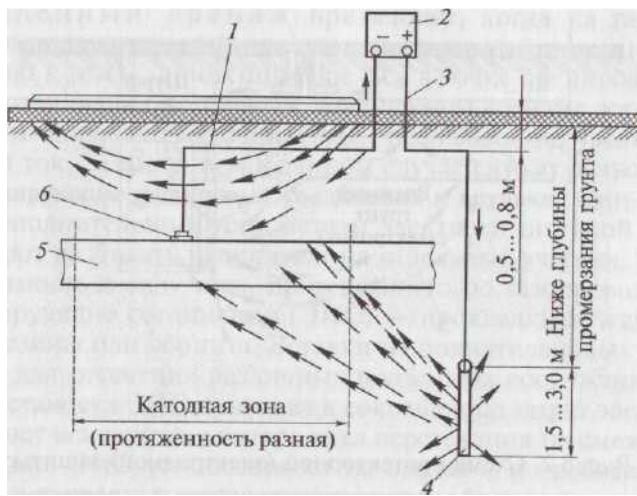


Рис. 1. Схема катодной защиты:

1 - дренажный кабель; 2 - источник постоянного тока; 3 - соединительный кабель; 4 - заземлитель (анод); 5 - газопровод; 6 - точка дренирования

Катодная защита. При катодной защите (рис. 1) для создания гальванической пары используется внешний источник питания 2. При этом катодом является газопровод 5, подсоединеный в точке дренирования 6 посредством дренажного кабеля к отрицательному электроду источника питания; анодом является металлическая штанга 4, заглубленная в грунт ниже зоны промерзания его.

Одна катодная станция обеспечивает защиту газопровода протяженностью до 1 000 м.

Протекторная (электродная) защита. При протекторной защите участок газопровода превращается в катод не за счет источника питания, а за счет использования протектора. Последний соединен проводником с газопроводом и образует с ним гальваническую пару, в которой газопровод является катодом, а протектор - анодом. В качестве протектора используется металл с более отрицательным потенциалом, чем у железа.

Принцип работы протекторной защиты показан на рис. 2. Ток от протектора 3 через грунт попадает на газопровод 6, а затем по изолированному соединительному кабелю к протектору. Протектор при стекании с него тока будет разрушаться, защищая газопровод.

Зона действия протекторной установки приблизительно 70 м. Главное назначение протекторных установок - дополнение к дренажной или катодной защите на удаленных газопроводах для полного снятия положительных потенциалов.

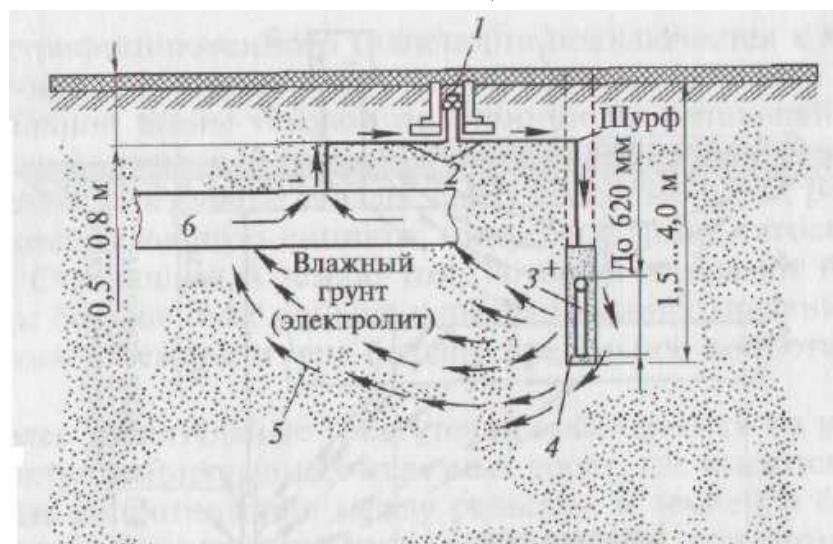


Рис. 2. Схема протекторной (электродной) защиты:

1 - контрольный пункт; 2 - соединительные кабели; 3 - протектор (электрод); 4 - полнитель (соли + глина + вода); 5 - пути движения защитного тока в грунте; 6 - газопровод

Электродренажная защита. При электродренажной защите ток отводится из анодной зоны газопровода к источнику (рельсу или отрицательной шине тяговой подстанции). Зона защиты около 5 км.

Применяют три типа дренажа: прямой (простой), поляризованный и усиленный.

Прямой дренаж характеризуется двухсторонней проводимостью (рис.3). Дренажный кабель присоединяется только к минусовой шине. Главный недостаток заключается в возникновении положительного потенциала на газопроводе при нарушении стыковых соединений рельсов, поэтому, несмотря на простоту, эти установки в городских газопроводах не применяют.

Поляризованный дренаж обладает односторонней проводимостью от газопровода к источнику. При появлении положительного потенциала на рельсах дренажный кабель автоматически отключается, поэтому его можно присоединять к рельсам.

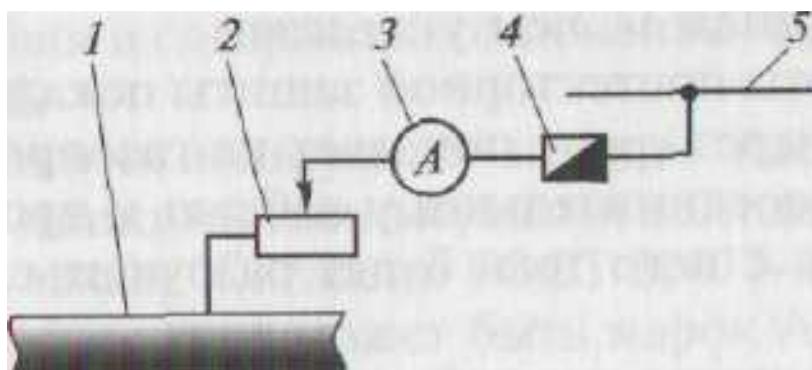


Рис. 3. Схема прямого (простого) дренажа:

1 - защищаемый газопровод; 2- регулировочный реостат; 3 - амперметр; 4 - предохранитель; 5 - минусовая шина (отсасывающий кабель)

Усиленный дренаж применяют, когда на газопроводе остается положительный или знакопеременный потенциал по отношению к земле, а потенциал рельса в точке дренирования тока выше потенциала газопровода. В усиленном дренаже дополнительно в цепь включают источник ЭДС, позволяющий увеличить дренажный ток. Заземлением в данном случае служат рельсы.

Изолирующие фланцевые соединения и вставки. Они используются дополнительно к устройствам электрохимической защиты и позволяют разбивать газопровод на отдельные участки, уменьшая проводимость и силу тока, протекающего по газопроводу. Электроизолирующие соединения (ЭИС) - прокладки между фланцами из резины или эbonита. Вставки из полиэтиленовых труб применяют для отсечения различных подземных сооружений друг от друга. Установка ЭИС приводит к сокращению затрат электроэнергии за счет исключения потерь тока перетекания на смежные коммуникации. ЭИС устанавливают на вводах к потребителям, подземных и надводных переходах газопроводов через препятствия, а также на вводах газопроводов в ГРС, ГРП и ГРУ.

Электрические перемычки. Электрические перемычки устанавливают на смежных металлических сооружениях в том случае, когда на одном сооружении имеются положительные потенциалы (анодная зона), а на другом - отрицательные (катодная зона), при этом

на обоих сооружениях устанавливаются отрицательные потенциалы. Перемычки применяют при прокладке по одной улице газопроводов различного давления.

3. Мероприятия по защите подземных газопроводов от коррозии

Защита от коррозии. Все подземные стальные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами. Защита от коррозии подземных стальных трубопроводов осуществляется по проектам. Проекты защиты от коррозии подземных стальных трубопроводов должны разрабатываться одновременно с проектированием самих газопроводов. Мероприятия по защите от коррозии строящихся подземных трубопроводов и включение в работу устройств электрохимической защиты должны осуществляться до сдачи трубопроводов в эксплуатацию, но не позднее чем через шесть месяцев после укладки их в грунт.

Внешняя поверхность подземных металлических трубопроводов подвергается электрохимической коррозии, которая в зависимости от условий может быть вызвана взаимодействием наружной поверхности металла с окружающей средой (почвой) или воздействием на металл блуждающих токов.

Таблица 1 - Показатели коррозионной активности грунта по отношению к стали

Степень коррозионной активности	Удельное электрическое сопротивление грунта. Ом · м	Потери массы образца, г	Средняя плотность поляризующего тока, мА/см
Низкая	Свыше 100	До 1	До 0,05
Средняя	20...100	1....2	0,05 ...0,2
Высокая	До 20	Свыше 2	Свыше 0,2

Опасность почвенной коррозии подземных металлических сооружений, зависящая от коррозионной активности грунта по отношению к стальным подземным трубопроводам, определяется тремя показателями: удельным электрическим сопротивлением грунта, потерями массы образцов и плотностью поляризующего тока (табл. 1).

Критерием опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами, является наличие положительной или знакопеременной разности потенциалов между трубопроводом и землей (анодной или знакопеременной зоны). Опасность коррозии подземных трубопроводов блуждающими токами оценивают на основании электрических измерений. Основным показателем, определяющим опасность коррозии стальных подземных трубопроводов под действием переменного тока электрифицированного транспорта, является смещение разности потенциалов между трубопроводом и землей в отрицательную сторону не менее чем на 10 мВ по сравнению со стандартным потенциалом трубопровода.

Защита подземных стальных трубопроводов от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, осуществляется путем их изоляции от контакта с окружающим грунтом и ограничения проникновения блуждающих токов из окружающей среды и путем катодной поляризации металла трубопровода. Для уменьшения влияния коррозии рационально выбирают трассу трубопровода, а также используют различные типы изоляционных покрытий и специальные способы прокладки газопроводов. Подземные стальные трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунтах с высокой коррозионной активностью, защищают от почвенной коррозии с помощью изоляционных покрытий и катодной поляризации. Причем при использовании последней поляризационные потенциалы, создаваемые на всей поверхности трубопровода, по абсолютному значению должны соответствовать значениям табл. 2.

Измерение поляризационных потенциалов на подземных стальных трубопроводах осуществляют на специально оборудованных контрольно-измерительных пунктах. На действующих стальных трубопроводах, не оборудованных такими пунктами, для измерения поляризационных потенциалов допускается осуществлять катодную поляризацию таким образом, чтобы значения потенциала трубы по отношению к медно-сульфатному электроду сравнения составляли -0,87...-2,5 В. На действующих стальных трубопроводах катодную поляризацию подземных стальных трубопроводов проводят таким образом, чтобы исключить вредное влияние ее на соседние подземные металлические сооружения. Это достигается уменьшением абсолютного значения минимального потенциала и увеличением абсолютного значения максимального защитного потенциала соседних подземных металлических сооружений, ранее не требовавших защиты.

4. Коррозионные измерения на подземных стальных трубопроводах

Эти измерения выполняют для определения степени опасности электрохимической коррозии подземных трубопроводов и эффективности действия электрохимической защиты и осуществляются в ходе проектирования, строительства и эксплуатации устройств противокоррозионной защиты подземных стальных трубопроводов.

Целью коррозионных измерений при проектировании защиты вновь сооружаемых подземных трубопроводов является выявление участков трасс, опасных в отношении подземной коррозии. При этом определяют коррозионную активность грунта и наличие блюжающих токов в земле.

Коррозионные измерения при строительстве подземных трубопроводов подразделяются на две группы: проводимые при производстве изоляционно-укладочных работ и проводимые при монтажных работах и наладке электрохимической защиты. При монтажных работах и наладке электрохимической защиты измерения проводят для определения параметров установок электрохимической защиты и контроля эффективности их действия.

В сети действующих трубопроводов измерение потенциалов проводят в зонах действия средств электрозащиты подземных сооружений и в зонах влияния источников блюжающих токов два раза в год, а также после каждого значительного изменения коррозионных условий (режима работы электрозащитных установок, системы электроснабжения электрифицированного транспорта). Результаты измерения фиксируют в картах-схемах подземных трубопроводов. В остальных случаях измерения производят один раз в год.

Удельное сопротивление грунта определяют с помощью специальных измерительных приборов М-416, Ф-416 и ЭП-1М. Для измерения напряжений и тока при коррозионных измерениях используют показывающие и регистрирующие приборы. Вольтметры применяют с внутренним сопротивлением не менее 20 кОм на 1 В. При проведении коррозионных измерений наибольшее распространение получили неполяризующиеся медно-сульфатные электроды: ЭН-1; НН-СЗ-56; МЭП-АКХ; МЭСД-АКХ и др.

Неполяризующиеся медно-сульфатные электроды длительного действия с датчиком электрохимического потенциала используются в качестве электродов сравнения при измерениях разности потенциалов между трубопроводом и землей, а также поляризованного потенциала стального трубопровода, защищаемого методом катодной поляризации.

Таблица 2

Нормированные значения поляризационных (защитных) потенциалов

Металл трубопровода	Поляризационный (защитный) потенциал по отношению к медно-сульфатному не поляризующемуся электроду в любой среде, В	
	минимальный	максимальный
Сталь с защитным покрытием	-0,85	-1,1
Сталь без защитного покрытия	-0,85	Не ограничивается

5. Определение коррозионной активности грунта

При определении коррозионной активности по потере массы стальных образцов и поляризационным кривым производят отбор и обработку проб испытываемого грунта. Пробы грунта отбирают в шурфах, скважинах и траншеях из слоев, расположенных на глубине прокладки сооружения, с интервалами 50...200 м на расстоянии 0,3...0,5 м от боковой стенки трубы. Для пробы берут 1,5...2 кг грунта и удаляют из него твердые включения размером более 3 мм. Определение коррозионной активности грунта по потере массы стальных образцов производят на специальной установке (рис. 5.5), состоящей из жестяной банки, источника регулируемого напряжения постоянного тока Си стального образца. Образец представляет собой стальную трубку длиной 100 мм, изготовленную из водогазопроводных труб, обточенную снаружи и внутри.

Стальной образец устанавливают в жестяную банку и изолируют от дна банки с помощью пробки. Пробку укрепляют на нижнем торце трубы так,

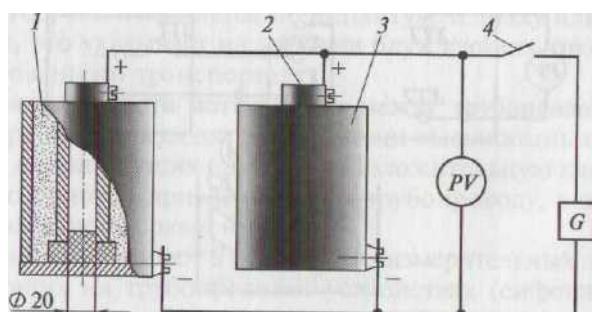


Рис. 5.5. Установка для определения коррозионной активности грунта по потере массы стальных образцов:

1 - испытуемый грунт; 2 - стальная трубка; 3 - банка; 4 - выключатель

чтобы расстояние между трубкой и банкой было 10...12 мм. Отобранную пробу грунта просушивают. Банку заполняют испытуемым фунтом. Грунт увлажняют дистиллированной водой до появления на его поверхности непоглощенной влаги. К трубке подключают положительный, а к банке - отрицательный полюс регулируемого источника постоянного тока. Трубка находится под током в течение 24 ч при напряжении 6 В между трубкой и банкой.

После отключения тока трубку извлекают из грунта, очищают от него и рыхлых продуктов коррозии и подвергают катодному травлению в восьми процентном растворе гидрата оксида натрия при плотности тока $15\ldots20 \text{ А}/\text{дм}^2$ до полного удаления продуктов коррозии.

После удаления продуктов коррозии образец промывают дистиллированной водой, высушивают и взвешивают.

Определение коррозионной активности грунта по отношению к стали по поляризационным кривым производится по схеме, показанной на рис. 5.6, которая включает в себя источник регулируемого напряжения постоянного тока G ; прерыватель тока ПТ; стакан вместимостью не менее 1 л из материала, обладающего диэлектрическими свойствами; вольтметр PV с внутренним сопротивлением не менее 20 кОм и миллиамперметр PA ; электроды $E1$ и $E2$. К каждому электроду припаивают изолированный проводник. Пробу грунта отбирают, сохраняя ее влажность, и помещают в стакан. Один электрод присоединяют к положительному полюсу источника тока, другой - к отрицательному. Для снятия поляризационной кривой электроды поляризуют при увеличении плотности тока. При этом достаточно задания трех-четырех значений тока. На основании полученных данных строят диаграмму.

Определение наличия блуждающих токов в земле. Наличие блуждающих токов в земле на трассе проектируемого трубопровода

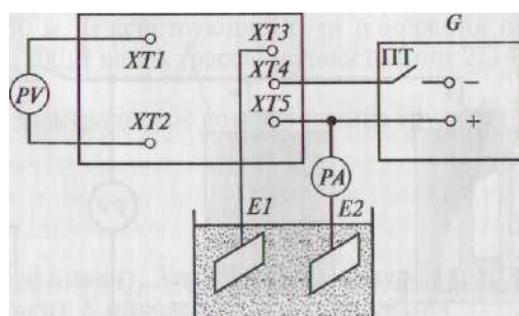


Рис 4. Схема для определения коррозионной активности грунта по поляризационным кривым:

АТ/, $XT2$ - клеммы для подсоединения вольтметра; $XT3$, $XT4$, $XT5$ - клеммы для подсоединения датчика, трубы и электрода сравнения соответственно

по результатам измерений разности потенциалов между проложенными в данном районе подземными металлическими сооружениями и землей.

Схема электрических измерений для обнаружения блуждающих токов в земле приведена на рис. 7. Для измерений используют медно-сульфатные электроды сравнения. Возможны два варианта расположения измерительных электродов на местности: параллельно будущей трассе сооружения, а затем перпендикулярно к оси трассы и в соответствии со сторонами света.

Второй вариант наиболее удобен в тех случаях, когда изучаются коррозионные условия целого района, а также при сложной трассе подземного сооружения.

Если одна из установок ориентирована по предполагаемой трассе трубопровода, то положительная клемма прибора подключается к электроду, направленному в сторону ее начала. Электроды, установленные перпендикулярно, подключают так, чтобы «нижний» электрод соединялся с положительной клеммой прибора, а «верхний» - с отрицательной. При расположении по второму варианту электроды, ориентированные на юг и запад, соединяют с положительными клеммами соединительных приборов, а на север и восток - с отрицательными. Если измеряемая разность потенциалов устойчива, т.е. не изменяется по амплитуде и знаку, это указывает на наличие в земле токов почвенного происхождения либо токов от линии передачи постоянного тока по системе провод-земля. Если измеряемая разность потен-

циалов имеет неустойчивый характер, т.е. изменяется по амплитуде и знаку или только по амплитуде, это указывает на наличие ближайших токов от электрифицированного транспорта.

Измерение разности потенциалов между трубопроводом и землей. Измерения производят при помощи высокоомных показывающих или самопишуших приборов. Положительную клемму измерительного прибора присоединяют к трубопроводу, а отрицательную - к электроду сравнения.

Измерения выполняют в контрольно-измерительных пунктах или существующих на трубопроводах устройствах (сифонах, задвижках, гидрозатворах, регуляторных станциях и узлах домовых вводов). При проведении измерений на контрольно-измерительных пунктах соединительный провод от отрицательной клеммы вольтметра подключают к электроду сравнения контрольно-измерительных пунктов.

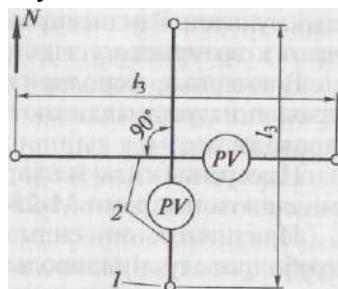


Рис. 7. Схема измерений для обнаружения ближайших токов в земле:

1 - медно-сульфатный электрод; 2 - изолированные провода

1.8 Лекция №8 (2 часа).

Тема: «Газоснабжение зданий»

1.8.1 Вопросы лекции:

1. Требования, предъявляемые к внутренним газопроводам.
2. Расчет внутридомового газопровода.
3. Газовые приборы и аппаратура.
4. Газовое оборудование коммунально-бытового сектора.

1.8.2 Краткое содержание вопросов:

1. Требования, предъявляемые к внутренним газопроводам

Газопроводы, прокладываемые внутри зданий и сооружений, изготавливают из стальных труб, соединение которых производят, как правило, сваркой. Разъемные (резьбовые и фланцевые) соединения допускается выполнять только в местах установки запорной арматуры, газовых и контрольно-измерительных приборов, регуляторов давления, счетчиков и другого оборудования, причем эти соединения должны быть доступными для осмотра и ремонта.

Прокладку газопроводов внутри зданий и сооружений обычно ведут открытым способом. Допускается выполнять скрытую прокладку газопроводов (кроме газопроводов для сжиженных углеводородных газов и газопроводов внутри жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера) в бороздах стен, закрывающихся легкосъемными щитами с отверстиями для вентиляции.

Для внутренних газопроводов, испытывающих температурные воздействия, следует предусматривать возможность компенсации температурных деформаций.

В производственных помещениях промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а также предприятий бытового обслуживания производственного характера следует предусматривать установку отключающих устройств: на вводе газопровода внутрь помещения; ответвлениях трубопровода к каждому агрегату; перед горелками и запальниками; продувочных трубопроводах, в местах присоединения их к газопроводам. Прокладку газопроводов в жилых домах осуществляют по нежилым помещениям.

Крепление открыто прокладываемых газопроводов к стенам, колоннам и перекрытиям внутри зданий осуществляют при помощи кронштейнов, хомутов, крючьев или подвесок на расстоянии, обеспечивающем возможность осмотра и ремонта самих газопроводов и установленной на них арматуры.

Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций прокладывают в футлярах. Пространство между газопроводом и футляром заделывают просмоленной паклей, резиновыми втулками или другими эластичными материалами. Конец футляра должен выступать над полом не менее чем на 3 см. Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах, окрашивают. Для окраски используют водостойкие лакокрасочные материалы. Для строительства наружных и внутренних газопроводов используют трубы, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали группы В (ГОСТ 380-88) не ниже категории II марок Ст2, Ст3 и марки Ст4 при содержании углерода не более 0,25%; стали марок 0,8, 10, 15, 20 (ГОСТ 1050-88); низколегированной стали марок 09Г2С, 17ГС, 171С (ГОСТ 19281-89) не ниже категории VI; стали 10Г2 (ГОСТ 4543-71). Сварные соединения труб должны быть равнопрочны с основным металлом труб.

2. Расчет внутридомового газопровода

В жилые, общественные и коммунальные здания газ поступает по газопроводам от городской распределительной сети. Эти газопроводы состоят из абонентских ответвлений, подающих газ к зданию, и внутридомовых газопроводов, которые транспортируют газ внутри здания и распределяют его между отдельными газовыми приборами. Во внутренних газовых сетях жилых, общественных и коммунальных зданий можно транспортировать только газ низкого давления. Рассмотрим для примера схему внутреннего газопровода типового жилого дома. Расположение газопровода на фасаде здания показано на рис. 1, а планы расположения газового оборудования на первом и типовом (втором) этажах показаны на рис. 2.

В доме имеется 27 однокомнатных, 27 двухкомнатных и 54 трехкомнатных квартиры. Все квартиры оборудованы раздельными санитарными узлами. Площадь кухонь в однокомнатных квартирах $9,20 \text{ м}^2$, в двухкомнатных - $7,25 \text{ м}^2$, в трехкомнатных - $8,69 \text{ м}^2$. Будем считать, что в кухнях однокомнатных квартир установлены одноконфорочные плиты с духовыми шкафами, в кухнях двухкомнатных и трехкомнатных квартир - четырехконфорочные плиты с духовыми шкафами.

Газопровод жилого дома присоединяется к внутридомовому газопроводу на расстоянии 6 м от здания. Цокольный ввод прокладывается на углу здания, снаружи здания устанавливают пробочный кран. Газопровод прокладывается по фасаду здания на уровне второго этажа, и ввод его в здание непосредственно производится во все кухни на втором этаже. Газовые стояки проходят в кухнях. Запрещается прокладывать стояки в жилых помещениях, ванных комнатах и санитарных узлах. Отключающие краны ставят перед каждым газовым прибором. Газопровод внутри здания выполняют из стальных труб. Трубы соединяют сваркой. Резьбовые и фланцевые соединения допустимы только в местах установки отключаю-

ших устройств, арматуры и приборов. Газопровод прокладывают без уклона. Аксонометрическая схема внутридомового газопровода показана на рис. 3.

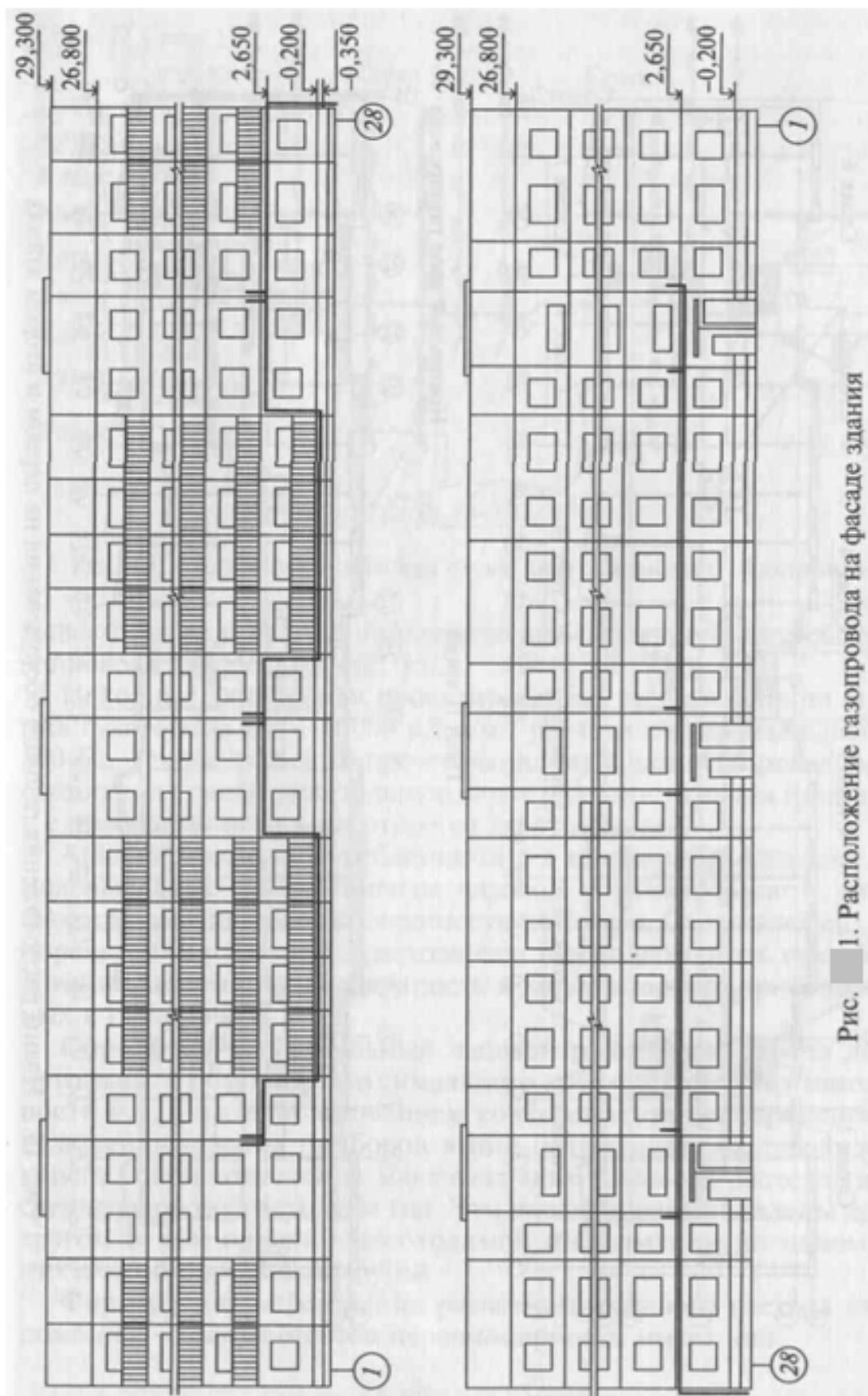


Рис. 1. Расположение газопровода на фасаде здания

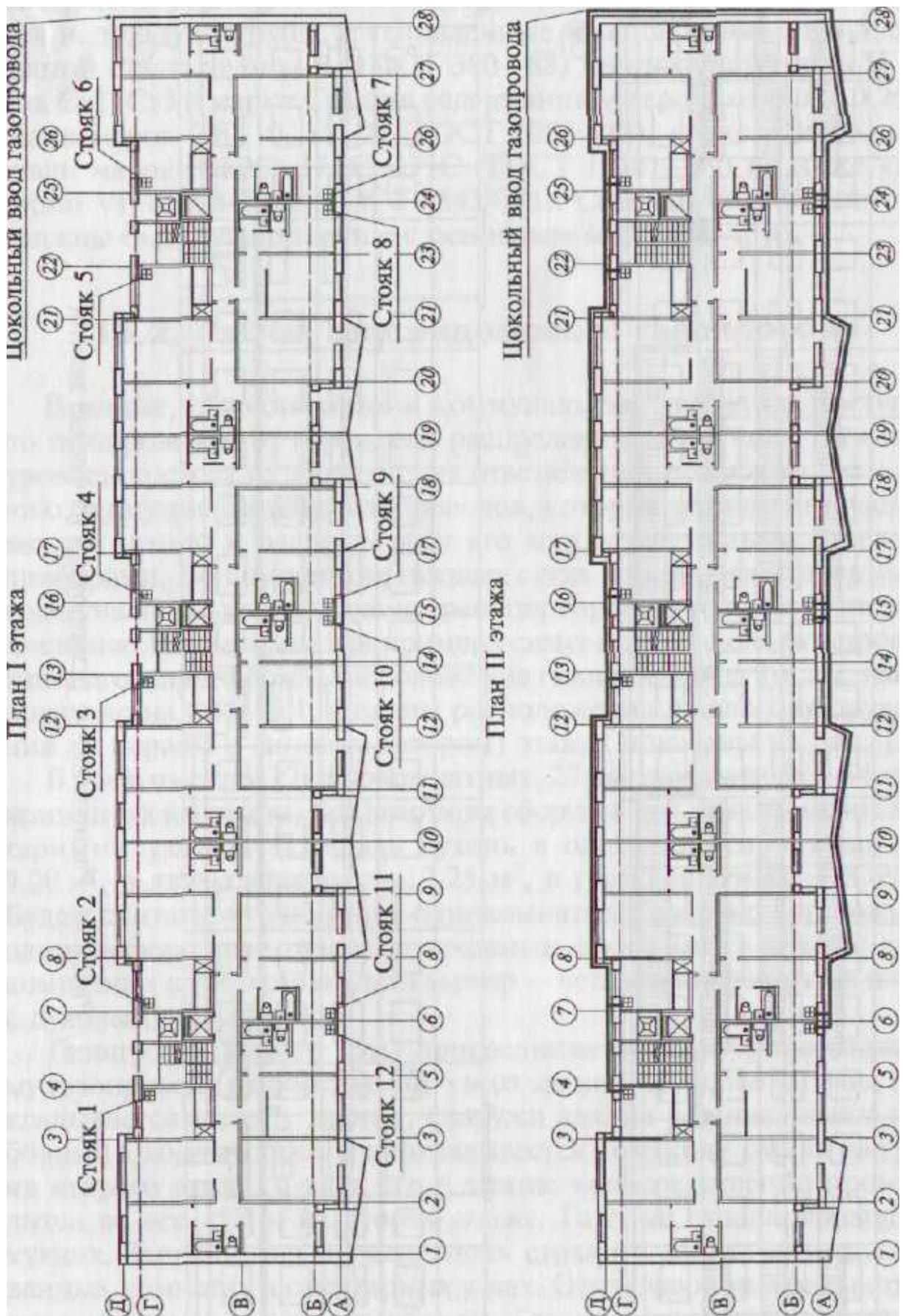


Рис 2

Исходные данные для проектирования: низшая теплота сгорания сухого газа $Q_H^P = 36$ 000 кДж/м³; расчетный перепад давлений 500 Па. Гидравлический расчет выполняют для газопроводов, соединяющих распределительную сеть с дальним газовым прибором, т.е. газовой плитой в квартире на девятом этаже.

Анализ режимов потребления газа в квартирах показывает, что максимальные коэффициенты часовой неравномерности уменьшаются с увеличением населенности квартиры. Следовательно, при определении расчетного расхода газа нужно учитывать газооборудование квартир, их населенность и число квартир, присоединенных к газопроводу.

Определить максимальный часовой расход газа можно двумя методами: с помощью максимального коэффициента неравномерности $k_{\text{нер}}$ использованием коэффициента одновременности включения газовых приборов в пик потребления k_0 , представляющего собой отношение максимального часового расхода газа к среднечасовому расходу за год. Эти коэффициенты связаны друг с другом и при наличии необходимой информации по одному из них можно определить другой.

Формула для определения расчетного годового расхода газа с помощью коэффициентов неравномерности имеет вид

$$Q_{\text{р.г}} = \sum_1^n k_{\text{ч.г.макс}} \frac{Q_{\text{г.кв}}}{8760} N,$$

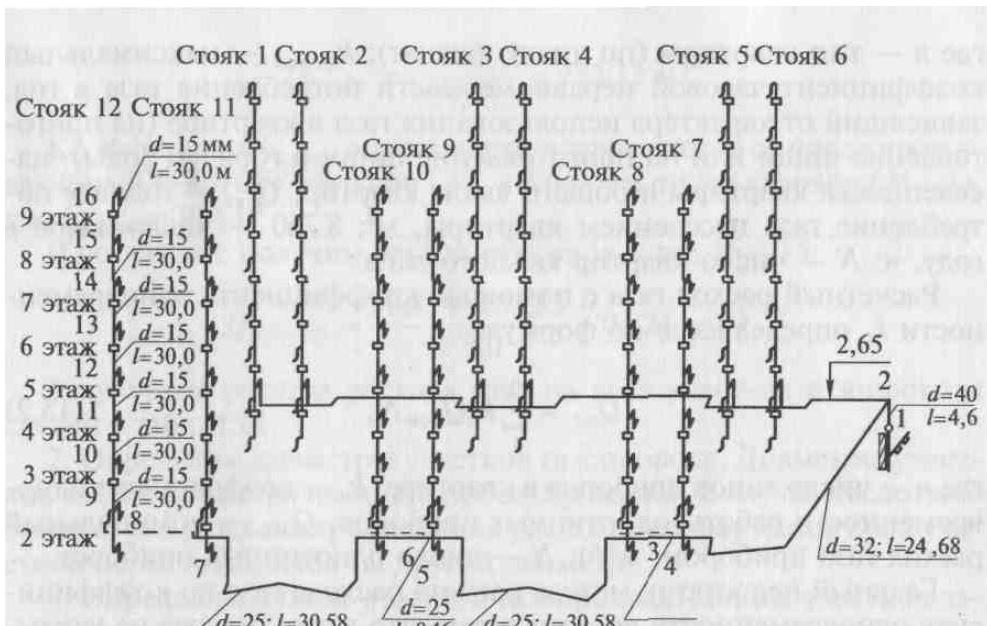


Рис. 3. Аксонометрическая схема внутридомового газопровода

где n - тип квартиры (по числу комнат); $k_{\text{ч.г.макс}}$ - максимальный коэффициент часовой неравномерности потребления газа в год, зависящий от характера использования газа в квартире (на приготовление пищи или на приготовление пищи и горячей воды), населенности квартиры и общего числа квартир; $Q_{\text{г.кв}}$ - годовое потребление газа населением квартиры, м³; 8 760 - число часов в году, ч; N - число квартир каждого типа.

Расчетный расход газа с помощью коэффициента одновременности k_0 определяется по формуле

$$Q_{\text{п.р.}} = \sum_1^n k_o Q_{\text{ном}} N,$$

где n - число типов приборов в квартире; k_o - коэффициент одновременности работы однотипных приборов; $Q_{\text{ном}}$ - номинальный расход газа прибором, $\text{м}^3/\text{ч}$; N - число однотипных приборов.

Главный недостаток метода расчета расхода газа по коэффициенту одновременности состоит в том, что в этом случае не учитывается число людей, пользующихся одним газовым прибором. При современных условиях бытового обслуживания населения мощность установленных газовых приборов, как правило, превосходит необходимую мощность, вытекающую из потребности людей, проживающих в квартире. В перспективе, в связи с дальнейшим развитием службы быта, избыточность мощности установленных в квартире газовых приборов будет расти. Несоответствие мощности газовых приборов в квартирах потребностям населения приводит к существенным ошибкам при определении расчетного расхода газа по коэффициенту одновременности, а следовательно, к перерасходу металла.

3. Газовые приборы и аппаратура

Работа газовых аппаратов характеризуется тепловой мощностью и эффективностью, которая оценивается коэффициентом полезного действия и теплопроизводительностью. Различают номинальные и предельные значения этих показателей. Номинальной тепловой мощностью называют мощность, при которой аппарат имеет наилучшие рабочие показатели: наибольшую полноту сгорания газа при наиболее высоком КПД. При этом в конструктивных элементах газовых аппаратов не должны возникать опасные тепловые напряжения, которые смогут сократить срок их службы. Номинальная тепловая мощность, которая указывается в паспорте аппарата, определяется при номинальной тепловой нагрузке. Предельной тепловой мощностью является максимальная тепловая нагрузка, превышающая номинальную на 20%.

Безопасность работы газовых аппаратов характеризуется полнотой сгорания газа и устойчивой работой газогорелочных устройств.

Для нормальной работы газогорелочного устройства необходимо обеспечить: *подачу топлива с определенными параметрами; подачу воздуха в количестве, достаточном для полного сжигания газа; перемешивание газа с воздухом; зажигание газовоздушной смеси и поддержание в зоне горения температуры, обеспечивающей полноту сгорания горючих компонентов этой смеси; своевременный отвод продуктов сгорания из зоны горения без нарушения процессов сжигания газа.*

Бытовую газовую аппаратуру можно сгруппировать следующим образом:

- приборы для приготовления пищи (газовые плиты);
- приборы для горячего водоснабжения (проточные водонагреватели);
- приборы для индивидуального отопления (емкостные водонагреватели, газовые камни).

Газовые плиты. Газовые плиты выпускают двух типов:

- стационарные напольные 2, 3 и 4-горелочные с духовым шкафом;
- настольные переносные, преимущественно 2-горелочные.

Основные параметры и размеры серийно выпускаемых унифицированных газовых бытовых плит должны отвечать требованиям ГОСТ 10798-85*.

Детали бытовых газовых плит изготавливают из материалов, обеспечивающих коррозионную устойчивость, термическую стойкость, долговечность и надежность в эксплуатации.

Для ручек и кранов используют пластмассы и другие материалы, термически стойкие при температуре до 150 °С. Горелки и их детали должны быть взаимозаменяемы, легко сниматься и устанавливаться вновь без применения инструментов.

Газопроводы и арматура бытовых газовых плит должны быть герметичными. Потери давления в приборах автоматического контроля не должны превышать 100 Па.

Плиты изготавливают для работы на природном и сжиженных газах с номинальным давлением 2... 3 кПа. Включение плит осуществляется либо вручную от внешнего источника теплоты, либо автоматически от пьезоэлектрического запальника.

Выход оксидов азота в бытовых газовых плитах должен быть не более 200 мг на 1 м³ продуктов сжигания газа.

Газовые водонагреватели. Эти водонагреватели предназначены для отопления и горячего водоснабжения индивидуальных квартир в городе и отдельных жилых домов как в городе, так и в сельской местности.

Применяются водонагреватели трех типов: проточные, емкостные и с водяным контуром.

Основными их узлами являются: газогорелочное устройство, теплообменник, система контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики и газоотвод с тягопрерывателем, предназначенным для предотвращения погасания пламени горелки в случае кратковременного нарушения тяги.

На российском рынке предлагаются в широком ассортименте газовые водонагреватели как отечественных, так и зарубежных производителей.

Основные характеристики отечественных водонагревателей (в соответствии с требованиями ГОСТ 11032-90*: мощность тепловая номинальная от 6,98 до 23,26 кВт в зависимости от вида водонагревателя и величины отапливаемой площади (50... 150 м²); минимальное необходимое разрежение 2,0 Па; коэффициент избытка воздуха 2,5...3,0; температура отходящих дымовых газов не выше 110°С для емкостных и с водяным контуром водонагревателей и 170°С для проточных водонагревателей; коэффициент полезного действия не менее 90%).

Водонагреватели зарубежных производителей имеют более широкий ассортимент как по видам продукции, так и по тепловой мощности.

К другим видам газовых отопительных приборов относятся: газовые калориферы, камни и обогреватели с горелками инфракрасного излучения в основном зарубежного производства.

4. Газовое оборудование коммунально-бытового сектора

Характерной особенностью коммунально-бытового сектора является исключительное разнообразие потребителей газа: жилье (индивидуальное и коммунальное), гостиницы, прачечные, химчистки, бани, кафе, рестораны, столовые, спортивные комплексы и др. Основной задачей этого сектора является непосредственное удовлетворение потребностей человека в услугах во всем их многообразии. Необходимо отметить, что достаточно сложно классифицировать возможности использования природного и сжиженного нефтяных газов, которые предоставляет коммунально-бытовой сектор, что связано с его высокой приспособляемостью и способностью изменять виды услуг в соответствии со спросом на рынке.

Отопление и горячее водоснабжение определяют основные потребности современного человека, которые зависят от климата (среднегодовой и среднесезонной температуры наружного воздуха, солнечной ориентации и др.), а также от индивидуальных факторов (тип здания, размер жилой площади, длительность пребывания в помещении). Эти факторы яв-

ляются единовременными (мгновенными) и зависят от времени, поэтому их необходимо учитывать при разработке новых и выборе типовых систем отопления и нагрева воды.

Цель отопления - обеспечить комфортность в жилище при неблагоприятных наружных условиях. Стандартами многих стран комфортная температура помещения регламентируется 18°C. Температура воздуха не является единственным критерием комфортности, на него оказывают влияние также вид отопления (горячая вода или горячий воздух) и тип нагревательных приборов (радиатор, конвектор, воздушный калорифер и др.).

Годовые потребности в теплоте определяются по выражению:

$$Q_{\Gamma} = BVN_{\text{гр-ч}} - Q_{\text{гор.в}},$$

где B - удельная тепловая характеристика здания; V - внутренний объем здания; $N_{\text{гр-ч}}$, - число градус-часов; $Q_{\text{гр-ч}}$ - количество теплоты, израсходованной на производство горячей воды. Число градус-часов определяется по выражению

$$N_{\text{гр-ч}} = \sum (\Theta_{\text{вн.ср.}} + \Theta_{\text{н.в.ср}}),$$

где $\Theta_{\text{вн.ср}}$ и $\Theta_{\text{н.в.ср}}$ - соответственно среднечасовые температуры внутри помещения и наружного воздуха.

В зависимости от региона число градусо-часов колеблется от 37 000 до 63 000.

Горячая вода в быту используется для мытья посуды, стирки белья и гигиенических целей. Потребности в ней резко изменяются в течение суток. Пики потребления приходятся на 7...9 ч, 12...15 ч и 18...22 ч. Дневной объем потребляемой горячей воды составляет 150...200 л.

Производительность установки для получения горячей воды должна обеспечивать, как минимум, наиболее крупного целевого потребителя, но при этом тепловая мощность установки не должна быть настолько завышенной, чтобы не выходить из режима оптимальной мощности, так как может резко понизиться ее коэффициент полезного действия.

Газоиспользующее оборудование, применяемое в коммунальном секторе, самое разнообразное: кухонные плиты, пищеварочные котлы, марmitы, печи-шкафы, печи для выпечки хлебобулочных и кондитерских изделий, калориферы, теплогенераторы (смесительные и рекуперативные), конвекторы, излучатели («темные» и «светлые») и др.

Их конструктивное устройство, принципы действия, правила безопасной эксплуатации приводятся в технических паспортах и каталогах фирм-производителей. Все виды газового оборудования должны поставляться потребителям с приложением сертификатов соответствия и разрешений Ростехнадзора на их применение.

1.9 Лекция №9 (2 часа).

Тема: «Основы образования рынка энергии и мощности»

1.9.1 Вопросы лекции:

1. Общие законы рыночной экономики.
2. Основы структурной реформы электроэнергетики.
3. Организация купли-продажи энергии.

1.9.2 Краткое содержание вопросов:

1. Общие законы рыночной экономики

Энергетика, как и все хозяйство нашей страны, пока еще робко вступает в рыночные отношения, поэтому необходимо хотя бы приближенно и в общих чертах охарактеризовать *основные законы рыночной экономики*. Как известно, вся экономическая наука разделяется на *общую и конкретную экономику*, или экономику отраслей материального производства. Общекономическая теория создает теоретическую базу для конкретной экономики, определяет основные концепции отраслевых экономических дисциплин. Именно с этих позиций здесь и следует коснуться общекономических вопросов.

Во всем мире и на протяжении, по крайней мере, двух веков человеческая мысль исследовала общие законы экономики и добилась убедительных результатов. Фундаментальные исследования проведены многочисленной плеядой видных экономистов, среди которых не последнее место занимают и наши соотечественники. Сейчас существует довольно много научных мнений и школ, описывающих как общие принципы рыночной экономики, так и частные, хотя и очень существенные ее моменты.

Однако в настоящее время нет единого, общепризнанного перечня экономических законов, действующих в обществе с товарно-денежными отношениями. Не ставя задачи рассматривать существующие мнения, следует назвать основные законы *рыночной экономики* применительно к конкретной экономике:

- 1)закон стоимости;
- 2)закон максимальной прибыли;
- 3)закон планомерного, пропорционального развития экономики;
- 4)закон роста благосостояния народа.

Закон стоимости. Определяет суть взаимоотношений в процессе товарообмена на свободном рынке. Согласно этому закону, каждый товар, представленный продавцом (производителем) на рынок, имеет свою стоимость. Стоимость товара определяется как стихийно складывающаяся рыночная цена (Π), соответствующая общественно необходимым затратам труда, и может характеризоваться выражением:

$$\Pi = c + V + m, \quad (1)$$

где c – капитал, затраченный для производства данного товара. По современной терминологии – это основные производственные фонды, точнее – их часть, перенесенная на продукцию и равная сумме амортизационных отчислений, и все материальные затраты, включая стоимость оборотных средств; V - живой труд, выступающий в виде стоимости рабочей силы, т.е. равный величине оплаты труда; m – прибавочная стоимость, прибыль, составляющая основной стимул производства.

Естественно, что продавец хотел бы получить за свой товар максимально возможную прибыль, для чего следует назначить максимально высокую цену. Однако каждый товар, с точки зрения покупателя, имеет некоторую потребительскую стоимость, степень его полезности, поэтому неизвестно, захочет ли покупатель покупать товар по предложенной цене.

Таким образом, во взаимодействии стоимости и потребительской стоимости происходит формирование рыночной цены, устраивающей и продавца, и покупателя. Иными словами, цена складывается в результате балансирования спроса и предложения на рынке.

Закон максимальной прибыли. Он отражает стремление продавца-производителя к получению от своей производственно-хозяйственной деятельности максимальных выгод. Величина общей массы прибыли:

$$m = (\Pi - S) \cdot \Pi, \quad (2)$$

где Π – рыночная цена, р./ед.; S – себестоимость производства единицы продукции, р./ед.; Π – объем продаж, единицы продукции.

Как видно из выражения (2), получить максимальную массу прибыли принципиально можно тремя путями:

1) максимально повысить продажную цену, но тогда товар не будет продаваться, покупатели обратятся к конкурентам, продающим этот товар по более низкой цене;

2) максимально снизить себестоимость производства;

3) увеличить объем производства и продажи; однако неизвестно, нужно ли это рынку, найдет ли такое количество товара сбыт.

С учетом рыночной конъюнктуры и механизма формирования рыночной цены на товары главным способом увеличения прибыльности является *снижение себестоимости* путем всестороннего совершенствования производства, включая весь цикл производственно-хозяйственной деятельности. Таким образом, *стремление к максимальной прибыли приводит к совершенствованию производства*.

Закон планомерного пропорционального развития экономики. В недавнем прошлом он считался исключительной прерогативой социалистического строя, в условиях «общенародной» (точнее – государственной) собственности.

Действительно, этот закон, как и другие экономические законы, является объективным, не зависящим от воли людей. И в первый период своего развития капитализм не был способен организовать планомерное и, главное, пропорциональное развитие национальной экономики.

В результате существенноискажались пропорции в экономических комплексах стран, происходили периодические экономические депрессии, спады, кризисы. Но позднее, начиная с 30-х гг. XX в., после глубокого кризиса 1929-1931 гг., правительства наиболее развитых стран стали регулировать рынок, планировать (по западной терминологии – програмировать) развитие экономики с помощью соответствующего законодательства и национальных экономических программ. И в последующие годы серьезных экономических кризисов не наблюдалось.

В то же время при социалистическом строе излишняя централизация планирования, неоправданные мелочные предписания сверху подавляли местную инициативу, исключали рыночное саморегулирование. А громоздкость бюрократического аппарата и как результат – фактическая неуправляемость экономики – привели к серьезному нарушению пропорций в государственном хозяйстве, застою (стагнации) и последующему глубокому экономическому кризису.

Таким образом, человечество, и особенно наша страна, на собственном горьком опыте познало *необходимость строгого соблюдения закона планомерного пропорционального развития для бескризисного функционирования национальной экономики*.

Диспропорции, вынужденно возникающие в национальной экономике многих стран (вследствие географических, этнографических, национальных и других особенностей), сегодня вполне успешно компенсируются мировым рынком. В какой-то мере надеются на это и в нашей стране. Однако, в силу уникальности России (территория, климат, менталитет и пр.), выход из кризиса у нас возможен только при соблюдении нужных пропорций и планомерного развития отечественной экономики. Многое в этом отношении может быть достигнуто на путях возобновления – разумеется, на новом качественном и экономическом уровне – государственного планирования общественного воспроизводства, при разработке и осуществлении национальных программ на 3, 5, 7 лет, любой другой приемлемый срок. При этом государственное планирование должно касаться лишь макроэкономических категорий – общих для страны в целом объемов, структуры, пропорций и темпов развития производства с участием всех форм собственности.

Закон роста материального благосостояния народа. В нашей стране он неустанно провозглашался во всех партийных и правительственные решениях. Однако на деле существовала масса ограничений, в результате которых большая часть населения имела низкий, хотя и гарантированный (в большинстве случаев) уровень жизни.

В капиталистических странах такой лозунг отсутствовал. В эпоху первоначального накопления капитала и на первых этапах развития там действительно существовали жесткая эксплуатация и низкий жизненный уровень трудаящихся.

Однако впоследствии сработали объективные факторы:

1) низкий уровень жизни – низкий уровень потребления продукции, производимой владельцами капиталистической собственности. А при увеличении оплаты труда рынок существенно оживляется за счет роста спроса;

2) повышение оплаты и создание нормальных условий труда – результат деятельности мощного профсоюзного движения;

3) совершенствование и усложнение производства требовало все более квалифицированной рабочей силы. Иными словами, стоимость рабочей силы со временем значительно возрастила, т.е. существенно повышался общий жизненный уровень народа;

4) возникновение новых, весьма выигрышных способов мотивации труда – *участие* работников в собственности, в прибылях и в управлении, когда работники становились акционерами, т.е. совладельцами своих предприятий. И тогда они получали дополнительные стимулы к эффективной работе и одновременно – существенное повышение собственных доходов в виде дивидендов по акциям.

Таким образом, *развитие экономики объективно требует повышения уровня благосостояния народа.*

2. Основы структурной реформы электроэнергетики

Переход России к рыночной экономике обусловил необходимость проведения структурных реформ в электроэнергетике России и создания новых форм внутриотраслевых и межотраслевых экономических отношений. В отрасли проведены акционирование и частичная приватизация предприятий. Одновременно с акционированием предприятий электроэнергетики осуществлялась ре-структуризация, вызванная неравномерным размещением генерирующих мощностей и зависимостью большинства регионов от межсистемных перетоков электроэнергии и мощности.

Выбранный способ формирования отраслевой структуры капитала, при котором контрольный пакет акций большинства отраслевых компаний принадлежит Российскому акционерному обществу ЕЭС России», обеспечил определенную преемственность управления в условиях трудного переходного периода. Сложившаяся структура управления отраслью, которая во многом воспроизводит прежнюю систему административно-отраслевого управления, но действует уже на основе имущественных отношений, позволила за этот период решить главную задачу – обеспечить устойчивое энергоснабжение потребителей. Но функционирование частично реформированной электроэнергетики выявило ее слабые стороны, которые наряду с неблагоприятными внешними факторами (спад производства, неплатежи и др.) привели к снижению отраслевой эффективности.

Не обеспечивается оптимальный режим работы электростанций, что стало одной из причин увеличения удельного расхода топлива, возросли потери энергии в электрических сетях и увеличилась относительная численность эксплуатационного персонала предприятий. Из-за спада потребления электроэнергии более чем на порядок выросли резервы установленных мощностей в Единой энергетической системе России. Образовавшийся избыток мощно-

сти, составляющий сегодня около 70 млн. кВт, способствуя поддержанию надежной и устойчивой работы Единой энергетической системы России, дополнительной финансовой нагрузкой на потребителей, поскольку оплачивается ими.

Существенно снизилась эффективность капитального строительства (инвестиционного процесса). Это является в основном результатом действующего порядка финансирования электроэнергетики, предусматривающего формирование финансовых источников за счет включения инвестиционной составляющей в тарифы на электрическую и тепловую энергию. Возможность получения значительных инвестиционных ресурсов за счет их «принудительного» включения в тарифы для конечных потребителей освобождает акционерные общества электроэнергетики от необходимости поиска потенциальных инвесторов, снижает требовательность к отбору эффективных проектов. Кроме того, финансирование электроэнергетики через регулируемые тарифы перекладывает весь инвестиционный риск на потребителей электроэнергии, сокращает их собственные инвестиционные возможности по модернизации производства, что не способствует энергосбережению, преодолению экономического спада и восстановлению конкурентоспособности российской промышленности.

Все отмеченные обстоятельства вызвали необходимость создания и административного оформления *Федерального оптового рынка электрической энергии и мощности* (ФОРЭМ). Дальнейшее развитие этого общероссийского рынка на основе конкуренции потребует серьезных изменений в естественной монополии электроэнергетической отрасли.

Основная часть российской электроэнергетики сконцентрирована в *Российском акционерном обществе «ЕЭС России»* (РАО ЕЭС). Это крупная холдинговая компания, контролирующая электростанции, межсистемные линии электропередачи региональные энергоснабжающие компании и акционерное общество «Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы России».

Конфликт интересов возникает при функционировании оптового рынка, когда РАО ЕЭС, имеющее собственные генерирующие мощности, одновременно контролирует оперативно-технологическое управление оптовым рынком, процессы отбора генерирующих мощностей и распределения нагрузки между всеми производителями, работающими на этом рынке. Выполнение операторских функций и повышение доверия участников оптового рынка к механизму его функционирования требуют *разделения функций владельца генерирующих мощностей и оператора оптового рынка*. Дискrimинация проявляется и по отношению к атомным электростанциям, функционирующими на оптовом рынке, в части их загрузки.

Кроме того, РАО ЕЭС объективно не заинтересовано в появлении на оптовом рынке новых генерирующих мощностей конкурирующих компаний, поскольку выход на оптовый рынок новых, более эффективных электростанций вытесняет мощности этого акционерного общества и ведет к снижению его доходов, поэтому для электроснабжения российских потребителей с минимальными затратами, создания благоприятных условий для притока российских и иностранных инвестиций в объекты электроэнергетики необходимо развивать конкуренцию при производстве электрической энергии. Создание оптового рынка возможно только на основе конкуренции, а также при государственном регулировании и контроле тех сфер хозяйственной деятельности, где конкуренция нецелесообразна или невозможна: передача и распределение электроэнергии, управление оптовым рынком и т.п. Ожидаемым результатом конкуренции станет возникновение жестких требований к снижению производственных издержек и повышению экономической эффективности электроэнергетических организаций.

Развитие Федерального общероссийского оптового рынка электрической энергии и мощности ведется по следующим основным направлениям:

1) формирование новой системы организации оптовой торговли электроэнергией, работающей на конкурентной основе, с охватом всех регионов России, в которых она технически реализуема и экономически целесообразна;

2) формирование цены электрической энергии на спотовом рынке на основе конкурентного отбора заявок на ее продажу при данном уровне спроса, определяемом на основе заявок на покупку электрической энергии;

3) контроль Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации за процессами формирования цен на спотовом рынке* и в случае необходимости установление предельного уровня на заявляемые цены.

Для создания организационных предпосылок при развитии оптового рынка, проведения в оправданных масштабах децентрализации управления коллегия представителей государства в Российском акционерном обществе «ЕЭС России» уполномочена проводить государственную политику, направленную на:

а) создание независимой организации – *оператора оптового рынка* – для выполнения операторских функций (без получения прибыли) на оптовом рынке, включая осуществление расчетов и платежей;

б) разработку технико-экономических обоснований для создания на базе тепловых электростанций РАО «ЕЭС России», включая действующие и строящиеся электростанции ряда независимых генерирующих компаний, каждая из которых не будет занимать монопольного положения ни в одной из энергозон оптового рынка. Вся ответственность за развитие, реконструкцию, модернизацию, вывод из эксплуатации генерирующих мощностей будет возложена на новые генерирующие компании.

ГЭС, выполняющие общесистемные функции, не передаются в состав генерирующих компаний и сохраняются в составе РАО «ЕЭС России». Тарифы на электрическую энергию и мощности, поставляемые этими ГЭС на оптовый рынок, продолжают регулироваться Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации;

в) проведение реструктуризации Единой энергетической системы России по инициативе коллегии представителей государства в РАО ЕЭС.

* Спотовый рынок электроэнергии – рынок наличного товара, на котором цены определяются на основе конкурентного механизма отбора ценовых заявок, сообщаемых электростанциями оператору рынка за сутки вперед до реальной поставки электроэнергии.

3. Организация купли-продажи энергии

В 2003 г. президент РФ подписал пакет законов об электроэнергетике и таким образом дал ход реформе энергоотрасли в России.

Необходимость преобразований в энергетике была вызвана рядом серьезных причин. Еще в 1980 гг. стали проявляться признаки застоя: производственные мощности обновлялись заметно медленнее, чем росло потребление электроэнергии. В конце 1990 гг. это явление приняло угрожающие масштабы. Энергетике требовались преобразования, которые создали бы стимулы для повышения эффективности энергокомпаний и позволили бы существенно увеличить объем инвестиций в отрасли в целях обеспечения долгосрочного надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

В течение 4 лет в энергетике России в соответствии с утвержденным правительством планом реформирования проходили радикальные изменения: менялась система государственного регулирования отрасли, формировался конкурентный рынок электроэнергии, создавались новые компании. Кроме того, в ходе реформы менялась структура отрасли: осуществлялось разделение естественно монопольных (передача электроэнергии, оперативно-

диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций и вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, создавались структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности. Так, на Дальнем Востоке вместо «Амурэнерго», «Хабаровскэнерго», «Дальэнерго» и «ЛуТЭКа» были созданы Дальневосточная энергетическая компания, Дальневосточная распределительная сетевая и Дальневосточная генерирующая компания, объединённые в энергохолдинг ОАО «ДЭК».

Сегодня реформа завершена на 90-95%.

1 сентября 2006 г. на всей территории России заработал конкурентный рынок электроэнергии – это было бы невозможно без реформирования системы. Конкурентный рынок дал оптовым потребителям право выбирать себе поставщика и покупать энергию по приемлемой цене.

В стране отмечается огромный спрос на электричество: согласно расчетам правительства экспертов он растёт на 5 % в год. На удовлетворение этого спроса и увеличение надёжности энергосистемы направлена инвестиционная программа РАО «ЕЭС России», утвержденная государством. Её масштабы впечатляют. К 2011 г. в России должны быть введены в строй новые электростанции общей мощностью 40900 МВт, из них энергокомпании РАО «ЕЭС России» построят энергообъекты мощностью около 34000 МВт. Общий объём инвестиций холдинга в строительство электростанций и сетей составит 3,1 трлн.. р. – данные основаны на правительственном прогнозе о 5 %-ном росте потребления электроэнергии в год.

Реформа электроэнергетики ещё не завершена – она закончится в 2008 г. с закрытием РАО «ЕЭС России». Но приток инвестиций уже начался. Так, две генерирующие компании, первыми передавшие свои акции частным инвесторам, выручили \$ 3,5 млрд, которые направлены на строительство новых мощностей. Это в 7 раз больше, чем все вложения государства в энергетику за последние 15 лет.

Правительство России на заседании 19 апреля 2007 г. приняло за основу Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.

Отличительной особенностью электроэнергетики является длительный инвестиционный цикл. Для принятия решения о строительстве генерирующих мощностей инвесторам необходим прогноз спроса, а соответственно, и окупаемости проекта, на 15-16 лет.

Генеральная схема, представляющая собой краеугольный камень системы стратегического планирования развития отрасли в условиях рыночных экономики, дает инвесторам представление, где и какие мощности будут востребованы экономикой. Она подготовлена с учетом спроса российских регионов, заявленных ими темпов энергопотребления и планов по размещению новых энергоемких производств.

Основополагающий документ разработан на основе сценарных условий социально-экономического развития страны, предполагающих среднегодовой рост ВВП на уровне 6,2 % по базовому варианту либо 7,4% по максимальному варианту. В соответствии с первым вариантом электропотребление к 2020 г. достигнет 1710 млрд. кВт·ч, по второму варианту – 2000 млрд. кВт·ч. Для удовлетворения потребностей страны установленная мощность энергосистемы России должна достичь к 2020 г. 340 ГВт по базовому варианту либо 392 ГВт по максимальному варианту. Для этого необходимо обеспечить ввод новых энергоблоков в объеме 180 ГВт в первом случае или 232 ГВт – во втором. Структура генерирующих мощностей страны в 2020 г. будет выглядеть следующим образом: 19-20% АЭС, 13-14% – на ГЭС и гидроаккумулирующих станциях, 30-35% – на газовых и 31-38% – на угольных ТЭС. Сейчас соотношение составляет 16%, 18%, 43% и 23% соответственно.

Общий объем инвестиций, необходимых для развития электроэнергетики России по базовому варианту, в 2006-2020 гг. оценивается в 12,2 трлн.. рублей.

Реализация Генеральной схемы позволит вывести отрасль на новый технологический уровень, в основе которого – увеличение кпд электростанций, снижение удельных расходов топлива и сетевых потерь, повышение маневренности и управляемости ЕЭС России, ее избыточной сетевой инфраструктуры, обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний в рынке электроэнергии и мощности, а также способствующей усилению межсистемных связей.

Генеральная схема содержит решения по масштабам развития и размещения атомной и гидрогенерации. Еще одним приоритетом является минимизация негативного влияния производства и передачи электроэнергии на окружающую среду.

В июле 2008 г. в соответствии с принятыми правительством РФ решениями холдинг РАО «ЕЭС России» прекратит свое существование, но уже сегодня созданы практически все субъекты отрасли. Эффективно работают семь оптовых генерирующих компаний, объединяющих крупные электростанции в различных точках России. Менее крупные ТЭЦ и ГРЭС сопредельных регионов образуют территориальные генерирующие компании. Завершено создание инфраструктуры для конкурентной торговли электроэнергией, в том числе Федеральная сетевая компания и распределительные сетевые компании, Системный оператор и биржевая площадка – Администратор торговой системы. Федеральная и региональные сетевые компании полностью обеспечивают меж- системную передачу электроэнергии и ее доставку потребителям, выстроена вертикаль диспетчерского управления во главе с Системным оператором. Обеспечением электроэнергией потребителей занимаются уже более 100 сбытовых компаний – как входящих в энергохолдинг, так и независимых.

Компании холдинга РАО «ЕЭС России» обеспечивают 69,8% объема выработки электроэнергии и 32,7% общего отпуска тепла в России. Под их контролем находится 72,1% генерирующих мощностей и 69,0 процента общей протяженности линий электропередачи ЕНЭС России.

В 2006 г. почти полмиллиона человек, работающих в холдинге, обеспечили производство 695 млрд. кВт·ч электроэнергии, что на 4,4 % больше, чем в 2005 г. Отпуск тепловой энергии вырос на 2,7% и составил 477,8 млн. Гкал.

Компания холдинга РАО «ЕЭС России» надежно и бесперебойно снабжают потребителей теплом и электроэнергией. Даже в январе-феврале 2006 гг. в условиях аномально низких температур и беспрецедентного роста энергопотребления, ЕЭС России работала практически без сбоев. В целом в 2006 г. прирост энергопотребления в России составил 4,2%. И это несмотря на то, что температура воздуха в IV квартале 2006 г. была намного ниже средней.

За прошедший год существенно выросла капитализация РАО «ЕЭС России». Этот важнейший показатель эффективности деятельности компании составил на конец декабря 2006 г. в абсолютном значении \$42 млрд., увеличившись с начала 2006 г. на 130%. В этом году тенденция сохраняется. Например, на 15 июня 2007 г. капитализация уже достигла \$55 млрд.

В 2006 г. инвесторы существенно изменили оценку перспектив российской электроэнергетики и вновь созданных энергокомпаний. Так, в прошлом году средний рост капитализации ОГК составил 110%, распределительных компаний – 150%.

На положительную динамику капитализации РАО «ЕЭС России» существенное влияние оказали ключевые корпоративные события и решения правительства РФ. Это, прежде всего, введение новых правил работы рынков электроэнергии, успешное размещение первых

дополнительных эмиссий акций генерирующих компаний, одобрение первой реорганизации РАО «ЕЭС России» на внеочередном общем собрании акционеров компании и др.

На фоне 9% инфляции в 2006 г. и высокого роста тарифов естественных монополий и ЖКХ фактические тарифы в среднем по отрасли увеличились на 9,5 %. Тарифы на электроэнергию, отпускаемую энергосбытовыми компаниями холдинга, увеличилась на 10,3%. Прирост предельных минимальных и максимальных уровней среднеотпускных тарифов на электроэнергию в 2006 г. по сравнению с 2005 г. в среднем составил 5,5% и 7,5% соответственно. Прирост утвержденных тарифов для конечных потребителей в 2006 году составил в целом по отрасли 7,5% при прогнозном темпе инфляции 8 процентов. Основным фактором, повлиявшим на превышение фактических темпов роста тарифов по сравнению с утвержденным, стало существенное отклонение фактических объемов и структуры потребления от предусмотренных в плановом балансе, утвержденном ФСТ.

Изучение практики функционирования ФОРЭМ в России и опыта крупных зарубежных объединений дает возможность наметить пути дальнейшего совершенствования существующей системы. Повышение общей эффективности возможно, при выделении из энергетического процесса производства – потребления областей, где целесообразна организация конкуренции.

Для электроэнергетики и ее непрерывного процесса производства – потребления – характерна следующая общая схема: добыча и поставка топлива; производство электроэнергии; передача электроэнергии по межсистемным связям; передача и распределение в сетях АО-энерго; реализация и потребление энергии.

Финансовый поток направлен в противоположном направлении – от потребителей, питающихся от распределительных сетей (или от сетей РАО ЕЭС), к производителям.

На каждом из этапов производственного процесса имеются место издержки, связанные с эксплуатацией, аппаратом управления, производятся амортизационные начисления и формируется прибыль, а также существует значительный объем затрат на ремонты разного характера. Отдельным фактором являются инвестиционные расходы, включая научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР).

Требует затрат деятельность по обеспечению надежности электроснабжения и качества энергии, в результате чего нужны расходы на поддержание уровня резервов, обеспечение комплекса управления, ведение режимов, ликвидацию последствий аварий, других нештатных ситуаций, приводящих к нережимным ограничениям, накладываемым на элементы энергосистем (например, плановые и внеплановые ремонты, недостаток запасов топлива). Эти расходы приводят к недополученной выручке, что адекватно расходу в потоке наличности (рис. 2.1.).

По традиции в энергетике выделяются те виды деятельности, в которых в той или иной форме возможна оптимизация в результате развития конкуренции (табл. 2.1).

В большинстве случаев сотрудничество в данных областях ориентировано на длительные сроки, и конкуренция возможна лишь на стадии заключения долговременных соглашений.

Неэффективность в этих и других областях энергетического производственного процесса влияет на эффективность всей отрасли, которая, являясь базовой, затрагивает интересы общества в целом и каждого в отдельности. Целью государственного регулирования в электроэнергетике, в том числе лицензирования и контроля за тарифами, является стремление исключить возможность ошибочных, неэффективных решений или злоупотреблений, наносящих прямой ущерб обществу.

В 1992-1994 гг. в электроэнергетике была проведена реструктуризация, включавшая: акционирование и приватизацию;

выделение из состава энергообъединений 51 крупной электростанции в качестве самостоятельных субъектов и вывод их на федеральный оптовый рынок энергии и мощности (ФОРЭМ);

акционирование и приватизацию энергообъединений, создание на их базе 72 региональных энергокомпаний, которые должны были быть поставлены в равные «стартовые» экономические условия;

создание РАО ЕЭС как сетевой компании, обеспечивающей всем участникам ФОРЭМ равный доступ к межсистемным линиям электропередачи, и как холдинг владеющей 49 % акций всех региональных энергокомпаний и контрольными пакетами всех электростанций, выведенных на ФОРЭМ.

Конкуренция на рынках электроэнергии и мощности за рубежом развивается по двум направлениям:

а) вертикальная дезинтеграция: когда из вертикально интегрированных энергообъединений, охватывающих весь энергетический цикл (производство (генерацию), передачу, распределение и сбыт) выделяют энергокомпании по передаче и распределению, а затем от них отделяют распределительные компании;

б) усиление конкуренции между производителями электроэнергии за поставки на спотовый оптовый рынок, а затем и среди распределительных компаний-поставщиков – на розничный (потребительский) рынок электроэнергии.

Спотовый оптовый рынок электроэнергии и мощности обеспечивает за рубежом до 15-20 % текущих поставок электроэнергии и мощности потребителям. Основной же объем поставок осуществляется на основе долгосрочных контрактов (обязательств) между субъектами рынка; следовательно, сфера «чистой» конкуренции на оптовом рынке весьма ограничена. В то же время следует отметить наличие конкуренции и при заключении долгосрочных контрактов на поставки электроэнергии потребителям.

Концепция формирования и функционирования контрактного рынка электроэнергии и мощности включает:

долгосрочные контракты (многолетние договоры о поставках различных категорий электроэнергии и мощности и об оказании услуг);

краткосрочные договоры (неделя, месяц, квартал, сезон, год) на поставку электроэнергии и мощности и об оказании услуг.

На контрактном рынке должны различаться сделки по мощности, электроэнергии и на оказание услуг. Каждый контракт может включать несколько видов сделок.

Сделки по электроэнергии дифференцируются по категориям: «твердые» поставки электроэнергии; поставки дополнительной электроэнергии; транзит электроэнергии; прочие поставки.

Сделки по мощности дифференцируются на поставки «твердой» мощности; поставки дополнительной мощности; поставки аварийной мощности; предоставление оперативного резерва; прочие поставки.

Спотовый рынок может начать функционировать только после того, как будут выполнены все условия долгосрочных, а затем и краткосрочных контрактов. Рациональная работа спотового рынка определяется технологией диспетчерского управления, параллельной работой субъектов оптового рынка. На спотовом рынке сделки по мощности и электроэнергии не должны разделяться. Все они относятся либо к экономическим обменам электроэнергией,

либо к поставкам мощности и электроэнергии в аварийных режимах, причем условия таких поставок должны быть определены в долгосрочных договорах.

1.10 Лекция №10 (2 часа).

Тема: «Производственные фонды энергетики»

1.10.1 Вопросы лекции:

1. Основные фонды энергетики.
2. Производственные мощности в энергетике.
3. Оборотные фонды и оборотные средства.
4. Показатели использования производственных фондов.

1.10.2 Краткое содержание вопросов:

1. Основные фонды энергетики

В условиях рыночной экономики очень важно четко и однозначно понимать различные виды единовременных затрат: капитал, капиталовложения, инвестиции, производственные фонды, включая основные фонды и оборотные средства.

Экономическая сущность *основных производственных фондов* – многократное, в течение длительного времени участие в производственном процессе, когда их стоимость постепенно утрачивается (оборудование «стареет») и переносится на производимую продукцию.

Оборотные фонды и оборотные средства в процессе производства сразу и полностью утрачивают свою стоимость, которая включается в стоимость произведенной продукции.

Целесообразно отметить три коренных отличия основных и оборотных производственных фондов:

1) сохранение основными фондами в течение длительного времени своей *формы*, а оборотные фонды и средства сразу же в течение производственного цикла свою первоначальную форму теряют, как бы «растворяясь» в производимой продукции;

2) длительный срок службы основных фондов по сравнению с оборотными средствами, которые полностью поглощаются производством за один оборот;

3) длительный, постепенный перенос стоимости на продукцию основными фондами, в то время как оборотные фонды переносят ее на продукцию сразу (за один оборот).

Единовременные затраты и ежегодные расходы отражаются в производственном процессе, когда производственные фонды переносят свою стоимость на продукцию. По форме участия в производстве эти фонды разделяются на основные и оборотные.

Основные фонды представляют собой денежное выражение средств труда и участвуют в процессе производства длительное время, постепенно, по мере износа утрачивая свою стоимость и перенося ее на производимую продукцию. По технологическому признаку основные фонды подразделяются на

здания; сооружения;

передаточные устройства; силовые машины и оборудование (в том числе автоматическое); рабочие машины и оборудование;

измерительные и регулирующие приборы и устройства, не установленная техника и прочие машины;

транспортные средства; инструменты;

производственный и хозяйственный инвентарь; прочие основные фонды (малоценные и быстроизнашающиеся средства труда, капиталовложения и т.д.) (табл. 3.1).

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

Как видно из табл. 3.1, в разных отраслях материального производства структура основных фондов различна, для энергетики характерен большой удельный вес силовых машин и передаточных устройств. Последнее обстоятельство вызвано наличием протяженных и дорогостоящих линий электропередачи.

Поскольку в процессе эксплуатации основные фонды изнашиваются, они меняют свою стоимость. Стоимостная оценка основных производственных фондов может рассчитываться:

- 1) по полной первоначальной стоимости, т.е. по фактическим затратам, произведенным на создание основных фондов, их доставку и монтаж;
- 2) по полной восстановительной стоимости, т.е. по стоимости воспроизведения основных производственных фондов в современных условиях. Это вызвано тем, что в связи с научно-техническим прогрессом одни и те же виды средств труда, произведенные в разные годы, оцениваются по-разному, поэтому требуется регулярная переоценка основных фондов.

Восстановительная стоимость производственных фондов определяется как разность между первоначальной стоимостью и величиной морального износа, выраженного в стоимостной форме. В момент ввода в действие новых основных фондов их первоначальная стоимость соответствует восстановительной.

Экономическая сущность участия основных фондов в производстве – постепенный, в течение длительного времени перенос своей стоимости на производимую продукцию при постепенном износе и соответственном снижении собственной стоимости. Этот процесс характеризуется: включением сумм амортизационных отчислений в себестоимость продукции; созданием амортизационного фонда, предназначенного в дальнейшем для замены полностью амортизированного оборудования после его ликвидации на новое; периодической переоценкой основных фондов, постоянным учетом основных фондов по их балансовой или восстановительной стоимости.

2. Производственные мощности в энергетике

Величина основных производственных фондов, как правило, определяет производственную мощность (производительность) любых предприятий, в том числе энергопредприятий и энергетических объектов на промышленных предприятиях.

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

при условии: а) применения самой передовой технологии; б) должного технического оснащения; в) полного устранения аварий; г) необходимого материально-технического обеспечения; д) обеспеченности производственным и необходимым управленческим персоналом; е) полного использования рабочего времени.

В энергетике мощности измеряются:

для электроэнергетических объектов в кВт и МВт; для объектов теплоэнергетики в т пара/ч и в Гкал/ч; для объектов, производящих холод в Гкал холода/ч;

при производстве сжатого воздуха и газов, при перекачке воды – в м³/ч.

Большинство энергетических мощностей исчисляются за час. Энергетическая производительность зависит еще от одного, не указанного выше условия – объема и мощности, требуемых потребителям. Также как и в энергосистемах в промышленной энергетике мощности исчисляются за 1 ч.

В энергетике принят ряд следующих определений, касающихся энергетических производственных мощностей:

установленная мощность – суммарная паспортная мощность энергетического оборудования; *рабочая мощность* – мощность, с которой оборудование может работать при максимальной

нагрузке потребителя; *диспетчерская мощность* – мощность, заданная диспетчерским графиком нагрузки.

Рабочая мощность ($N_{раб}$) отличается от установленной ($N_{уст}$) на величину ограничений ($N_{огр}$),

возникающих вследствие износа оборудования и его неспособности развивать прежнюю, запроектированную мощность, а также с учетом мощностей, выведенных в ремонт ($N_{рем}$):

$$N_{РАБ} = N_{уст} - N_{огр} - N_{рем}$$

Отношение рабочей мощности к установленной называется *коэффициентом эффективного использования установленной мощности* ($K_{эиум}$) – важным показателем для оценки работы энергетиков, поскольку его величина свидетельствует, во-первых, о состоянии оборудования, ими обслуживаемого, и, во-вторых, о регулярном ремонтном обслуживании:

$$K_{эиум} = \frac{N_{раб}}{N_{уст}} = \frac{N_{уст} - \Delta N_{огр} - \Delta N_{рем}}{N_{уст}}.$$

Оценки использования мощности даются как для электростанций, так и для любого другого энергогенерирующего объекта, в том числе энергообъектов в энергетическом хозяйстве предприятий (котельной, компрессорной, холодильной, воздухоразделительной станции и т.д.).

В энергетике применяется также *коэффициент резерва*, равный отношению максимальной (запроектированной) часовой нагрузки к установленной мощности энергетического объекта. При этом ограничения мощности, как правило, не учитываются:

$$K_{рез} = \frac{P_{max}}{N_{уст}}$$

где $K_{рез}$ – коэффициент резерва мощности энергообъекта; P_{max} – максимальная нагрузка потребителя (с учетом потерь в сетях и собственных нужд энергообъекта).

Наличие резервов мощности отражает специфику энергетики, поскольку здесь происходит одновременное производство и потребление энергетической продукции – энергии, которая (кроме топлива) не может запасаться в сколько-нибудь значительных количествах.

Для объектов энергетики понятие резерва (обычно резерва электрической мощности) связано с разностью рабочих и диспетчерских мощностей. Эти *энергетические резервы* классифицируются:

по готовности к несению нагрузки:

холодный, когда оборудование простоявает и необходимо некоторое время для его включения в работу;

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

по назначению:

нагрузочный (или *частотный*), необходимый для покрытия возрастающей нагрузки; *аварийный* – для замещения мощности оборудования, которое может аварийно выйти из строя; *ремонтный* – для замещения ремонтируемого оборудования; *народнохозяйственный* – для покрытия нагрузок вновь вводимых потребителей.

3. Оборотные фонды и оборотные средства

Для того чтобы любой объект начал работать, недостаточно иметь только производственные мощности в соответствии с вложенным капиталом в основные фонды, составляющие *средства труда*. Необходимы еще сырье, материалы и другие средства обеспечения производства, называемые *предметами труда*.

Эти затраты впоследствии будут компенсированы при получении суммы реализации за проданную продукцию. Но в самом начале производственной деятельности этих средств еще нет и приходится их авансировать – создавать *оборотные фонды и оборотные средства*.

Оборотные средства – это авансированный капитал, который *полностью поглощается в процессе производства*, эти средства примерно равны величине эксплуатационных расходов за один их *оборот*. *Оборотные средства* – это *оборотные фонды и средства обращения* в денежном выражении. Часть их функционирует в *сфере производства*, другая – в *сфере обращения*. Делятся на собственные и заемные (кредиты банка), нормируемые и ненормируемые.

Оборотные фонды – часть производственных фондов предприятий, целиком потребляемая в одном производственном цикле и полностью переносящая свою стоимость на производимый продукт. Состоят из предметов труда, производственных запасов и незавершенной продукции.

Оборотный капитал – часть производительного капитала (затраты на сырье, материалы, рабочую силу), которая переносит свою стоимость на вновь созданный продукт полностью и возвращается собственнику в денежной форме в конце каждого кругооборота капитала.

Фонд обращения средств предприятий, функционирующих в сфере обращения; составная часть (более 20 %) *оборотных средств*. Включают также средства снабженческих, сбытовых и торговых организаций, запасы готовой продукции, денежные суммы в кассе предприятия, на его счете в банке и в расчетах.

Оборотные фонды в энергетике включают сырье (предмет труда, составляющий вещественную основу изготавливаемого продукта, являющийся сам продуктом труда другого предприятия и обладающий стоимостью), топливо, вспомогательные материалы, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы (на складах предприятия), незавершенное производство (предметы труда, находящиеся в стадии обработки) и полуфабрикаты собственного изготовления (в процессе производства).

Наряду с оборотными фондами, занятыми в сфере производства (топливо, вспомогательные материалы и т.п.), предприятие располагает средствами, находящимися в сфере обращения (деньги в банке, абонентская задолженность за потребленную энергию и т.п.), т.е. фондами обращения.

Оборотные фонды и фонды обращения, выраженные в денежной форме, составляют *оборотные средства предприятия*. Оборотные средства совершают кругооборот в производстве и обращении, последовательно принимая форму то оборотных фондов (в виде производственных материальных запасов и незавершенного производства), то фондов обращения (в виде денежных средств).

Подавляющая часть оборотных средств относится к нормируемым; к ненормируемым оборотным средствам относятся товары, отгружаемые покупателям, денежные средства и средства в расчетах. Нормирование оборотных средств заключается в установлении норм запаса в днях и нормативов в денежном выражении (табл. 3.3).

Оборот – это время от начала работы до получения оплаты за продукцию или в последующие периоды времени между получением платежей за произведенную и проданную продукцию.

Отношение календарного времени (года) ко времени оборота называется *скоростью оборота*. Например, величина оборотных средств в котельных определяется стоимостью запаса топлива (70-80 % от суммы оборотных средств), размеры которого должны предусматривать работу котельной в течение месяца (не считая аварийного запаса). При двухнедельной оплате потребителями отпущеного тепла этот запас мог бы стать вдвое меньшим: не месячным, а двухнедельным.

Как указывалось выше, состав оборотных фондов и средств почти такой же, как и состав годовых издержек производства (годовых эксплуатационных расходов). Однако здесь необходимо предусмотреть только самые неотложные платежи – на приобретение средств труда (основных и вспомогательных сырья, материалов, топлива, энергии, воды и т.п.) и покрытие некоторой части прочих (в энергетике общесистемных, обще станционных или общесетевых) расходов. Отчисления в амортизационный и ремонтный фонды, оплату части налогов, включаемых в себестоимость, и процентов по кредитам можно производить за пределами времени оборота, в течение года (или, как это делается на практике, раз в году). Таким образом складывается состав оборотных фондов и средств и его отличие от состава издержек.

Указанные обстоятельства, а также приведенные выше понятия, относящиеся к *оборотным фондам* ($F_{об}$, р.), целесообразно представить в виде алгебраических выражений, поскольку они связаны между собой следующими соотношениями:

$$F_{об} = \frac{I - I_a - I_p - I\% - I_n}{n_{об}} = \frac{T_k}{T_{об}}$$

где $F_{об}$ – скорость оборота, оборотов/г.; T_k – календарное время, год; $T_{об}$ – время оборота, доли года или месяцы; I – годовые издержки производства, р./г.; I_p – годовые отчисления в ремонтный фонд, р./г.; I_a – годовые амортизационные отчисления, р./г.; $I\%$ – годовые расходы по оплате процентов по кредитам банка (если эти расходы разрешено включать в издержки), р./г.; I_n – сумма налогов, оплачиваемых из себестоимости производства, р./г.

Таким образом, экономическая категория «оборотные фонды и оборотные средства»:

это авансированный капитал, в течение оборота не дающий дохода, прибыли, поэтому его величину стремятся минимизировать;

они состоят из оборотных фондов, имеющих материальное выражение – топливо, сырье, материалы и т.п., и оборотных средств, представляющих собой денежные средства в банке (депозиты) и предназначенные для выплаты заработной платы и оплаты услуг в течение периода оборота;

оборотные фонды и средства полностью поглощаются в процессе производства и всю свою стоимость переносят на продукцию;

характеризуются скоростью оборота, равной отношению календарного фонда времени ко времени оборота.

Основными факторами, влияющими на обрачиваемость оборотных средств в энергетике являются

увеличение отпуска энергии потребителям; снижение расхода электроэнергии на собственные нужды и потерь энергии при передаче; снижение норм расхода материальных ресурсов;

ликвидация сверхнормативных запасов материалов и запасных частей для ремонта на складах; ускорение процесса расчетов с потребителями энергии.

4. Показатели использования производственных фондов

Назначение производственных фондов – производство продукции для ее последующей реализации и получения прибыли.

Использование производственных фондов оценивается соотношением самих фондов, суммы реализации и прибыли. Если говорить только об основных фондах (величину которых определяют сделанные капиталовложения), то оценка происходит с помощью полного (или абсолютного) срока их окупаемости:

$$T_a = \frac{K_0}{m}$$

где T_a – полный или абсолютный срок окупаемости капиталовложений за счет прибыли, лет; K_0 – капиталовложения в основные фонды, руб.; m – прибыль, руб/год.

Величина, обратная этому сроку окупаемости, называется рентабельность капиталовложений

$$r_k = \frac{m}{K_0}$$

Этими оценочными показателями – абсолютным сроком окупаемости и рентабельностью капиталовложений – обычно пользуются на стадии проектирования или строительства объекта. Для действующих предприятий оценка эффективности использования производственных фондов производится обычно по показателю рентабельности фондов (r_ϕ):

$$r_\phi = \frac{m}{F_o + F_{об}} = \frac{m}{F_{пр}}$$

где F_o – основные фонды, руб.; $F_{об}$ – оборотные фонды и средства, руб; $F_{пр} = F_o + F_{об}$ – производственные фонды, руб.

Работоспособность производственных фондов можно оценивать показателями фондотдачи (Φ_o) и фондемкости (Φ_e), являющимися взаимно обратными:

$$\Phi_o = \frac{R}{F_{пр}}$$

$$\Phi_e = \frac{F}{P_{пр}}$$

где R – сумма реализации, выручка за проданную продукцию, руб./год. Вследствие удорожания машин и оборудования, все усложняющихся по мере технического прогресса, показатель фондоотдачи во всем мире снижается, а фондаемость производства, соответственно, растет. Противодействовать этому объективному процессу можно лишь при росте объемов производства на единицу производительности машин, т.е. при их лучшем использовании.

Использование оборудования во времени определяется соотношением фактического (T_ϕ) и календарного (T_k) времени работы и называется *коэффициентом экстенсивности* (K_e):

$$K_e = \frac{T_\phi}{T_k}$$

Коэффициент интенсивного использования (K_i) показывает, сколько энергии произведено (отпущено потребителю) фактически (\mathcal{E}_ϕ , кВт·ч/г.) по отношению к количеству энергии, которое могло бы быть произведено при работе с установленной мощностью (N_y , кВт) за фактически отработанное время (T_ϕ , ч):

$$K_i = \frac{\mathcal{E}_\phi}{(N_y T_\phi)} = \frac{\mathcal{E}_\phi}{\mathcal{E}_{max}}$$

где $\mathcal{E}_{max} = N_y \cdot T_\phi$ – максимально возможная выработка (потребление) за фактическое время, кВт·ч/год.

Интегрирующим показателем, характеризующим эффективность функционирования производственных фондов и производственной мощности, является *коэффициент использования мощности* (K_o):

$$K_{isp} = K_e \times K_i = \frac{\mathcal{E}_\phi}{\mathcal{E}_o}$$

где $\mathcal{E}_o = N_y \cdot T_k$ – количество энергии, которое могло быть выработано (отпущено) при работе с установленной мощностью (N_y , кВт) в течение всего календарного фонда времени (T_k , ч), кВт·ч/г.

В промышленности показателем, аналогичным коэффициенту использования мощности, является *коэффициент сменности работы оборудования*. Он равен отношению некоторых производственных показателей (времени работы, производственной мощности) при трехсменной

работе к показателям наиболее загруженной смены (как правило, первой). Поскольку оборудование никогда не работает непрерывно и с полной загрузкой все три смены, т.е. круглые сутки, этот показатель никогда не бывает равным 3 (предельная величина) для предприятий с трехсменной работой; равным 2 – при двухсменной работе и 1 для односменных предприятий. В то же время соотношение величины коэффициента сменности со своим предельным значением свидетельствует об интенсивности – большей или меньшей – использования производственного оборудования.

Очень удобным для применения и широко распространенным в практике проектных расчетов является показатель числа часов использования установленной энергетической мощности (h_y) или максимума энергетических нагрузок (h_{max}). Это условный показатель, отвечающий на вопрос: за какое время можно выработать (потребить) количество энергии, фактически вырабатываемое (потребляемое) в течение года, если работа будет производиться с установленной мощностью (с максимальной часовой нагрузкой):

$$h_y = \frac{\mathcal{E}_\phi}{N_y}$$

$$h_{max} = \frac{\mathcal{E}_{\phi}}{P_{max}}$$

Число часов использования максимума технологической нагрузки в теплоэнергетике, например, является своеобразной «визитной карточкой» отрасли материального производства. Этот показатель выше в отраслях с непрерывным циклом и существенно ниже при дискретном производстве в отраслях машиностроительного комплекса.

Производственными фондами распоряжаются, их обслуживают люди в процессе производства, иными словами – работники производства «вооружаются» фондами. И сколько производственных фондов приходится на одного человека из промышленно-производственного персонала, оценивается показателем фондооруженности ($\Phi_{\text{л}}$):

$$\Phi_{\text{л}} = F_{\text{пр}}/\Lambda,$$

где Λ – количество промышленно-производственного персонала, чел.

Вооруженность производственного персонала в промышленности энергетическими мощностями характеризуется показателями энергооснащенности, в том числе:

электрооснащенности: $\Phi_{\text{э}} = N_y/\Lambda;$

теплоэнергооснащенности: $\Phi_{\text{пт}} = Q_{\text{час}}/\Lambda,$

где $Q_{\text{час}}$ – установленная часовая производительность промышленной котельной или максимальная заявленная тепловая нагрузка при теплоснабжении со стороны, в частности, от ТЭЦ.

Возможна оценка энергооснащенности производства при потреблении топлива, сжатого воздуха и газов, холода и других местных энергоносителей. Более распространеными являются показатели энергооруженности, показывающие годовое потребление энергии на одного работающего:

электрооруженность: $W_{\text{л}} = W_{\text{год}}/\Lambda;$

теплооруженность: $Q_{\text{л}} = Q_{\text{год}}/\Lambda;$

топливовооруженность: $B_{\text{л}} = B_{\text{год}}/\Lambda;$

суммарная

энергооруженность: $\mathcal{E}_{\text{л}} = \mathcal{E}_{\text{год}}/\Lambda,$

где $W_{\text{л}}, Q_{\text{л}}, B_{\text{л}}, \mathcal{E}_{\text{л}}$ - годовое потребление электроэнергии, теплоты, топлива или суммарное энергопотребление на промышленном предприятии;

Привязка показателей энергооруженности к оценке эффективности использования производственных фондов не совсем правомерна, поскольку здесь играют существенную роль режимные факторы, например, число часов использования мощностей.

Однако и производственные мощности; и количество производимой ими энергии все-таки зависят именно от производственных фондов, потому показатели энергооруженности в промышленности вполне увязываются с использованием производственных фондов.

1.11 Лекция №11 (2 часа).

Тема: «Издержки и себестоимость производства в энергетике»

1.11.1 Вопросы лекции:

1. Классификация производственных затрат.
2. Зависимость издержек себестоимости от объема производства.
3. Анализ факторов, определяющих величину основных составляющих себестоимости продукции в энергетике.

1.11.2 Краткое содержание вопросов:

1. Классификация производственных затрат

Производственные затраты в промышленности и энергетике называют либо годовыми издержками производства, либо эксплуатационными расходами, либо текущими затратами. Все они имеют одну и ту же экономическую сущность, поскольку призваны оценивать текущие производственные затраты, с которыми соотносятся остальные технико-экономические показатели производственно-хозяйственной деятельности.

Себестоимость – это удельные эксплуатационные расходы, отнесенные на единицу произведенной продукции или работы (услуги).

Иногда годовые производственные расходы также называют себестоимостью, отнесенными ко всему объему произведенной продукции (работ, услуг). Употребление этого термина как синонима годовых производственных затрат нежелательно во избежание путаницы.

Существует два принципиально различных подхода к классификации этих затрат: *по элементам* и *по статьям калькуляции*. Необходимо ясно представлять себе классификационные признаки каждой из них.

Элементами затрат характеризуется процесс производства, который можно рассматривать как соединение трёх взаимодействующих компонентов, каковыми являются:

средства труда – здания, сооружения, машины, оборудование, передаточные устройства, приборы и т.п.; их экономическое выражение – основные производственные фонды;

предметы труда – сырье, основные и вспомогательные материалы, комплектующие и т.д.; их экономическое выражение – оборотные средства как некоторая часть, постоянно расходуемая и обновляемая, годовых текущих затрат;

сам труд – рабочая сила; экономическое выражение – фонд оплаты труда.

Кроме того, особенно важное значение имеет *управление процессами производства и труда*, так что этот элемент также присутствует в сметах затрат, чаще всего в виде «прочих расходов» (называемых в энергетике общесистемными, общестанционными, общесетевыми и т.п., в зависимости от типа энергетического объекта).

Эти элементы и положены в основу первой из упомянутых систем классификации производственных затрат. Всем этим элементам в *смете затрат* на производство выделяются следующие группы статей:

1) затраты на приобретение предметов труда – основных и вспомогательных материалов, топлива, необходимых видов энергии и энергоносителей. Обычно эти затраты в смете показываются несколькими строками по всем необходимым предметам труда;

2) затраты на содержание и обслуживание средств труда, т.е. производственных фондов (оборудования), на их амортизацию и ремонтное обслуживание, включая стоимость ремонтных материалов, основную и дополнительную заработную плату ремонтникам, амортизацию ремонтного оборудования и другие ремонтные расходы. Обычно все эти затраты представляются в виде комплексной статьи «Затраты на содержание оборудования» с расшифровкой всех упомянутых затрат;

3) затраты на оплату труда, включая основную и дополнительную заработную плату (фонд заработной платы) только эксплуатационных рабочих и ИТР; премиальный фонд, вы-

плата которого осуществляется за счет себестоимости (годовых издержек производства); все начисления на фонд зарплаты – на социальное страхование, отчисления в пенсионный фонд и др., разрешенные существующим порядком формированием себестоимости (издержек). Все или большинство перечисленных затрат указываются в смете определенной строкой;

4) прочие производственные и непроизводственные затраты, включающие затраты на содержание непроизводственных помещений и оборудования, заработную плату (основную и дополнительную) административно-управленческого персонала (АУП), расходы на социальную сферу и т.п. В энергетике они называются общесистемными – для энергосистемы, общестанционными – для электростанции, общесетевыми – для сетевых предприятий.

Смета затрат составляется как плановый документ с последующим контролем по результатам производственно-хозяйственной деятельности.

Разделение годовых эксплуатационных затрат по статьям калькуляции проводится по принципу группировки затрат, направленных на одни и те же цели. В общем виде их состав можно представить так:

$$И = И_c + И_{зп} + И_a + И_s + И_p + И_b + И_n + И_{пр}, \quad (1)$$

где $И_c$ – годовые издержки по оплате сырья, материалов, комплектующих и других основных предметов труда в производственном процессе, если эта статья затрат является самой большой в составе издержек, то такое производство называется *материлоемким*; в энергетике основным сырьем для производственного процесса является топливо, в связи с чем эта статья обозначается $И_t$ – топливная составляющая издержек; поскольку это самые большие эксплуатационные издержки, энергетика считается *топливоемким* производством; $И_{зп}$ – годовые издержки по заработной плате;

сюда обычно входит тарифный фонд заработной платы, дополнительная зарплата и все доплаты к ней, отчисления на социальное страхования и в пенсионный фонд для всех категорий работников (кроме АУП) – и эксплуатационников, и ремонтников; эта статья годовых издержек отличается от фонда оплаты труда на величину премиальных средств, выплачиваемых из прибыли предприятия («тринадцатая зарплата» и т.п.); если эта статья затрат преобладает в составе издержек, такое производство называется *трудоемким*; $И_a$ – годовые амортизационные отчисления от стоимости основных производственных фондов, аккумулируются в специальном амортизационном фонде, в дальнейшем используются для реновации производства – приобретения новых основных фондов вместо физически и морально изношенных; если эта статья самая большая в составе годовых затрат по эксплуатации, такое производство называется *капиталоемким*; $И_s$ – годовые затраты на оплату энергетических ресурсов, потребляемых в процессе производства, если эта статья самая значительная в составе издержек, то производство *энергоемкое*; $И_p$ – годовые затраты на ремонт основных фондов – аккумулируются в специальном ремонтном фонде и расходуются по мере надобности при выполнении различных видов ремонтного обслуживания (профилактических осмотров с выполнением несложных ремонтно-наладочных работ; текущего, среднего или «расширенного текущего», капитального ремонта, частично восстанавливающих утраченную стоимость основных фондов, перенесенную в процессе производства на продукцию) по официальному графику планово-предупредительного ремонта (график ППР); $И_b$ – годовые издержки на приобретение вспомогательных материалов, необходимых для производства; в энергетике сюда включается стоимость потребляемой воды и тогда статья затрат называется «вспомогательные материалы и вода»; $И_n$ – в последнее время оплату части налогов включают в себестоимость (издержки) производства: плата за природные ресурсы и землю, муни-

ципальные налоги на создание и функционирование городской инфраструктуры, за пользование трудовыми ресурсами, оплата штрафов за нерациональное природопользование и некоторые другие (раньше все налоги оплачивались только из прибыли); $I_{\text{пр}}$ – прочие (общезаводские, обще-производственные, общесистемные, общестанционные и т.п.) годовые издержки; основные суммы идут на оплату административно-управленческого (непроизводственного) персонала (АУП), содержание зданий, сооружений и прочих объектов непроизводственного назначения, другие производственные расходы.

Как видно из кратких определений, основными путями снижения годовых эксплуатационных расходов является сокращение всеми доступными способами наиболее значительных затрат: сырья, материалов – для материалоемких предприятий; трудозатрат – для трудоемких; удешевление строительства – для капиталоемких объектов; снижение энергозатрат, энергосбережение – для энергоемких производств. Эти пути достаточно четко прослеживаются при расчете отдельных статей производственных издержек в зависимости от технико-технологических и производственно-хозяйственных факторов и, особенно, при анализе отдельных статей себестоимости продукции.

Сыревая (или материальная) статья годовых эксплуатационных издержек, а в энергетике – топливная, рассчитывается как сумма произведений цены соответствующего материала или топлива (Π_{mi}) или (Π_{ti}) на объем годовой потребности в соответствующем сырье или материале ($M_i^{\text{год}}$) или топливе ($B_i^{\text{год}}$):

сыревая (материальная)

$$I_c = \Pi_{mi} M_i^{\text{год}}$$

топливная статья

$$I_t = \Pi_{ti} B_i^{\text{год}}$$

Энергогенерирующие предприятия – электростанции, котельные редко работают на разных видах топлива одновременно. Обычно используется либо один вид ($B_0^{\text{год}}$), либо в период максимума энергопотребления энергопредприятия переходят на резервное топливо (для электростанций и котельных, сжигающих как основное топливо природный газ, резервным является, как правило, мазут – $B_p^{\text{год}}$), поэтому расчет топливной статьи издержек упрощается.

При этом общий расход топлива

$$B_0^{\text{год}} + B_p^{\text{год}}.$$

При одновременном производстве электрической и тепловой энергии (на ТЭЦ) годовой расход топлива рассчитывается по каждому из этих видов энергии (на производство электроэнергии – $B_e^{\text{год}}$ и на производство тепла $B_t^{\text{год}}$):

$$B_e^{\text{год}} + B_t^{\text{год}}.$$

Составляющая себестоимости по заработной плате рассчитывается по-разному. Для действующего производства вычисляется полный фонд заработной платы со всеми начислениями:

$$I_{\text{зп}} = \Phi_{\text{от}} = \Phi_{\text{зп}} \cdot (1 + p_{\text{пр}}) \cdot (1 + p_{\text{соц}}) \cdot (1 + p_{\text{н.с.}})$$

либо по бухгалтерской отчетности берется фактический фонд зарплаты по каждому работнику, исходя из его конкретного заработка с начислениями:

$$I_{зп} = \Phi_{от} = (\Phi^1 \cdot (1 + p_{пр}) \cdot (1 + p_{соп}) \cdot (1 + p_{н.с.})) \cdot \Lambda_i.$$

или по категориям различного производственного и управленческого персонала (Φ_i) – по их должностным окладам (Λ_i):

$$I_{зп} = \Phi_i \cdot \Lambda_i \cdot (1 + p_{пр}) \cdot (1 + p_{соп}) \cdot (1 + p_{н.с.}).$$

Амортизационная составляющая издержек определяется по нормам амортизации (a_i) для каждого вида основных производственных фондов (F_{0i}):

$$I_a = \cdot F_{0i}.$$

Реже, на предпроектных и проектных стадиях, амортизация приближенно может рассчитываться по средней норме амортизации ($a_{ср}$) всех основных производственных фондов ($F_{осн}$):

$$I_a = \cdot F_{осн}.$$

Средневзвешенные нормы амортизации по ТЭС, например, колеблются в пределах 3-4%, а по ГЭС – 1-1,5%. Примеры норм амортизации по некоторым видам энергетического оборудования приведены в табл. 3.2.

Затраты на вспомогательные материалы и воду I_v складываются из стоимости покупных материалов и возмещения износа инструментов и приспособлений. К вспомогательным материалам на электростанции относятся смазочные и обтирочные материалы, все виды масел, шары и била для мельниц, малоценные и быстроизнашивающиеся инструменты, химические реагенты для водоподготовки т др.

Значительные затраты на электростанции связаны с оплатой воды, используемой в производстве, независимо от того, поступает она из городского водопровода или берется из естественных источников – водоемов, артезианских скважин. Если вода поступает со стороны (редкий случай в энергетике), она оплачивается по установленным тарифам. Во всех других случаях электростанции платят за воду как за пользование природными ресурсами. Поскольку объемы воды в энергетическом производстве велики, и вода главным образом применяется для охлаждения конденсаторов турбин (так называемая циркуляционная вода), практически на всех станциях существует система оборотного водоснабжения – отстойники, брызгательные бассейны, градирни. Расходы на эксплуатацию этих водооборотных сооружений также относятся к этой статье затрат.

На некоторых предприятиях иногда отдельной статьёй учитывается стоимость услуг I_y , которая включает затраты на работы, выполняемые сторонними организациями: по охране территории и складов, испытаниям оборудования, транспортировке грузов, затраты по вывозке золы, шлака и т.д.

Остальные составляющие годовых эксплуатационных расходов вычисляются аналогично приведенным расчетам. Прочие затраты в проектной практике часто определяются в заданной доле (p_n) от условно-постоянных расходов ($I_{пост}$):

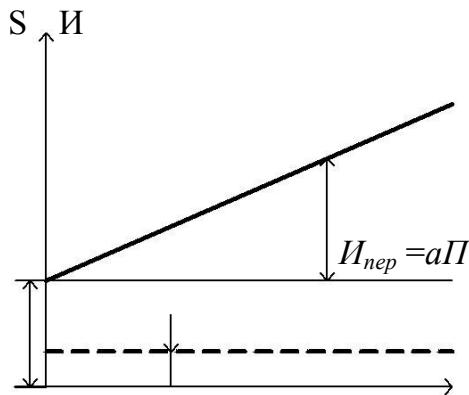
$$I_{пр} = p_n \cdot I_{пост}$$

2. Зависимость издержек себестоимости от объёма производства

Себестоимость рассчитывается путем деления эксплуатационных издержек И на объем производства П, причем это можно сделать также по отдельным статьям затрат:

$$S = I/\Pi = I_c/\Pi + I_{3\pi}/\Pi + I_a/\Pi + I_s/\Pi + I_p/\Pi + I_b/\Pi + I_n/\Pi + I_{np}/\Pi = S_c + S_{3\pi} + S_a + S_s + S_p + S_b + S_n + S_{np}.$$

Себестоимость единицы продукции (работы, услуг) S существенно зависит от объема производства (рис. 5.1).



Издержки производства обычно состоят из двух частей – условно-постоянной ($I_{пост}$), не зависящей от объема производства, и условно-переменной ($I_{пер}$), зависящей от объема производства напрямую:

$$I_{пер} = a\Pi;$$

$$I = I_{пост} + I_{пер}$$

Тогда зависимость себестоимости единицы продукции (работы, услуг) от объема производства имеет вид:

$$S = I/\Pi = (I_{пост} + I_{пер})/\Pi = I_{пост}/\Pi + I_{пер}/\Pi.$$

Математически это выражение представляет собой гиперболу, асимптотически стремящуюся к величине a , поскольку при $\Pi / I_{пост}$. Интересно, что величина a , где – угол, образуемый линией переменных затрат $I_{пер}$ с осью абсцисс.

При увеличении объема производства Π себестоимость S гиперболически снижается. Так, при возрастании объема на величину себестоимость будет равна

$$S = I/\Pi = (I_{пост} + I_{пер})/(\Pi) = I_{пост}/(\Pi) + I_{пер}/(\Pi)$$

Постоянная часть годовых издержек производства включает обычно следующие составляющие:

$$I_{пост} = I_{3\pi} + I_a + I_p + I_{np}.$$

Издержки по зарплате $I_{3\pi}$ считаются *условно-постоянными*, поскольку действительно не зависящей частью в них является тарифный фонд зарплаты с начислениями, а все виды премий, естественно, зависят от объема производства.

Амортизационные отчисления I_a не зависят от производительности предприятия, вычисляются ежегодно в равных долях от стоимости основных фондов по норме амортизации. Экономическая суть этой статьи ежегодных затрат (*перенос стоимости основных фондов на*

продукцию, сопровождающейся их физическим и моральным износом) при этом не меняется. Просто при снижении объемов производства эта составляющая издержек «утяжеляется», увеличивается ее доля в структуре себестоимости. Парадокс : плохо используемое оборудование изнашивается даже быстрее, чем работающее, заброшенные здания быстрее ветшают и т.п. Так что при простое оборудования затраты на амортизацию – чистый убыток предприятия.

Ремонтное обслуживание основных производственных фондов, как указывалось выше, ведется по графикам планово-предупредительных ремонтов (ППР), оно также не зависит от нагрузки и степени использования оборудования, следовательно, и годовые затраты I_p тоже постоянны, не зависят от объема производства.

3. Анализ факторов, определяющих величину основных составляющих себестоимости продукции в энергетике

Определение путей сокращения отдельных статей текущих затрат можно проследить, постепенно анализируя *удельные издержки* производства, т.е. статьи себестоимости продукции. Основные статьи себестоимости – сырьевую (материальную), по заработной плате, амортизационную и энергетическую – можно раскрыть и проанализировать их зависимость от производственных факторов следующим образом.

Сырьевая (материальная) составляющая себестоимости зависит от общего годового расхода сырья и материалов M , ед. материала/г. (также от материлоемкости продукции M_n , ед.материала/ед.продукции),стоимости (цены) материала Π_m , р./ед.материала и объема производства P , ед.продукции/г.:

$$S_c = I_c/P = \Pi_m M/P = \Pi_m \cdot (M/P) = \Pi_m \cdot M_n (р./ед.продукции),$$

где $M_n = M/P$ (ед./материала/ед.продукции).

Из приведенных выражений видно, что *снизить материальную составляющую себестоимости продукции* (для материлоемких производств – самую значительную) можно либо путем приобретением более *дешевых сырья и материалов*, либо, снижая *материлоемкость* продукции. Цены на материалы и сырье диктуются рыночной конъюнктурой, так что от потребителя практически не зависят, поэтому основным путем снижения материлоемкости производства, является экономия материала и сырья. Это относится к статье себестоимости «вспомогательные материалы и вода», а также ко всем возможным составляющим, зависящим от объема производства, например, энергетической статье.

В качестве основного сырья при производстве электроэнергии выступает топливо, и основная составляющая себестоимости – *топливная* – зависит от *удельного расхода топлива* b_t , т.у.т./тыс.КВт·ч, цена топлива Π_t , р./т.у.т или р./т.н.т (тонна натурального топлива), и объема производства W , тыс.КВт·ч/г.:

$$S_t = (р./тыс.КВт·ч),$$

Число использования максимума нагрузки или установленной производительности (мощности) является в энергетике очень интересным показателем. Как уже говорилось, его величина характерна для разных производственных потребителей энергии. Она также свидетельствует об интенсивности использования энергетических мощностей, отличается для разных типов энергогенерирующих установок, зависит от плотности графиков нагрузки, а также

от диспетчерского графика, устанавливающего степень участия различных станций в общей работе (рис. 5.2).

Величина этого показателя свидетельствует о том, эффективно ли работает та или иная электростанция. Следовательно, чтобы снижать условно-постоянные составляющие эксплуатационных расходов за счет увеличения числа часов использования энергетических мощностей, надо хорошо работать, иметь высокие технико-экономические показатели производства. Естественно, это зависит также от возраста оборудования, но многое – от качества обслуживания оборудования энергетическим персоналом.

Амортизационная составляющая себестоимости зависит от величины основных производственных фондов $F_{\text{осн}}$, р. (чаще – тыс. или млн. р.), удельных производственных фондов $f_{\text{осн}}$, р./(ед.прод./ч), нормы амортизационных отчислений a , доли единицы (или %) и объема производства P , ед.продукции/г., который здесь целесообразно представить в виде произведений часовой производительности предприятия P_t , ед.прод./ч, коэффициента сменности k_s (безразмерная величина), календарного и фактического (по режиму работы) фонда времени, ч./г. Перед анализом амортизационной составляющей себестоимости необходимо расшифровать упомянутые показатели.

Следует стремиться, во-первых, увеличить часовую производительность предприятия и, во-вторых, повышать коэффициент сменности работы оборудования.

Следует отметить, что от этих факторов в значительной степени зависит ремонтная составляющая себестоимости, а также другие статьи затрат, не зависящие от объема производства – условно-постоянные.

Энергетическая составляющая себестоимости зависит от величины тарифа на энергоснабжители T_e , р./КВт·ч или р./т у.т. (устанавливается энергопроизводителями или государством), от общего расхода энергии на производство W , КВт·ч/г., или B , т у.т./год и общей энергоемкости производства b_3 , КВт·ч/ед.продукции (размерность этого показателя целесообразно выражать в тоннах условного топлива как обобщенный расход всех видов энергоресурсов):

$$S_3 = T_3 \cdot B/P = T_3 \cdot (p./\text{ед.прод.}),$$

где $b_3 = B/P$ (или W, Q) (т у.т./ед.прод.) – удельный расход топлива на единицу продукции (P), ед.прод./г.; в энергетике – на единицу произведенной электроэнергии (W), КВт·ч/г., или теплоты (Q), Гкал/г.

Очевидно, что для снижения этой статьи себестоимости промышленной продукции необходимо снижать энергоемкость производства.

Систематическое снижение себестоимости продукции в энергетике и промышленности – один из важнейших источников прибыли предприятия. Пути снижения себестоимости могут быть определены при анализе факторов, оказывающих на ее величину решающее воздействие.

1.12 Лекция №12 (2 часа).

Тема: «Реализация, прибыль и рентабельность в промышленности и энергетике»

1.12.1 Вопросы лекции:

1. Объемные показатели промышленного производства.
2. Сумма реализации продукции в энергетике.

3. Прибыль и рентабельность промышленности и энергетике.
4. Численность персонала на предприятии.

1.12.2 Краткое содержание вопросов:

1. Объемные показатели промышленного производства

Для определения результатов производственно-хозяйственной деятельности предприятий всех отраслей промышленности используют *показатель объема производства*, который, будучи помноженным на продажную цену, показывает *доход* предприятия.

Понятие объема производства (в стоимости или натуральном выражении) в отечественной теории и практике определяется рядом показателей, существенно отличающихся друг от друга.

Валовый объем производства (вал) ($\Pi_{\text{вал}}$) – вся продукция, уже произведенная и еще незавершенная (), находящаяся на разных стадиях производственного цикла.

Аналогом валового объема производства в натуральном выражении в энергетике является величина *выработка энергии* $W_{\text{выр}}$.

Товарный объем (товар) ($\Pi_{\text{товар}}$) – готовая продукция, предназначенная к реализации (на продажу). Очевидно, что

$$\Pi_{\text{товар}} = \Pi_{\text{вал}} - \Delta \Pi_{\text{незав}}$$

В энергетике товарному объему (в натуральном выражении) соответствует *количество энергии, отпущенное потребителю*:

$\Pi_{\text{товар}} = W_{\text{отп}}$, т.е. величина выработанной энергии за вычетом собственных нужд и потерь в сетях:

$$W_{\text{выр}} = W_{\text{отп}} - \Delta W_{\text{с.н.}} - \Delta W_{\text{пот}}$$

Реализованная продукция (реализация, сумма реализации) (R) – проданная и оплаченная продукция. Отличается от товарного объема на величину проданной, но неоплаченной продукции (суммой неплатежей):

$$R = \Pi_{\text{товар}} - \Delta \Pi_{\text{неплат.}}$$

В экономике энергетики сумма неплатежей называется *абонентской задолженностью А*:

$$A = \Pi_{\text{товар}} - R.$$

Чистая продукция (ЧП или НЧП – *нормативно-чистая*) ($\Pi_{\text{чп}}$) – *стоимость, вновь созданная живым трудом*, включает фонд оплаты труда ($FOT = I_{\text{фот}}$) и прибыль (m):

$$\Pi_{\text{чп}} = I_{\text{фот}} + m.$$

Следует отметить, что фонд оплаты труда $I_{\text{фот}}$ не равен издержкам по зарплате $I_{\text{зп}}$, поскольку в нем кроме основной, дополнительной зарплаты и премий, оплачиваемых за счет себе стоимости, содержится также премиальный фонд, образуемый из прибыли.

Чистая продукция отличается от суммы реализации на величину материальных затрат M , равных издержкам производства I без стоимости рабочей силы, экономическое выражение которой в данном случае $I_{\text{зп}}$ (статья по заработной плате в составе годовых издержек):

$$\Pi_{\text{чп}} = R - M.$$

Материальные затраты выражаются формулой:

$$M = I - I_{\text{зп}}$$

Условно-чистая продукция (УЧП) ($\Pi_{\text{учп}}$) – стоимость, вновь созданная живым трудом и трудом, овеществленным, содержащимся в машинах, оборудовании и других основных производственных фондах. Она больше чистой продукции на величину амортизационных отчислений (I_a) от стоимости основных фондов («амортизации»), экономическая сущность которых – фиксирование постепенного (ежегодного) переноса стоимости основных фондов на продукцию:

$$\Pi_{\text{учп}} = \Pi_{\text{чп}} + I_a = I_{\text{зп}} + I_a + m.$$

В энергетике аналоги чистой и условно-чистой продукции можно найти в энергопромонтном производстве. Если ремонтные работы выполняются из материалов и с использованием оборудования заказчика, то объем такого производства следует рассчитывать как *чистую продукцию*, поскольку он будет состоять из зарплаты ремонтников и запланированной прибыли ремонтного предприятия. Если эти работы производятся с применением собственного оборудования, объем работ будет представлять собой *условно-чистую продукцию*, так как кроме зарплаты и прибыли сюда войдет амортизация собственного ремонтного оборудования.

2. Сумма реализации продукции в энергетике.

Понятие «сумма реализации продукции» в промышленности и в энергетике наиболее распространено для выражения объема производства и возникает при продаже энергетической продукции – энергии, энергоносителей и энергетических услуг:

$$R = \mathcal{E}_1 \cdot T_1 + \mathcal{E}_2 \cdot T_2 + \mathcal{E}_3 \cdot T_3 + \dots ^{\pm} A + Y \text{ (р./г.)},$$

где R – сумма реализации энергетической продукции, р./г.; $\mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2, \mathcal{E}_3\dots$ – количество каждого вида реализованной продукции – различных видов энергии и энергоносителей, ед.энергии/г.; T_1, T_2, T_3 – соответствующие тарифы (среднеотраслевые или средние для данной энергосистемы, энергопредприятия), р.ед.энергии (услуг); A – сумма абонентской задолженности, обычно со знаком «-», «+», возникает при предоплате, р./г.; Y – выручка от оплаты различных услуг, в том числе неэнергетического характера, оказываемых энергетиками сторонним организациям, р./г.

Поскольку наиболее распространенными видами являются электрическая и тепловая энергия, формула расчета суммы реализации чаще выглядит так:

$$R = W \cdot T_s + Q \cdot T_q A + Y \text{ (р./г.)},$$

где W – количество отпущененной энергии, КВт·ч/г.; Q – количество теплоты, отпущенное потребителям, Гкал/г.; T_s – средний тариф на электроэнергию, рассчитанный как средневзвешенная величина всех тарифов, используемых производителями для расчета с потребителями; р./КВт.ч; T_q – средний тариф за тепловую энергию, также рассчитанный по всей энергосистеме или другому энергопроизводителю, с учетом штрафных тарифов и других возможных особенностей платежей, р./Гкал.

Как видно из формулы, сумма реализации зависит от объемов проданной энергетической продукции, причем, сумма выручки от продажи без вычета абонентской задолженности представляет собой товарную продукцию.

Энергетика, как известно, не может сама устанавливать объем производимой продукции, поскольку это полностью зависит от потребителей, к которым производитель привязан энергетическими коммуникациями – электрическими, тепловыми и другими сетями. В то же время у энергетиков есть некоторые возможности для стимулирования повышения объема потребления. Для того чтобы потребители выполняли свои договорные обязательства, порядок пользования электрической и тепловой энергией предусматривает штрафные тарифы (5 и 10-кратные) при перерасходе или «недорасходе» энергии по сравнению с договором. Стимулом к повышению электропотребления является также льготный ночной тариф.

Повышение объемов производства и продаж является одним из главных путей увеличения массы прибыли любого предприятия, в том числе и энергетического, в соответствии с законом максимальной прибыли.

3. Прибыль и рентабельность промышленности и энергетике

Прибыль представляет собой стоимость прибавочного труда или денежное выражение прибавочной стоимости, полученной в процессе производства. Она вычисляется в большинстве случаев как разность между суммой реализации (R) и издержками (I) или как разность между рыночной ценой (Π) и себестоимостью (s), умноженной на объем производства (Π):

$$m_0 = R - I = (\Pi - s) \cdot \Pi \text{ (р./г.)},$$

где m_0 – общая или балансовая прибыль, р./г.

Действующей в условиях товарно-денежных (рыночных) отношений закон максимальной прибыли вынуждает производителей стремиться к увеличению этого показателя всеми возможными способами. Таких способов всего три.

1. *Повышение продажной цены.* Однако в условиях стабильного рынка для большинства товаров эта цена диктуется рыночной конъюнктурой, отражая общественно необходимые затраты труда. Но производители-монополисты, в том числе и энергетика как естественный монополист, имеют некоторую возможность поднимать цены (тарифы) на свою продукцию в пределах, ограниченных антимонопольным законодательством и другими мерами государственного регулирования рынка.

2. *Снижение себестоимость продукции.* Это основной путь повышения эффективности производства, причем наиболее целесообразно техническое перевооружение на базе самой совершенной техники. Возможны и другие пути – реконструкция, модернизация, совершенствование организации производства и др. Чем ниже себестоимость и цена производства по сравнению с конкурентами на рынке, тем выше прибыль.

3. *Увеличение объемов производства.* Для этого необходимо изучить потребности рынка, возможности вытеснения конкурентов и провести другие маркетинговые исследования. И если рынок испытывает потребность в данном продукте, то следует принять меры к расширению производства и увеличению объемов продаж, даже если это приведет к снижению (возможно, временному) рыночной цены, ибо общая масса прибыли должна увеличиться. Однако энергетики не могут, как правило, увеличивать объем производства по своему усмотрению, кроме отдельных случаев при работе на сторону (ремонтные, строительно-монтажные работы, освоение технологических «хвостов»). По мере формирования рынка

энергетической продукции, при появлении независимых, конкурирующих между собой энергопроизводителей в энергетике, по-видимому, может возникнуть нормальная рыночная ситуация, когда одни производители будут расширять объем своего производства за счет вытеснения других. Текущими мерами являются постоянное поддерживание оборудования в хорошем техническом состоянии путем регулярного и качественного ремонтного обслуживания, режимная оптимизация работы оборудования, его оптимальная загрузка в каждый момент времени и др.

Основные пути снижения себестоимости видны при анализе технико-технологических факторов, определяющих величину отдельных статей эксплуатационных затрат. Естественно, в энергетике главным для повышения эффективности производства является снижение удельных расходов топлива на единицу энергии.

В распоряжении предприятия остается не вся прибыль, рассчитанная по формуле (7.11), а только ее часть, чистая или расчетная прибыль (m_p), остающаяся после вычета из нее различных налогов и обязательных платежей (Н):

$$m_p = m_0 - H$$

В настоящее время часть налогов включается в себестоимость продукции отдельной статьей, отчисления в пенсионный фонд учитываются в издержках по зарплате, а остальная, большая часть, платится из прибыли предприятия. Из балансовой прибыли вычитываются именно те налоги, которые выплачиваются из прибыли предприятия.

Налогообложение предусматривает разные виды налоговых отчислений, для каждого из которых определяется своя налоговая база (приводятся только некоторые виды налогов):

- акцизы, т.е. увеличение продажной цены (оплачивается потребителями);
- налог на добавленную стоимость – от суммы реализации продукции (увеличивает продажную цену, поэтому оплачивается потребителями);
- налог на имущество (на собственность) – от стоимости основных производственных фондов;
- штрафы за вредные выбросы – по штрафным тарифам за каждый вид выброса (включается в себестоимость);
- налог за пользование автодорогами – в зависимости от наличного автотранспорта (из себестоимости);
- отчисления в местный (региональный, муниципальный) бюджет за пользование трудовыми ресурсами и на содержание городской инфраструктуры – в зависимости от численности персонала (из себестоимости);
- налог на прибыль (из прибыли) и т.д.

В налоговой политике государства рассматриваются прежде всего адресаты налоговых поступлений для формирования бюджетов – региональных, федерального, местных.

К федеральным налогам и сборам относятся: налог на добавленную стоимость, акцизы; налог на прибыль организаций; налог на доходы от капитала; подоходный налог с физических лиц; взносы в государственные внебюджетные фонды; государственная пошлина; таможенная пошлина и т.д.

К региональным налогам и сборам относятся: налог на имущество организаций; налог на недвижимость; дорожный налог; транспортный налог; налог с продаж; налог на игорный бизнес; региональное лицензионные сборы.

К местным налогам и сборам относятся: налог на имущество физических лиц; земельный налог; налог на рекламу; налог на наследование или дарение; местные лицензионные

сборы (табл. 1).

Кроме прибыли результаты производственно-хозяйственной деятельности характеризуются еще таким показателем как *доход* (хозрасчетный доход) *предприятия*. Эта величина, остающаяся у производителя после реализации продукции – сумма реализации за вычетом всех материальных затрат. *Доход предприятия* численно должен быть равен показателю *чистой (или условно-чистой) продукции* и имеет тот же экономический смысл.

Объекты обложения		Формы налогов
Доход	Доход (прибыль) предприятия	Налог на доходы (прибыль) предприятия
	Заработка плата	
	Совокупный годовой доход физических лиц	Подоходный налог с физических лиц
	Дивиденды, проценты по ценным бумагам	Налогообложение доходов (дивидендов, процентов), полученных по акциям и иным ценным бумагам, принадлежащим предприятиям
Имущество	Владение имуществом	Налог на имущество предприятия
		Налог на имущество физических лиц
		Налоги, направляемые в дорожные фонды
	Передача имущества	Налог на дарение, наследование
Обращение и потребление товаров	Вывоз-ввоз товаров за границу	Таможенные пошлины
	Потребление товаров	Акцизы
		Налог на добавленную стоимость
		Налог на реализацию горючесмазочных материалов

Для оценки производственно-хозяйственной деятельности предприятия применяется показатель рентабельности производственных фондов – отношение прибыли (m_p или m_0 , р./г.) к величине производственных фондов ($F_{пр}=F_{осн}+F_{об}$, р.), который отвечает на вопрос: сколько рублей прибыли дает каждый рубль, вложенный в производственные фонды. В зависимости от разновидностей прибыли рентабельность может быть балансовой (r_b) или расчетной (r_p):

$$r_b = \frac{m_0}{F_{пр}} = \frac{m_0}{F_{осн} + F_{об}}$$

$$r_p = \frac{m_p}{F_{пр}} = \frac{m_p}{F_{осн} + F_{об}}$$

Другим показателем, оценивающим прибыльность предприятия, является рентабельность производства ($r_{п-b}$ и $r_{п-p}$) – отношение прибыли (балансовой или расчетной) к издержкам производства:

$$r_{п-b} = \frac{m_0}{И}$$

$$r_{п-p} = \frac{m_p}{И}$$

Рентабельность производства показывает, насколько продажная цена выше себестоимости. Это хорошо видно после некоторых преобразований формул:

$$R = \frac{R - И}{И} = \frac{R}{И} - 1 = \frac{\Pi}{S} - 1$$

Этот показатель может использоваться для государственного контроля и регулирования рыночных цен.

Распределение общей прибыли предприятия между производственными подразделениями, например, между предприятиями, входящими в энергосистему, представляет собой довольно сложную хозяйственную задачу. Базой таких расчетов является *условная (приведенная) мощность* предприятий, входящих в энергосистему. Для электростанций – реальная установленная мощность, *KВт* или *МВт*. Для остальных подразделений энергосистемы – сетевых предприятий, диспетчерской службы, ремонтных заводов, строительных организаций, транспортных (автомобильных и железнодорожных) хозяйств, аппарата управления и др. – устанавливается их *условная производительность в условных МВт или КВт*. Кроме того, при распределении общей прибыли учитываются производственно-хозяйственные факторы, среди которых наиболее существенное значение имеют следующие.

1. Коэффициент эффективного использования установленной мощности – отношение рабочей (располагаемой) мощности к установленной или просто рабочая мощность (этот показатель используется только на электростанциях).

2. Годовое количество энергии, отпущенное потребителям (очевидно, также только для электростанций).

4. Численность персонала на предприятии

Другие оценочные показатели, свидетельствующие об успешной и эффективной работе, например, соблюдение сметы производственных затрат или снижение расходов против сметы, уровень расхода энергии на собственные нужды и величины (абсолютные и относительные), потерь в сетях, производительность труда (в энергетике всегда оценивается коэффициентом обслуживания – отношением установленной или приведенной мощности к численности работников) и т.п.

В зарубежной практике анализа финансово-хозяйственной деятельности предприятия принимаются три основные группы показателей рентабельности: показатели рентабельности продаж, рентабельность активов и капитала.

К показателям *рентабельности продаж* относятся коэффициент чистой рентабельности продаж; коэффициент рентабельности продаж по маржинальному доходу; коэффициент продаж по прибыли от реализации.

Коэффициент чистой рентабельности продаж рассчитывается как отношение чистой прибыли к выручке от реализации и характеризует долю чистой прибыли в объеме продаж предприятия.

Рентабельность продаж по маржинальному доходу определяется как отношение маржинального дохода, т.е. выручки от реализации за вычетом переменных затрат к выручке от реализации.

Рентабельность продаж по прибыли от реализации исчисляется как отношение прибыли от реализации к выручке от реализации. В некоторых случаях в числителе формулы может использоваться не прибыль от реализации, а прибыль до вычета налогов, процентов и амортизации (балансовая прибыль).

Показатель *рентабельности активов* отражает степень использования активов предприятия и определяется как отношение прибыли предприятия и выплачиваемых процентов по кредитам к средней величине балансовой стоимости активов предприятия. В числителе

может также использоваться значение чистой прибыли предприятия. Рентабельность активов рассчитывается как произведение показателей рентабельности продаж и оборачиваемости активов предприятия. Таким образом, прибыль предприятия, полученная с каждого рубля средств, инвестированных в его активы, зависит от скорости оборачиваемости имущества и от доли прибыли в выручке предприятия.

Факторный анализ рентабельности активов позволяет выявить что является причиной недостаточно высокого уровня этого показателя: рентабельность продаж, оборачиваемость активов или оба этих коэффициента вместе. Рост рентабельности реализованной продукции может быть достигнут путем повышения цен на продукцию, экономии затрат, увеличение доли более рентабельных видов продукции в структуре реализации. Повышение скорости оборачиваемости активов обеспечивается ростом объемов продаж при сохранении активов на прежнем уровне или снижением величины активов, в частности в случаях:

- снижение материально-производственных затрат при сохранение эффективного контроля за их уровнем;
- ускорение оборачиваемости дебиторских задолженностей;
- выявление и реализация избыточных активов, не приносящих экономических выгод для предприятия.

Коэффициент рентабельности собственного капитала представляет наибольшую аналитическую ценность для инвесторов, так как отражает степень эффективности использования акционерного капитала предприятия и является косвенной характеристикой доходности инвестиций акционеров в бизнес. Рентабельность собственного капитала обычно определяется как отношение чистой прибыли акционерного общества к величине балансовой стоимости его собственного капитала.

В состав собственных средств принято включать величину капитала, инвестированного акционерами, и сумму резервов, созданных за счет чистой прибыли акционерного общества. Рентабельность собственного капитала зависит от нормы чистой рентабельности продаж, оборачиваемости активов и соотношения общей величины капитала и собственного капитала предприятия. Низкое значение коэффициента рентабельности собственного капитала может быть обусловлено как низкой долей прибыли в цене реализованной предприятием продукции, наличием производственных мощностей, так и излишней мобилизацией акционерного капитала.

1.13 Лекция №13 (2 часа).

Тема: «Теоретические основы управления в энергетике»

1.13.1 Вопросы лекции:

1. Энергетическое предприятие и его особенности.
2. Принципы построения структур управления энергетическими предприятиями.
3. Понятие об управлении. Законы и принципы управления.
4. Методы управления. Функции управления. Области управления. Объекты управления.

1.13.2 Краткое содержание вопросов:

- 1. Энергетическое предприятие и его особенности**

К энергетическим предприятиям относят электростанции, котельные, предприятия тепловых и электрических сетей. Продукцией энергетического предприятия является электроэнергия и тепло, а главной задачей - бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией и теплом в необходимом количестве.

Энергетические предприятия в отличие от предприятий других отраслей и подотраслей промышленности имеют следующие особенности:

они не только производят продукцию, но и осуществляют ее транспорт (передачу) и распределение. Электроэнергию вырабатывают электрические станции (конденсационные, атомные, теплоэлектроцентрали, гидроэлектростанции). В настоящее время появляются и другие электростанции - гидроаккумулирующие (ГАЭС), геотермальные и т.п. Передача и распределение электрической энергии осуществляется предприятиями электрических сетей. Тепло производят на ТЭЦ и в котельных, а передачу и распределение его - предприятия тепловых сетей;

процесс производства представляет собой непрерывную цепь превращений энергии. В этой цепи выделяют три фазы, четко отличающиеся по своим функциям и задачам: 1) производство или превращение энергии используемых энергоресурсов в тот вид энергии, который необходим потребителю; 2) транспорт произведенной энергии и ее распределение между отдельными приемниками; 3) потребление энергии, состоящее в ее преобразовании в другие виды энергии, используемые в различных приемниках, или в изменении параметров энергии.

Процесс производства, передачи, распределения и потребления энергии протекает практически одновременно и непрерывно. Непрерывность процесса производства энергии, в свою очередь, приводит к следующим различиям:

- имеется абсолютная соразмерность производства и потребления энергии, т.е. отсутствуют местные скопления полуфабрикатов и продукции;
- исключено бракование продукции и изъятие ее из потребления;
- отсутствует проблема сбыта, из-за чего невозможно затоваривание;
- нет необходимости складировать продукцию, так как все, что производится, потребляется в тот же момент.

Невозможность складирования энергии обуславливает принципиальное отличие работы энергетических предприятий, которое состоит в том, что объемы выработки энергии подчинены потребителю и изменяются в соответствии с его потребностями. Невозможность бракования продукции (энергии) и изъятия ее из потребления возлагает на энергетические предприятия особую ответственность за постоянное качество энергии, т.е. поддержание в заданных пределах ее параметров, основными характеристиками которого являются:

для электрической энергии - напряжение и частота;
для тепловой энергии - давление и температура пара.

Это требование обусловлено тем, что снижение качества энергии приводит к снижению качества продукции, выпускаемой потребителями энергии (например, колебание частоты тока при производстве бумаги приводит к изменению скорости движения поточной линии, соответственно к изменению толщины слоя массы, поступающей на линию, и толщине бумаги, т.е. к браку продукции), снижению ресурса потребляющих устройств и повышеному расходу энергии.

Энергетические предприятия тесно связаны с промышленностью, транспортом, связью, коммунальным и сельским хозяйством - со всей совокупностью разнообразных приемников электрической и тепловой энергии, что предопределяет жесткую зависимость производства энергии от режима потребления, т.е. имеет место постоянное изменение производст-

ва энергии в течение суток, недели, месяца, года. В основе этого лежат, с одной стороны, природно-климатические факторы (колебания температуры, изменение естественного освещения и т.п.), а с другой - особенности технологического процесса различных предприятий и отраслей народного хозяйства, режима труда и отдыха, изменения бытовой нагрузки. Указанные особенности обуславливают необходимость обеспечения достаточно высокого уровня надежности работы энергетических предприятий для выполнения главной задачи - бесперебойности энергоснабжения потребителей. Перебои в энергоснабжении наносят предприятиям и в целом народному хозяйству большой ущерб: приводят к нарушению нормальной работы потребителей, порче оборудования и сырья, снижению планируемых объемов продукции и соответственно к убыткам.

Существенной особенностью производства энергии является относительно быстрое развитие аварийных ситуаций, при которых отказ одного элемента влияет на работу других, связанных с ним. Например, в 1957 г. первопричиной крупной аварии в Молдавской энергосистеме явилась неправильная (ложная) работа дифференциальной защиты одного блока «генератор-трансформатор», включенного по схеме «четырехугольник», а именно:

при вводе нового выключателя и настройке дифференциальной защиты блока была допущена ошибка;

защита сработала во время прохождения номинального тока через защищаемую зону и отключила блок;

момент отключения блока совпал с прохождением максимума нагрузки, что и послужило началом аварии, развитие которой привело к полному отключению энергосистемы (с потерей собственных нужд) и связи с диспетчером.

Энергетические предприятия допускают как изолированную, так и совместную, параллельную работу. Надежность энергоснабжения повышается при большем числе энергетических предприятий, работающих совместно и когда имеется возможность резервирования друг друга. Поэтому основная часть энергии вырабатывается на энергопредприятиях, объединенных в районные энергетические системы, связанные между собой общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения энергии.

Энергетическая система имеет общий резерв мощности, который вводится при авариях и отключениях какой-либо ее части. Системы, связанные между собой линиями электропередачи, образуют объединенную (в частности, межрайонную) энергосистему. В свою очередь, объединенные энергосистемы образуют единую энергосистему России, в которой резервы мощности становятся общими.

В энергетическом хозяйстве особое значение имеет оперативное управление работой отдельных электростанций, предприятий электрических сетей и энергосистемой в целом. Это обусловлено, во-первых, быстрой протекания переходных процессов в энергосистеме, во-вторых, зависимостью режима работы энергопредприятий и объема выработки энергии от изменения метеорологических, климатических и других условий. Таким образом, в процессе эксплуатации электростанций и энергосистемы в целом возникает необходимость оперативно корректировать заданную производственную программу и, следовательно, подчинять режим работы отдельных электростанций диспетчерской службе энергосистемы, в которую они входят.

2. Принципы построения структур управления энергетическими предприятиями

Производственная структура энергопредприятий. Потребности технологического процесса в конкретных условиях вызывают необходимость деления предприятий (т.е. всего

коллектива людей, занятых выпуском определенного вида продукции, с помощью имеющихся в их распоряжении средств) на более мелкие производственные подразделения - рабочие места, самостоятельные участки, участки внутри цехов, цеха.

Рабочее место - это часть производственной площади, где рабочий или группа рабочих выполняют определенные операции по обслуживанию процесса производства, используя при этом соответствующее оборудование и технологическую оснастку. Группы рабочих мест образуют *производственные участки*, где осуществляется часть производственного процесса по выполнению технологического процесса в целом. Участок - первичная структурная производственная единица предприятия, возглавляемая мастером. Участки, объединенные между собой производственными связями, образуют производственный *цех* - основную структурную единицу промышленного предприятия. Принято различать цеха основного, вспомогательного производства и непромышленных хозяйств. В цехах *основного производства* предприятия осуществляются производственные процессы по качественному изменению энергии (например, по превращению химической энергии топлива в тепловую и электрическую энергию).

Цеха и подразделения *вспомогательного производства* обеспечивают основному производству необходимые условия для нормальной работы. Они выполняют ремонт оборудования, снабжение материалами и запасными частями, транспортом и т.п.

К *непромышленным* относятся хозяйства, продукция и услуги которых не входят в основную деятельность предприятия. В их функции входит обслуживание бытовых нужд персонала предприятия (жилищное хозяйство, детские сады, дома отдыха и т. п.).

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электростанций и сетей все устанавливаемое оборудование, здания и сооружения должны быть закреплены за соответствующими производственными цехами, службами и лабораториями, а внутри них за мастерами и другим персоналом.

Состав, функции и взаимоотношения цехов, производственных служб, отделов и других подразделений энергопредприятий определяются утвержденными организационными структурами управления энергопредприятиями. Под *управлением* понимается процесс, посредством которого обеспечивается упорядочение и функционирование объекта управления. Управление производством предполагает установление согласованности между индивидуальными работами и общими функциями, необходимость которых возникает при выполнении всего производственного процесса. Управление производством включает в себя: получение и обработку данных, принятие на основе поставленных целей и полученной информации конкретных плановых и других управлочных решений, организацию их выполнения, контроль за ходом производственного процесса, организацию учета и отчетность.

Сложность функций управления вызывает необходимость в специальном аппарате управления. Его возглавляют руководители, которые по своему положению могут и обязаны выносить решения, воздействующие на производственные звенья. В состав аппарата управления входят руководители разного рода функциональных органов, отвечающих за те или иные уровни планирования, учет и т.п. Аппарат управления при оптимальной численности и структуре должен обеспечивать обоснованность управлочных решений, своевременность их выработки и принятия, оперативную передачу исполнителям, четкую организацию выполнения решений. Простейшая организационная структура - *линейная*, при которой все функции управления сосредоточены у руководителя предприятия. Централизация всех функций в руках линейного руководителя обеспечивает простоту и экономичность, уменьшает возможность противоречивости и неувязанных заданий подчиненным. Однако такая

структурой может быть использована при небольших масштабах производства. С возрастанием сложности и масштабов производства до определенных пределов линейный руководитель не в состоянии справиться со своими функциями и в помощь линейному руководителю создаются функциональные подразделения - службы (отделы) для изучения положения дел и подготовки решений. Они подчинены линейным руководителям, специализированы по функциям. В итоге *линейно-функциональная* структура управления сохраняет единство распорядительства и ответственность линейного руководителя в условиях специализации (по функциям) управленческой деятельности.

Организационная структура энергопредприятия (электростанция, электрические или тепловые сети) имеет пять блоков:

1) руководство - директор с заместителями, главный инженер с заместителями. Число заместителей зависит от мощности и технологических особенностей электростанции, например сложности оборудования и состава сооружений, вида топлива и т.п. Директор может иметь заместителей по общим вопросам, капитальному строительству, хозяйственным и социальным вопросам, кадрам, охране и гражданской обороне. Главный инженер (он же первый заместитель директора) может иметь заместителей по эксплуатации, ремонту, модернизации и освоению новой техники; 2) персонал при руководстве (у директора и заместителей) - инспектор по кадрам, инженер по подготовке кадров, инженер по режиму, старший инженер по эксплуатации, старший инженер по охране труда и технике безопасности, юрисконсульт, группа хозяйственного обслуживания;

3) функциональные отделы - производственно-технический, планово-экономический, бухгалтерия, отдел материально-технического снабжения, комплектации (последний - при строительстве или расширении предприятия);

4) непромышленные подразделения - цеха, службы, лаборатории, участки внутри цехов, рабочие места;

5) непромышленные подразделения - структура жилищно-коммунального хозяйства, соцкультбыта и т. п.

Энергопредприятия входят в состав АО-Энерго или являются дочерними предприятиями РАО «ЕЭС России». В первом случае организационная структура энергопредприятий утверждается генеральным директором АО-Энерго, во втором - председателем правления РАО «ЕЭС России».

К основным задачам управления относятся:

планирование производства и реализации продукции;

планирование теплоэнергетического (водно-энергетического) баланса;

организация и осуществление производства продукции (выработки электроэнергии, тепла или электроэнергии и тепла);

организация и осуществление оперативного руководства;

планирование, организация и производство ремонта энергооборудования, зданий и сооружений;

организация и планирование труда и заработной платы;

учет и отчетность.

Функции некоторых руководителей энергопредприятий. Управление энергопредприятием возглавляет директор, который руководит всей его деятельностью. Он несет полную ответственность за выполнение выпуска продукции и диспетчерских указаний. Директор в пределах предоставленных ему прав распоряжается всеми средствами и имуществом предприятия, осуществляет контроль и проверку исполнения, руководит подбором и

воспитанием кадров, несет ответственность за соблюдение финансовой, производственной и трудовой дисциплины на предприятии, обеспечивает охрану собственности, режим экономии и рентабельность производства. Руководство производственно-технической деятельностью директор осуществляет через своего заместителя - главного инженера, отвечающего за технические вопросы эксплуатации предприятия, который организует разработку и внедрение передовых методов производства, а также следит за рациональным использованием оборудования, сырья, материалов и рабочей силы. Под руководством главного инженера производится ремонт оборудования, техническая учеба и подготовка инженерно-технических работников энергопредприятия.

Производственно-технический отдел (ПТО) энергопредприятия выполняет следующие виды работ:

разрабатывает режимы наилучшего использования, эксплуатационные нормы и режимные карты работы оборудования, проекты планов выработки энергии и планы технико-экономических показателей на планируемый период по предприятию в целом и отдельным цехам;

организует технический учет работы оборудования;

ведет учет расхода материалов, электроэнергии на собственные нужды;

составляет необходимую техническую отчетность;

обрабатывает первичную техническую документацию;

анализирует выполнение установленных режимов и технических норм работы оборудования;

разрабатывает мероприятия по экономии топлива (на ТЭС) и рациональному расходованию воды (на ГЭС), а также по снижению потерь электроэнергии (в предприятиях электрических сетей);

организует повышение квалификации персонала;

организует и контролирует производственный инструктаж персонала;

составляет темы по рационализации и рассматривает рационализаторские предложения и т.п.;

составляет общестанционный график ремонта оборудования;

участвует в составлении сетевых графиков ремонта оборудования, а также в приемке оборудования из ремонта;

контролирует выполнение графика ремонта;

разрабатывает заявки энергопредприятия на материалы, запасные части и оборудование;

контролирует соблюдение установленных норм расходования материалов;

обеспечивает внедрение передовых методов ремонта и т. п.

Планово-экономический отдел (ПЭО) на тепловых станциях:

разрабатывает перспективные и текущие планы работы электростанции и ее цехов;

осуществляет контроль за ходом выполнения плановых показателей;

разрабатывает мероприятия по повышению производительности труда;

занимается вопросами организации, нормирования и оплаты труда.

При отсутствии в структуре электростанции ПЭО эти работы выполняет ПТО.

Отдел материально-технического снабжения обеспечивает энергопредприятие материалами, инструментами и запасными частями, составляет заявки, заключает договоры на материально-техническое снабжение и реализует их.

Отдел кадров осуществляет подбор кадров, оформляет прием, переводы и увольнения работников электростанции.

Бухгалтерия ведет учет хозяйственной деятельности электростанции, осуществляет контроль за правильным расходованием средств и соблюдением финансовой дисциплины, осуществляет бухгалтерский отчет и отчетность.

Каждый цех возглавляется начальником цеха, который подчинен по производственно-техническим вопросам главному инженеру, а по административно-хозяйственным вопросам - директору. Начальник цеха организует работу коллектива цеха по выполнению плановых заданий, распоряжается средствами цеха, имеет право поощрять работников цеха и налагать на них дисциплинарные взыскания в пределах штатного расписания, устанавливать тарифные разряды рабочим, а также имеет право найма и увольнения (кроме инженерно-технических работников и мастеров) и т. д. Отдельные участки цеха возглавляются мастерами, которые отвечают за выполнение плана, расстановку и организацию труда рабочих, использование и сохранность оборудования, расходование материалов, фонда заработной платы, охрану труда и технику безопасности, правильное нормирование труда, руководят работой бригадиров и бригад рабочих на энергопредприятии.

3. Понятие об управлении. Законы и принципы управления

Управление - это процесс сбора, обработки, передачи и предоставления информации о состоянии управляемого объекта; разработки вариантов управленческого решения; выбор наилучшего решения по заранее выработанным критериям его оптимальности; организация выполнения принятого решения для достижения поставленных целей; контроль исполнения и сбор информации о новом состоянии управляемого объекта.

Другое определение содержит характеристику основного средства ведения управленческого процесса:

Управление - это процесс движения информации: учетной по восходящей ветви (от объекта к субъекту управления) и руководящей по нисходящей ветви цикла управления (от субъекта к объекту управления).

Процесс управления следует рассматривать как цикл управленческих действий, проходящих определенные фазы (этапы), которые можно определить как:

- 1) *сбор информации* о состоянии управляемого объекта;
- 2) *первичная обработка и передача информации* от управляемого объекта (управляемой системы) к субъекту управления (в управляющую систему);
- 3) *предоставление информации* в удобном для восприятия виде должностным лицам и служащим в аппарате управления для первичного заключения о состоянии управляемого объекта;
- 4) *заключение о разработке некоего решения*, принимаемое для изменения каких-либо показателей (параметров) в управляемой системе руководителем определенного уровня, либо традиционно, по заведенному порядку работ, либо как само собой разумеющееся исходя из положения дел на управляемом объекте;
- 5) Разработка вариантов управленческого решения, в том числе и с оптимизационными расчетами и предварительными предложениями о выборе наилучшего из них, сделанных по известным или специально разработанным критериям оптимальности, с предварительным расчетом планового эффекта от реализации данного решения;
- 6) *представление вариантов* руководителю определенного уровня для окончательного выбора и принятия управленческого решения достижения поставленной цели;
- 7) *организация выполнения принятого решения* путем подготовки выпуска опреде-

ленных руководящих документов - приказов, распоряжений, указаний (в том числе устных) и др.;

8) контроль исполнения принятого решения;

9) сбор информации о новом состоянии управляемого объекта после реализации принятого решения;

10) оценка эффективности принятого и реализованного решения;

11) анализ информации о новом состоянии управляемого объекта - здесь заканчивается один управленческий цикл и начинается другой с прохождением всех отмеченных стадий.

Таким образом, управление представляет собой непрерывный цикл действий управленческого персонала для достижения определенных целей и решения определенных задач. В числе этих целей и задач, если имеется в виду управление крупным социально-производственным объектом (регионом, городом, поселком, предприятием), - регулирование социальных отношений, развитие производства, расширение и совершенствование сервисной сферы и др. Для производственных объектов, в частности энергетических предприятий, главными целями и задачами управления является успешная производственно-хозяйственная деятельность для получения прибыли.

Целевая функция энергетики - это:

1) бесперебойность - специфическая для энергетики, не характерная ни для одной другой отрасли материального производства;

2) сбалансированность - производиться должно столько, сколько потребляется;

3) качество - соблюдение необходимых энергетических параметров: напряжение, частота, синусоидальность кривой тока - для электроэнергии; давление и температура - для пара и горячей воды; теплота сгорания, влажность, зольность - для топлива и др.;

4) экономичность - максимальная прибыльность при минимальных затратах;

5) соблюдение интересов трудового коллектива и собственника.

На выполнение производственных и экономических задач для достижения этих подцелей и выполнения всей целевой функции и направлен весь процесс управления.

Закон единства системы управления производством. Система должна быть построена таким образом, чтобы исключить или свести к минимуму посторонние возмущающие воздействия на производственный процесс. Иными словами, *один объект - один субъект управления*.

Закон пропорциональности производства и управления. Этот закон имеет три аспекта:

1) пропорциональность и соотносительность отдельных частей производства; 2) пропорциональное построение системы управления в соответствии с установленными функциями и решаемыми задачами; 3) пропорциональность (адекватность) управляемой и управляющей систем.

Закон оптимального соотношения централизации и децентрализации управления. Центральный аппарат управления предприятием (заводоуправление), как и центральные органы власти в стране, не могут и не должны вмешиваться в детали производственного процесса, осуществлять мелочную опеку подчиненных подразделений. На местах управление должно проводиться руководителями соответствующего уровня компетенции, т. е. децентрализовано.

Закон участия трудящихся в управлении производством. Сейчас такой стимул появляется в виде мотивации труда, т. е. при участии трудящихся в собственности, прибылях и управлении.

В той или иной степени воплощением названных законов управления в конкретные направления деятельности являются *принципы управления*, нуждающиеся сегодня в некотором переосмыслении для рыночной экономики.

1) *Принцип единства политики и экономики* означает, с одной стороны, определение политических задач в развитии общества с учетом состояния экономики, а с другой - требование политического, законодательного обеспечения подъема и развития национальной экономики.

¹- *Принцип научности управления* имеет три аспекта: 1) необходимость учета в управлении взаимосвязи природных и общественных явлений (первый закон диалектики); 2) обязательность применения на практике научных положений теории управления; 3) современные требования широкого применения в управлении экономико-математических методов вычислительной техники.

3. *Принцип демократического централизма* означает необходим полного учета местных условий при централизованной выработке положений, а также делегирование существенной доли полномочий нижестоящим органам управления: из заведоуправления - в цех, от руководств цеха - на участки, в бригады.

4. *Принцип сочетания отраслевого и территориального управления* так же, как и принцип демократического централизма, означает сегодня необходимость наряду с отраслевыми интересами в полной мере учитывать интересы регионов.

5. *Принцип морального и материального стимулирования* (мотивации) труда является проявлением закона непрерывного роста благосостояния трудящихся, а также выражением одного из законов управления - участия в управлении трудящихся.

6. *Принцип планового ведения хозяйства* отражает необходимость следования одному из фундаментальных законов экономики - закону планомерного, пропорционального развития.

7. *Принцип ответственности*, означающий: создание четкой организационной структуры; тщательную разработку положений о подразделениях в организационной структуре, положений о правах и обязанностях руководителей всех уровней, должностных инструкций на каждом рабочем, в том числе управленческом месте; установление точно определенной материальной (коммерческой) ответственности подразделений и должностных лиц за упущения в работе; разработку положений о премировании и депремировании по совершенству четко определяемым и легко проверяемым показателям, и др.

8. *Принцип правильного подбора и расстановки кадров*, оптимальное кадровое обеспечение процессов производства и управления является непременным условием успешной производственно-хозяйственной деятельности.

9. *Принцип экономичности и эффективности*. Главным показателем положительных результатов производства и управления им является *прибыльность* управляемого объекта - предприятия, фирмы. Здесь также находит свое выражение один из основополагающих законов рыночной экономики - закон максимальной прибыли.

10. *Принцип преемственности хозяйственных решений*. Любое решение, принимаемое верхними эшелонами управления на предприятии (фирме), требует последующей расшифровки, детализации на других, более низких уровнях управления. Очевидно, если при этом преемственность нарушается, принятое решение не может быть выполнено достаточно хорошо, в полном объеме и в нужные сроки. Многие из известных принципов управления, как правило, вытекают из названных. В частности, называется *принцип системности*, который состоит в непременном соблюдении цикличности управления с обязательным прохождением каждого этапа управленческого цикла.

4. Методы управления. Функции управления. Области управления. Объекты управления

Для управления производственно-экономическими системами выработан целый арсенал различных методов, которые применяются по отдельности или совместно, комплексно.

Методы управления образуют четыре группы:

- 1) организационно-распорядительные (или административно-распорядительные);
- 2) экономические;
- 3) социально-психологические;
- 4) социально-политические (идеологические).

Организационно-распорядительные методы - это управление с помощью приказов, распоряжений, указаний, не терпящих возражений и требующих неукоснительного выполнения. Одним из главных таких методов, дающий наибольший управленческий эффект, является подбор и расстановка кадров - производственных и управленческих.

Коллектив компетентных работников, единомышленников и в то же время специалистов каждый в своей области (по современной терминологии - «команда») наилучшим образом может справиться со своими задачами. Таким людям не надо подробно объяснять и обосновывать то или иное решение руководителя: они все понимают, как говорится, с полуслова, будучи объединенными общими целями.

Экономические методы управления во все времена давали наилучший управляющий эффект, поскольку содержат самую главную мотивацию в обществе с товарно-денежными отношениями - материальный стимул. Сегодня в числе этих методов можно назвать такие:

оплата труда в соответствии с квалификацией работника; о заставляет стремиться к повышению квалификации, расширению и улучшению трудовых навыков, в том числе и в управлении. Главным достоянием последних лет в этой области стала отмена ограничений в заработке.

• сейчас каждый работник имеет право зарабатывать столько, сколько сможет. Одна из задач руководства - создать необходимые условия для возможности таких заработков;

Существуют и другие формы и разновидности экономических методов управления: выдача льготных ссуд и кредитов; оплата социальных нужд работников; предоставление жилья - бесплатно или по льготным ценам; обеспечение медицинским и санаторным обслуживанием также по льготным ценам или бесплатно; оплата учебы самих работников и членов их семей и т.д. (Эти формы нередко относят к социально-психологическим методам управления, поскольку они экономически затрагивают социальную сферу жизни.)

Социально-психологические методы управления - методы, основанные на использовании социально-психологических факторов и направленные на управление социально-психологическими процессами, протекающими в коллективе, для оказания необходимого воздействия в интересах достижения поставленных целей.

К числу этих методов относится, например, социальная эстетика, производственный дизайн: хорошая, красивая обстановка в цехе, в отделе по наблюдениям специалистов снижает утомляемость, повышает производительность труда. Сюда же относится забота о социальных нуждах работников. Одним из наиболее важных факторов такого управления является создание в коллективе здорового, комфорtnого психологического климата. Здесь важно выявить так называемого «неформального лидера» и стараться привлечь его к процессам управления.

Социально-политические методы управления состоят в стимулировании качественного труда на основе политических, нравственных, религиозных, патриотических убеждений работников.

Все перечисленные методы управления должны использоваться в комплексе, нежелательно, чтобы какие-то из них, даже экономические, преобладали. Из опыта развитых стран известно, что именно комплексный подход, разумное использование этих методов в рациональном сочетании дает наибольший управляющий эффект. Так, в Японии наряду с достаточно высокой и дифференцированной оплатой труда на предприятиях и в учреждениях существуют «комнаты психологической разгрузки», где работники могут снять нервное напряжение, освободиться от того состояния с помощью опытных психологов.

Совершенствование управления означает наилучшее выполнение всех управленческих действий и деловых процедур в указанном цикле управления, во всех его фазах. Следовательно, для этого необходимо обеспечить все условия, т. е. создать *информационную систему* как хороший инструмент для управления в условиях рынка.

Следовательно, для принятия верного решения любой и каждый руководитель должен иметь своеобразную, оперативно и в удобном виде предоставляемую «шпаргалку», набор возможных наилучших решений, из которых он быстро выберет подходящее для данного конкретного случая. Именно такие подсказки может дать информационная система, оперативно представляющая необходимую и достаточную управленческую информацию, обработанную по всем стадиям управленческого цикла с помощью современных средств в автоматизированных комплексах вычислительной техники.

Критерием качества управления является его эффективность. Для эффективного управления требуется решать очень большое количество управленческих задач, стараясь ни одну из них не упустить из вида. Затем на основе достоверных сведений и с должной оперативностью принять необходимые решения, организовать и проконтролировать их осуществление. Само понятие *эффективности* хорошо известно и формулируется как *достижение поставленных целей при минимуме затрат*. Вероятно, для каждого конкретного предприятия эффективность - это наибольшая прибыльность. Однако не следует забывать, что любое предприятие действует в определенной экономической среде и его частная эффективность в значительной мере зависит от эффективности всей экономики, всего хозяйственного комплекса страны.

Функции управления

Функция управления - это особый вид работ, однородных по своему назначению и обеспечивающих функционирование системы управления, выполнение всех этапов управленческого цикла подготовки, принятия и осуществления управляющего решения для достижения поставленной цели, а именно:

- 1) руководство работами во всех фазах цикла;
- 2) организацию информации, циркулирующей по всему циклу;
- 3) учет, т. е. сбор сведений о состоянии управляемого объекта;
- 4) анализ учетной информации как одно из условий подготовки управленческого решения;
- 5) нормирование различных показателей, выработка их эталонных значений для сравнения при анализе и для последующего планирования, а также отбор критериев для выбора оптимального управленческого решения;
- 6) планирование как акт реализации принятого решения, включая организацию его выполнения;

7) контроль исполнения и регулирование процесса осуществления управленческого решения - завершение одного цикла управления и начало другого;

8) учет, т.е. сбор сведений о новом состоянии управляемого объекта после осуществления управленческого решения и т.д.

Перечень функций управления по-разному формируется в различных руководящих документах и в работах специалистов. Если рассмотреть «максимальный вариант» такого перечня, получим следующий классифицированный состав известных функций управления: *организация, учет, анализ, нормирование, планирование, контроль, регулирование*.

Иногда как единую функцию рассматривают «учет и контроль», «нормирование и планирование», «учет и анализ», «контроль и регулирование». В таких сочетаниях, безусловно, есть определенный смысл, поскольку, во-первых, эти функции взаимосвязаны в процессе выполнения и, во-вторых, в указанных парах одна из них превалирует и низводит другую до подчиненного положения, что также на практике часто оправдано. В любом случае эти функции накладываются на другие, упомянутые выше координатные оси декомпозиции, и таким образом так или иначе охватывают все «деловое пространство» управления. Каждая из функций оставляет достаточно сложный комплекс управленческих работ, и потому должна быть рассмотрена подробнее.

Функция «*.организация*» употребляется в качестве широкого, емкого термина относящегося ко всей управленческой, распорядительной деятельности.

Организация включает подфункции:

Руководство, осуществляемое административно-распорядительными, социально-психологическими, социально-политическими (идеологическими) и преимущественно экономическими методами;

организация взаимоотношений в процессах производства и управления, т. е. в управляемой, управляющей системах и при взаимодействии между людьми, имея в виду их экономическую заинтересованность в наиболее эффективном совместном труде;

организация информации во всех фазах и на всех промежуточных стадиях единого цикла управления при подготовке, принятии и осуществлении управленческого решения.

Учет представляет собой сбор информации о состоянии управляемого объекта и управляющей системы в их разных подразделениях на различных стадиях производственных и информационных процессов для целей управления во всех фазах управленческого цикла. Существуют следующие виды учета:

оперативный учет, т. е. сбор информации на оперативный момент времени, который в разных отраслях определяется по-разному - от мгновения (долей секунды) до суток;

статистический учет и отчетность, которые точнее следует определить как *текущие*, поскольку они призваны отражать состояние всей системы в *текущий момент*, границы которого также определяются по-разному - от суток или месяца, но всегда до года; существенным обстоятельством этой подфункции управления является наличие заявленной в названии отчетности, т.е. статистической (текущей) информации, почти всегда документированной;

бухгалтерский учет, который вместе с бухгалтерским анализом хозяйственной деятельности образует комплекс управленческих от выполняемых по устоявшейся и хорошо отработанной методике. *Анализ* представляет собой расчленение исследуемого объекта, предмета или явления на составные части, изучение этих частей и сравнение с эталонами, нормативами для определения направлений совершенствования изучаемого объекта; обычно проводится (или должен проводиться) по технико-технологическим и экономико-организационным критериям во всех производственных и управленческих подразделениях в основном для выработки управленческого решения.

В зависимости от периода, на материалах которого он проводится различается:

ретроспективный анализ, проводимый по материалам прошлых периодов (лет) и потому при наличии необходимых исходных сведений наиболее часто применяемый;

оперативный - на оперативный момент времени, особенно необходимый для быстротекущих процессов, например, в электроэнергетике тиже, однако используемый практически повсеместно, в том числе на оперативных совещаниях («оперативках», «летучках» и т.п.), но не всегда документально оформляется; при использовании вычислительной техники может проводиться действительно оперативно, с необходимой документальной фиксацией, иногда - в режиме реального времени, для чего требуются грамотная экономикой математическая постановка задач и добротное программное обеспечение;

текущий - проводимый на протяжении всего текущего (планового) периода, в частности, при выборе из вариантов управленческого решения наилучшего, оптимального; его результат отражается в управленческих документах, где акт анализа может и не отмечаться как вспомогательное средство управления;

анализ перспективных планов проводится при выборе наиболее целесообразного варианта какого-либо будущего решения, содержащегося в перспективном плане, и также часто не отражаемый как аналитический акт.

Из сказанного видно, что кроме ретроспективного анализа, применяемого преимущественно в исследовательских целях, анализ как функция управления не фиксируется в управленческой деятельности, способствуя достижению должного качества управления, но выполняя вспомогательные задачи, и потому не рассматривается и не оформляется как акт управления.

Нормированием называют процесс определения какой-либо нормы (лат. *norma* - руководящее начало, правило, образец), представляющей собой узаконенное установление, признанный обязательным порядок. В производственно-хозяйственной деятельности под нормированием понимают научно-техническое обоснование расхода какого-либо ресурса (сырья, материалов, энергии, трудозатрат, финансов и т.п.) Δ^L производства единицы продукции или работы, в том числе и работ управления.

В энергетике это общее определение конкретизируется: *норма расхода энергетических ресурсов* - необходимое и достаточное, технически и номически обоснованное количество энергии для производства единицы продукции (работы, услуги) в реальных условиях энергетического или промышленного производства.

В практике хозяйствования наряду с понятием нормы широко используется термин «норматив», причем нередко оба этих понятия получают один и тот же смысл. Однако в ряде случаев, например, при производственном нормировании энергетических ресурсов, эти понятия строго разграничиваются, являясь дополнением одного другим. Тогда представляется целесообразным дать более четкое определение нормативу для его последующего использования, не путая с понятием нормы.

Норматив - количество ресурса, теоретически необходимого для выпуска единицы продукции или выполнения работы установленного качества, установленное научно-техническими расчетами без учета реальных организационно-технических условий производства; норматив всегда *меньше* нормы на величину неизбежных потерь (непредусмотренных затрат), возникающих вследствие эксплуатационных и режимных отклонений от запланированного хода технологических или производственно-хозяйственных процессов.

С учетом данных определений и пояснений следует сформулировать понятие нормирования как функции управления.

Нормирование - это процесс установления плановой меры, величины, численного значения или каких-либо других количественных или качественных показателей с разработкой соответствующего *норматива*; в практике производственно-хозяйственной деятельности в зависимости от времени применения норм различаются следующие виды нормирования:

текущее - разработка соответствующих норм на текущий, плана и период (обычно - на плановый год, иногда с разбивкой по кварталам и даже месяцам);

перспективное - разработка норм и нормативов на перспективу, в качестве которой принимаются сроки, большие, чем год.

Не следует классифицировать нормирование по видам норм как иногда делается в некоторых исследованиях, поскольку в данном случае рассматривая нормирование как функцию управления, отмечается ли его временные градации и не имеет никакого значения деление норм их назначению, степени агрегации, способу разработки и т.п.

Планирование - это целенаправленная деятельность государства (как его центрального аппарата, так и местных, региональных администраций) по определению на ближнюю и дальнююю перспективу объемов пропорций и темпов общественного воспроизводства во всех (государственных и негосударственных) секторах экономики при реализации экономических, социальных и научно-технических задач.

Планирование, отталкиваясь от этих глобальных задач в экономике страны, должно вестись тем детальней, чем меньше производственно-хозяйственный объект. Так, на уровне региона объемы, пропорции и темпы воспроизводства требуют достаточно подробной расшифровки и привязки к отраслям и даже к конкретным предприятиям. А на предприятиях план - руководящий документ всей деятельности, разумеется, без его догматической абсолютизации и при необходимой гибкости, мобильности и маневренности в условиях изменчивой рыночной конъюнктуры Именно с таких позиций следует рассматривать планирование как одну из важнейших функций управления.

С учетом традиций отечественной экономики для любого производственного объекта можно дать следующее определение: *планирование* - разработка программы (программирование) будущих действий в любой области деятельности с составлением программных документов -- *планов*.

По видам, определяемым плановыми сроками, различают планирование:

оперативное - на оперативный момент времени (в энергетике - мгновение, час, сутки);

текущее - на текущий, плановый период; обычно на год с разбивкой по кварталам и месяцам, и после каждого квартала (месяца) годовая плановая программа должна уточняться, корректироваться с учетом новой (рыночной) ситуации;

перспективное - на плановую перспективу, т. е. 5, обычно предполагает уточнение текущих плановых программ по прошествии каждого из текущих периодов (года);

долгосрочное - на период 10- 15 лет, обычно с разбивкой на меньшие перспективные сроки, с корректировкой последующих программ по прошествии одного из этих сроков;

Контроль и регулирование - две тесно взаимосвязанные функции,

чем контроль необходим только в целях регулирования выявленных отклонений от нормального (нормированного) хода производственно-хозяйственной деятельности, которые всегда могут иметь место в жизни. По периодам их осуществления они различаются как:

оперативные - на оперативный момент времени, что особенно важно для непрерывных быстропротекающих процессов, например при электроснабжении потребителей;

текущие - в текущий, плановый период, т.е. в течение года или в любой период, больший, чем оперативный.

Из рассмотрения каждой отдельной функции управления видно, что они вместе со своими подфункциями играют важнейшую роль в управлении социальной и производственно-хозяйственной жизнью страны, региона, города, предприятия, организации, учреждения. Для каждого конкретного случая их перечень может приниматься по соображениям целесообразности, наибольшей значимости той или иной функции и подфункции, а также исходя из требований оптимального кодирования. Для энергетических систем принят следующий перечень:

0. Общее управление (организация).
1. Перспективное планирование.
2. Текущее технико-экономическое планирование.
3. Оперативное планирование.
- 4- Оперативное управление, контроль и регулирование.
- 5- Оперативный учет.
- 6 - Бухгалтерский и статистический учет и отчетность.
- 7 - Анализ деятельности.
- 8 - Нормирование.

все эти функции в хозяйственной практике и при декомпозиции темы управления прилагаются (проецируются) на другие координатные оси, прежде всего на области деятельности и объекты управления.

Области управления

В самом общем виде можно дать следующее определение: *области управления* (области деятельности) - это специфические области производственно-хозяйственной и социальной деятельности, охватывающие производство продукции, работ и услуг; эксплуатацию производственных и непроизводственных объектов, включая землепользование - все виды экономической работы; различные аспекты финансовой деятельности; все виды снабжения, в том числе материально-технического различных виды технического, санитарного, архитектурно-планировочного и юридического надзора; социальное обеспечение и защиту населения.

Поскольку круг этих областей очень широк и не может быть достаточно подробно описан в одной координатной оси, для областей управления применяется ступенчатая классификация: сначала называются наиболее крупные, агрегированные области деятельности, которым присваивается 1-й порядок; каждая из областей 1-го порядка расшифровывается - образуются области 2-го порядка; при необходимости производится дальнейшая детализация - возникают области деятельности 3-го, 4-го и последующих порядков.

В энергетике (точнее - в электроэнергетических системах) областями 1-го порядка считаются:

0. Общее управление.
1. Баланс энергии.
2. Баланс мощности (при эксплуатации).
3. Баланс мощности (при развитии энергосистемы).
4. Труд, кадры и заработка плата.
5. Материально-техническое снабжение.
6. Себестоимость.
7. Финансирование и сбыт.
8. Присоединение и надзор.
9. Техническая подготовка производства.

Группировка и наименование этих областей 1-го порядка даны также

исходя из соображений оптимального кодирования, чтобы иметь только десять областей.

Покажем один из вариантов классификации областей управления в энергетике, относящийся к электроэнергетическим системам. В промышленной энергетике, точнее энергетическом хозяйстве промышленных предприятий, возникают следующие области деятельности:

- 1) Потребление энергии (в энергетических и энергоиспользующих установках).
- 2) Использование энергии.
- 3) Эксплуатация энергетического и энергоиспользующего оборудования.
- 4) Режимы работы энергетического и энергоиспользующего оборудования.
- 5) Надежность системы энергоснабжения и работы энергооборудования.
- 6) Внутризаводской энергонадзор.
- 7) Ремонтное обслуживание энергооборудования.
- 8) Труд, кадры и оплата труда в энергослужбе.
- 9) Материально-техническое обеспечение энергохозяйства.
- 10) Экономическая работа в энергослужбе.
- 11) Развитие энергетического хозяйства предприятия.

Здесь как видим, не соблюден принцип оптимального кодирования. Однако энергохозяйство предприятий по своим масштабам и сложности управления не соизмеримо с электроэнергетическими системами. Поэтому здесь, как правило, не требуется дальнейшая Декодировка областей деятельности.

Примерно так же происходит группировка и классификация областей 2-го и последующих порядков.

Объекты управления

Понятие «объект управления» может относиться к таким разнокачественным явлениям, что практически в каждом конкретном случае требуется уточнять, какого именно рода объект имеется в виду. Поэтому целесообразно дать развернутое определение.

Объект управления - это квалификационное понятие, которое может относиться к:

1) *управляемой системе* в целом (как антитеза «субъекту управления»- *управляющей системы*);

2) структурному подразделению крупного объекта управления (региона, города) - предприятию, организации, учреждению независимо от ведомственной принадлежности и формы собственности;

3) производственному илиправленческому подразделению предприятия и организаций - бюро, сектору, отделу, службе и т.п.;

4) виду продукции, работ и услуг или предметов эксплуатации средств и предметов труда) - основным и оборотным производственным и непроизводственным фондам, сырью, материалам и т.п.;

характеристикам (свойствам) предметов (элементов) классификации по форме собственности, назначению, возрасту и др.

1.14 Лекция №14, 15 (4 часа).

Тема: «Планирование мощности в энергосистеме и распределение нагрузки между агрегатами электростанций»

1.14.1 Вопросы лекции:

1. Энергетические характеристики оборудования электростанций. Виды характеристик энергооборудования.
2. Расходные энергетические характеристики турбогенераторов.
3. Распределение нагрузки между агрегатами электростанции.
4. Планирование мощности и распределение нагрузки между электростанциями в энергосистеме

1.14.2 Краткое содержание вопросов:

1. Энергетические характеристики оборудования электростанций. Виды характеристик энергооборудования

Энергетические характеристики оборудования отображают зависимость между входными, выходными параметрами и потерями.

Максимальная нагрузка - это наибольшая нагрузка Q_{max} , при которой котел может длительно работать без вредных последствий.

Характеристика относительных приростов расхода топлива котлом (дифференциальная характеристика) отображает изменение часового расхода топлива при увеличении тепловой нагрузки на 1 ГДж/ч:

Существует три вида характеристик: абсолютные (расходные), относительные и дифференциальные.

Абсолютные (расходные) характеристики отображают зависимость между количеством энергии, подводимой к агрегату (первичной), и получаемой от него (вторичной). Они используются для определения абсолютных значений расхода топлива и необходимой производственной мощности (соответствия производственной мощности котла и турбины).

Относительные характеристики используются для расчета первичной энергии при заданных нагрузках. К ним относятся удельные расходы топлива и теплоты, характеризующие экономичность работы оборудования, а также коэффициента полезного действия (КПД).

Дифференциальные характеристики применяют для определения оптимальных режимов работы агрегатов.

1.1 Энергетические характеристики котлов (парогенераторов)

Расходная характеристика парогенератора - это зависимость часового расхода топлива котлом от его полезной часовой тепловой нагрузки (рис. 1):

$$B = f(Q_{\text{ч.к}})^*.$$

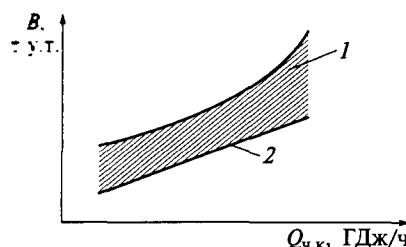


Рис. 1. Расходная характеристика котла: 1 - потери; 2 - полезная теплота

Расходные характеристики паровых котлов строятся на основе их тепловых балансов. Тепловой баланс может быть представлен в следующем виде, ГДж/ч:

$$Q_{\text{ч.к}} = Q + \Delta Q,$$

где Q - полезно используемое тепло;

$$\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2 + \Delta Q_3 + \Delta Q_4 + \Delta Q_5.$$

$$r_k = \frac{\partial B}{\partial Q}.$$

Рассмотрим взаимосвязь между удельным расходом топлива B , относительным приростом расхода топлива котла r_k и КПД (рис. 3). Тангенс угла наклона расходной характеристики к оси Q в каждой точке соответствует удельному расходу топлива b т у.т./ГДж.;

Здесь ΔQ_1 - потери тепла с уходящими газами; ΔQ_2 - потери от химической неполноты сгорания; ΔQ_3 - потери от механической неполноты сгорания; ΔQ_4 - потери в окружающую среду; ΔQ_5 - потери с физической теплотой шлаков.

Зависимость отдельных видов потерь от полезной нагрузки устанавливается на основе испытаний парового котла и строится в пределах от минимальной нагрузки до максимальной (рис. 13.2).

Минимальная нагрузка - это наименьшая нагрузка Q_{\min} , с которой котел может работать в течение длительного периода времени.

* Расходная характеристика составляется для установившегося режима и характерных условий эксплуатации (давление пара, температура питательной воды, вид топлива). Если при эксплуатации условия отличаются, то применяют нормы-поправки.

$$b = \frac{B}{Q_{\text{ч.к}}}.$$

Угол наклона кривой, а следовательно, и его тангенс сначала уменьшаются, а затем в какой-то момент времени начинают увеличиваться. Соответственно и удельный расход топлива при росте нагрузки сначала снижается ($B_a > B_b > B_o$), а затем вновь начинает возрастать ($B_o = B_o$). В точке 1-удельный расход равен относительному приросту расхода топлива $\beta = r_k$, так как луч совпадает с касательной, а относительный прирост расхода топлива численно равен тангенсу угла наклона касательной к энергетической характеристике. В этой же точке достигается минимум удельного расхода топлива и максимальное значение КПД, %,

$$\eta = \frac{0,0342}{b} 100; 0,0342 = 1/29,3,$$

где 29,3 - теплота сгорания 1 т.у.т., ГДж.

Таким образом, можно выделить три характерные зоны:

сниженных нагрузок (I) - является практически нерабочей, так как режим горения неустойчив;

средних нагрузок (II) - соответствует наиболее экономичной работе агрегатов, КПД близок к максимальному;

повышенных нагрузок (III) - является перегруженной, для нее характерно резкое возрастание потерь и снижение КПД.

2. Расходные энергетические характеристики турбоагрегатов

Расходные характеристики паровых турбоагрегатов зависят от системы их регулирования и представляют собой выпуклые кривые (рис. 4, a) или их сочетание (рис. 4, b).

При возрастании нагрузки угол наклона касательной уменьшается. Это объясняется постепенным открытием дроссельного клапана, пропускающего пар в проточную часть турбины, и снижением потерь дросселирования. В крупных турбинах для уменьшения потерь дросселирования применяют сопловое или клапанное регулирование, осуществляющее последовательным открытием нескольких клапанов. В точке включения такого клапана происходит скачкообразное увеличение относительного прироста расхода топлива ($\operatorname{tga}_1 < \operatorname{tga}_2$) из-за возрастания потерь дросселирования во вновь открываемом клапане (рис. 13.4, б).

Использование в практических расчетах криволинейных характеристик весьма сложно, поэтому их заменяют прямолинейными (рис. 5). Обычно проводят прямую через точки характеристики, соответствующие нагрузкам 50 и 100 %.

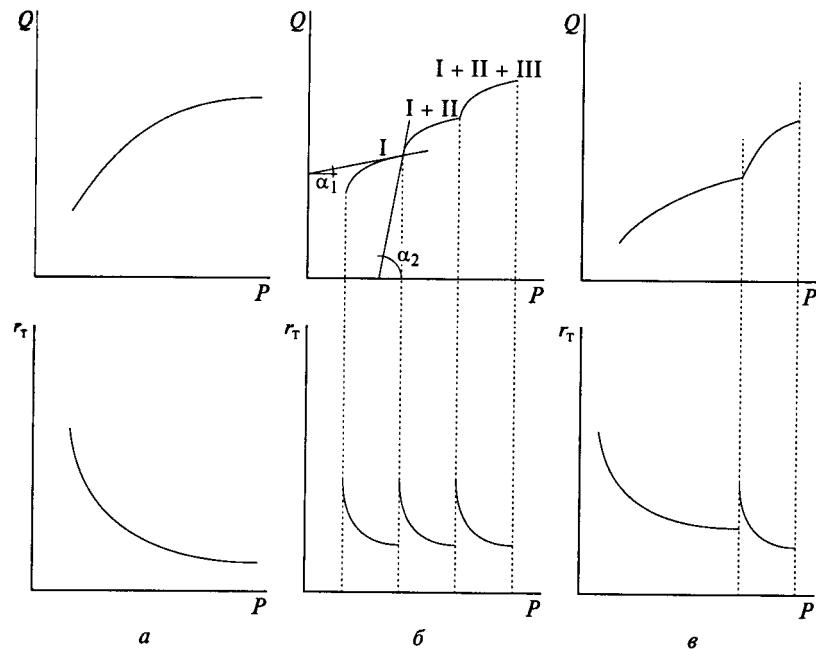


Рис. 4. Расходные характеристики паровых турбоагрегатов:
а - дроссельное регулирование; б - сопловое или клапанное регулирование; в - обводное
регулирование; I, II, III - клапаны

Согласно упрощенной (спрямленной) расходной характеристике турбины с дроссельным и сопловым регулированием часовой расход тепла

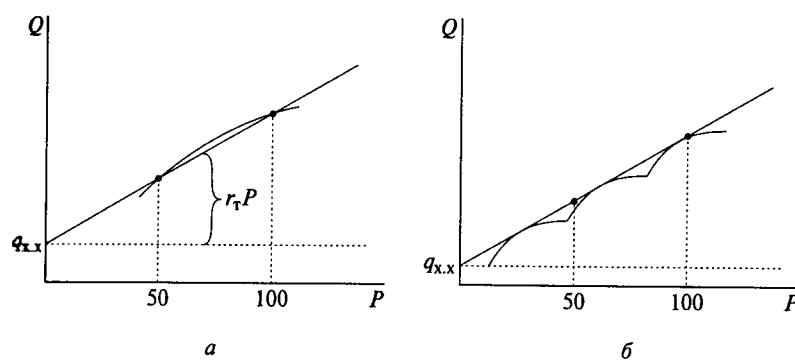
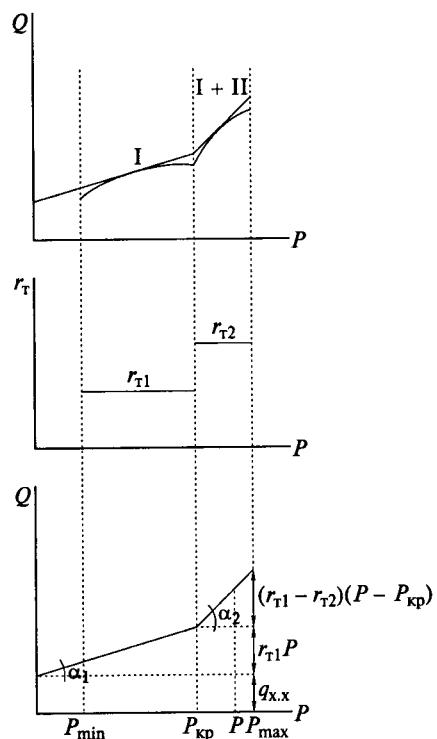


Рис. 5. Расходные характеристики паровых турбоагрегатов при замене криволинейных зависимостей прямолинейными: а - для одного турбоагрегата; б - для нескольких турбоагрегатов.

$$Q_q = q_{x,x} + r_t P,$$

где $q_{x,x}$ - часовой расход тепла на холостой ход агрегата, ГДж/ч (имеется в виду условный, получающийся в результате спрямленной характеристики часовой расход тепла на холостой ход; в дальнейшем изложении слово «условный» опускается; r_m - относительный прирост расхода тепла, т. е. отношение приращения расхода тепла ΔQ к приращению нагрузки ΔP или (для спрямленной характеристики) тангенс угла наклона характеристики к оси абсцисс, ГДжДМВт • ч); P - текущая электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт.

Таким образом, при любой нагрузке турбоагрегата часовой расход тепла складывается из постоянного не зависящего от нагрузки расхода тепла на холостой ход и нагрузочного расхода тепла, зависящего от нагрузки (возрастающего с ее увеличением и наоборот). Например: для турбины К-300-240 расходная характеристика $Q = 158,8 + 7,68P$, ГДж/ч.



Для увеличения пропуска пара через проточную часть турбин большой мощности применяется обводное регулирование, когда пар в обвод первых ступеней пропускается непосредственно в одну из промежуточных ступеней. В этом случае расходная характеристика представляет собой сочетание двух выпуклых кривых, из которых последняя имеет больший угол наклона (рис. 6).

В зоне действия клапана I

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{Q_{kp} - Q_{min}}{P_{kp} - P_{min}} = r_{t1},$$

а клапанов I и II

$$\operatorname{tg}\alpha_2 = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{Q_{max} - Q_{kp}}{P_{max} - P_{kp}} = r_{t2},$$

где Q_{kp} - расход тепла, соответствующий критической нагрузке; P_{kp} - критическая, или экономическая, нагрузка турбины, т.е. нагрузка при которой удельный расход тепла является наименьшим, МВт; r_{t1} , r_{t2} - относительные приrostы расхода теплоты турбоагрегата в зоне до критической нагрузки и перегруженной зоне, ГДжДМВт • ч).

При обводном регулировании часовой расход тепла на турбину

$$Q_q = q_{x,x} + r_{t1}P_{kp} + r_{t2}(P - P_{kp}) = q_{x,x} + r_{t1}P + (r_{t2} - r_{t1})(P - P_{kp}).$$

Часовой расход тепла при нагрузке, превышающей критическую, состоит: из расхода тепла на холостой ход $q_{x,x}$; расхода тепла на выработку электроэнергии, если вся она получается по характеристике, не имеющей излома, с относительным приростом r_{t1} ; дополнительного расхода тепла из-за выработки части электроэнергии при нагрузке, превышающей экономическую, т.е. в зоне нагрузки с большим относительным приростом ($r_{t2} > r_{t1}$). Коэффициенты характеристики $q_{x,x}$, r_{t1} и r_{t2} являются величинами постоянными для данных типов мощности и состояния агрегата. Они либо известны по данным завода-изготовителя, либо определяются проведением соответствующих испытаний.

Для теплофикационных турбоагрегатов при определенных значениях отборов пара часовой расход тепла, ГДж/ч,

$$Q_q = 334,4 + 7,404P + 0,415(P - 410), \text{ ГДж/ч.}$$

$$Q_u = q_{x,x} + k_t D_t + k_n D_n + r_{t1} P + (r_{t2} - r_{t1})(P - P_{kp1}) + (r_{t3} - r_{t2})(P - P_{kp2}) + \dots,$$

где k_m и k_n - коэффициенты, характеризующие приrostы расхода тепла на турбоагрегат при неизменной электрической нагрузке и увеличении отбора пара отопительных и производственных параметров соответственно на 1 т/ч, ГДж/т пара; D_t и D_n - расход пара из регулируемых отборов отопительных и производственных параметров соответственно, т/ч; P - электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт; P_{kp1} - критические нагрузки, при которых изменяется величина относительного прироста расхода тепла, МВт; r_{ti} - относительные приросты расхода тепла на единицу электрической нагрузки соответственно в зонах от минимальной P_{min} до P_{kp1} , от P_{kp1} до P_{kp2} , от P_{kp2} до максимальной P_{max} ГДж/МВт·ч. Параметры (коэффициенты) характеристики получаются на ос-е диаграммы режимов по данным испытаний завода-изготовителя (рис. 7). С изменением величин отборов пара меняются чения минимальной, критических и максимальной нагрузок (8). Характеристика относительных приростов расхода теплоты турбоагрегатом для данной тепловой нагрузки определенных параметров представляет собой ступенчатый график (см. рис. 6). Число ступеней и их размеры определяются значениями минимальной, максимальной и критическими нагрузками.

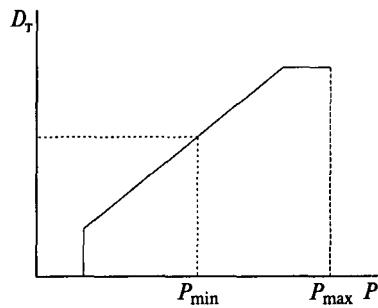


Рис. 7. Определение параметров (коэффициентов) расходной характеристики турбоагрегата на основе диаграммы режима

ными приростами расхода теплоты для отдельных диапазонов нагрузки.

Показателем, характеризующим экономичность турбины, является удельный расход тепла, ГДж/(МВт·ч):

$$q = \frac{Q_u}{P} = \frac{q_{x,x} + r_{t1}P + \Delta r(P - P_{kp})}{P} = \frac{q_{x,x}}{P} + r_{t1} + \Delta r \left(1 - \frac{P_{kp}}{P}\right).$$

Эта формула состоит из трех частей: гиперболической уменьшающейся, постоянной и гиперболической увеличивающейся. Коэффициент полезного действия

$$\eta = \frac{3,6}{q} = \frac{3,6}{q_{x,x}/P + r_{t1} + \Delta r(1 - P_{kp}/P)}.$$

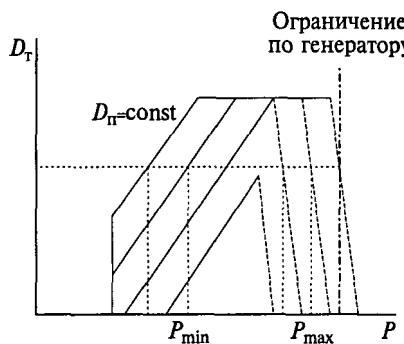


Рис. 8. Зависимость параметров расходной характеристики турбоагрегата от величины отборов пара

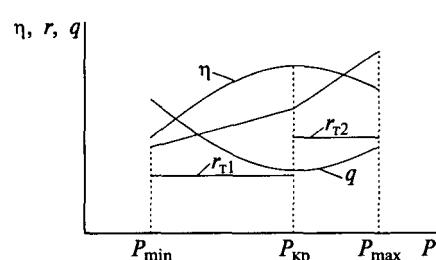
3. Распределение нагрузки между агрегатами электростанции.

3.1 Принципы оптимального распределения нагрузки между котлами в котельной

На основе характеристик для отдельных котлов строятся одноименные характеристики для котельной применительно к одновременно находящимся в работе котлам в данный период времени и оптимальному распределению тепловой нагрузки котельной между ними. Распределение нагрузки между совместно работающими агрегатами будет наиболее выгодным, когда выполнение данного общего графика нагрузки требует наименьшего количества первичной энергии. Тепловые нагрузки котлов, соответствующие этим условиям, будут совпадать, если в рассматриваемый период времени все работающие котлы данной котельной используют одинаковое топливо. Для достижения этих критерий необходимо, чтобы в каждый момент времени обеспечивалось равенство относительных приростов расхода топлива или относительных приростов стоимости топлива: $r_{k1} = r_{k2} = \dots = r_{ki}$.

Для построения характеристики относительных приростов котельной суммирование нагрузки отдельных котлов следует производить при одинаковых значениях относительных приростов расхода топлива или одинаковых значениях относительных приростов стоимости топлива.

В зоне нагрузок до P_{kp} удельный расход тепла снижается за счет уменьшения доли расхода пара на холостой ход ($q_{min} = q_{kp}$),



затем увеличивается за счет перегрузочного расхода тепла (рис. 9).

Так как в точке $P = P_{kp}$ удельный расход топлива минимальный, а КПД соответственно достигает максимального значения, то эта точка называется *экономичной нагрузкой турбоагрегата*.

Рис. 9. Относительные показатели работы турбоагрегатов

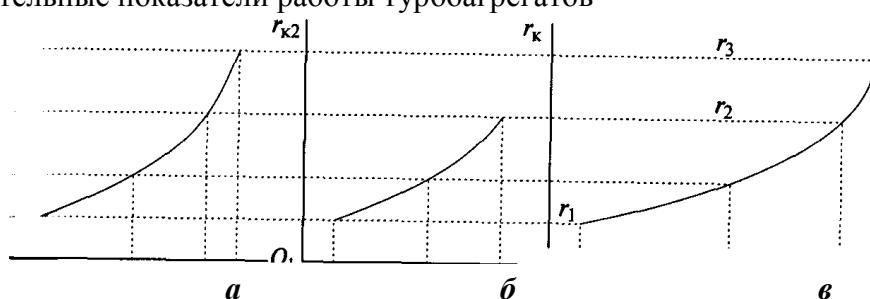


Рис. 10. Построение характеристики относительных приростов расхода топлива котельной: *a* - первого котла; *б* - второго котла; *в* - котельной

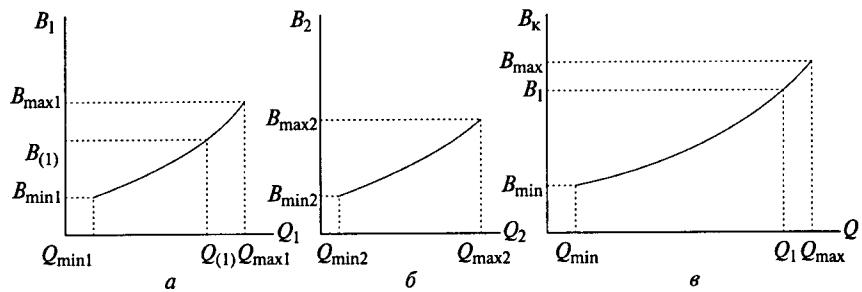


Рис. 11. Энергетические характеристики: *а* - первого котла; *б* - второго котла; *в* – котельной.

Расхода топлива котельной, состоящей из двух разнотипных котлов, имеет излом (рис. 10), который происходит в характерных точках, соответствующих минимальным и максимальным нагрузкам отдельных котлов. Например:

$$\begin{aligned}Q_{min} &= Q_{min1} + Q_{min2} \text{ при } r_1; \\Q_1 &= Q_{(1)} + Q_{max2} \text{ при } r_2; \\Q_{max} &= Q_{max1} + Q_{max2} \text{ при } r_3.\end{aligned}$$

Энергетическая характеристика котельной строится по тем же характерным точкам, что и характеристика относительных приростов расхода топлива (рис. 11). При этом используются энергетические характеристики отдельных котлов.

По тепловым нагрузкам отдельных котлов, соответствующим данному (одинаковому) значению относительного прироста расхода топлива, из энергетических характеристик находят соответствующие им расходы топлива. Суммируя эти величины, получаем расход топлива котельной при тепловой нагрузке, равной сумме тепловых нагрузок отдельных котлов:

$$\begin{aligned}B_{min} &= B_{min1} + B_{min2}; \\B_1 &= B_{(1)} + B_{max2}; \\B_{max} &= B_{max1} + B_{max2}.\end{aligned}$$

3.2 Распределение нагрузки между турбоагрегатами ТЭС

Для ТЭС по характеристикам турбоагрегатов (ТА) составляются характеристики относительных приростов (ХОП) расходов теплоты, энергетические характеристики машинного зала электростанции и режимные карты. Характеристика относительных приростов и энергетическая для электростанции в целом могут быть получены на основе одноименных характеристик котельной и машинного зала.

Относительный прирост (ОП) расхода топлива станцией является показателем экономичности работы станции или блока и показывает, на сколько изменится расход топлива станцией при изменении нагрузки на 1 кВт:

$$r_{ст(бл)} = r_k r_T.$$

С скачком на ХОП электростанции (рис. 13.2, *а*) связан с ХОП турбоагрегата (рис. 13.12, *б*), а пологовогнутая часть определяется ХОП котла (рис. 12, *в*). Если в машинном зале станции установлены однотипные агрегаты, то нагрузка между ними распределяется равномерно при минимально необходимом числе агрегатов, что позволяет дать каждому агрегату достаточно высокую нагрузку. Если агрегаты разнотипны по мощности и экономичности, то должно быть произведено экономичное распределение электрической нагрузки между ними, т. е. заданная электрическая нагрузка распределяется между ними таким образом, чтобы в машинном зале расход тепла был минимальным.

Рассмотрим простейший пример. В турбинном цехе установлены два агрегата различного типа. При этом возможны два основных случая.

1. Если $q_{xx1} < g_{xx2}$ и $r_{t1} < r_{t2}$, то любая нагрузка ТЭС должна покрываться турбиной № 1 (рис. 13, а).

$$Q_1 = q_{x,x1} + r_{t1}P_1;$$

$$Q_2 = q_{x,x2} + r_{t2}P_2.$$

I. Нагрузка ТЭС может быть покрыта полностью каждым из двух агрегатов. Их расходные характеристики определяются следующим образом:

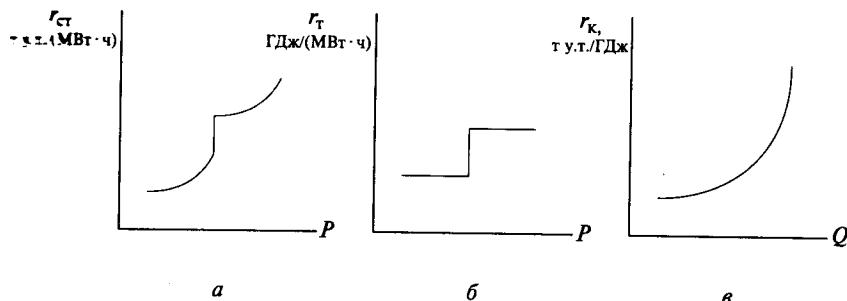


Рис. 12. Построение характеристики относительных приростов расхода топлива тепловой электростанцией: а - электростанции; б - турбоагрегата; в - котла.

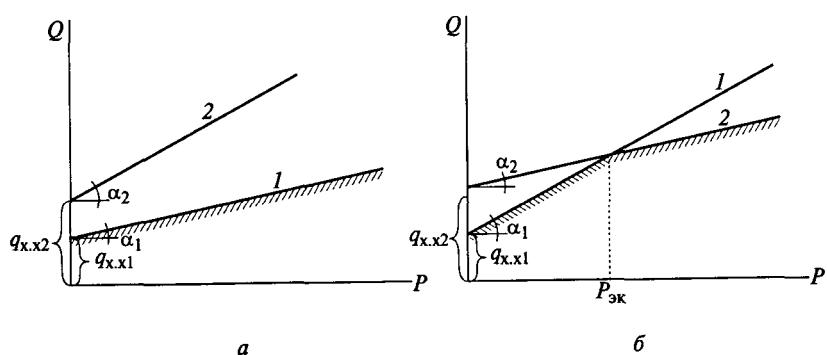


Рис. 13. Полное покрытие нагрузки ТЭС одним из агрегатов:

а - нагрузка ТЭС полностью покрывается турбиной № 1; б - в зоне $P < P_{ж}$ нагрузка ТЭС полностью покрывается турбиной № 1, в зоне $P > P_{ж}$ - полностью турбиной № 2; 1, 2 - расходные характеристики турбин

2. Если $q_{xx1} < q_{xx2}$, $r_{t1} > r_{t2}$, $0 < P < P_{max}$ (рис. 13.13, б), то в диапазоне $P < P_{ж}$ $Q_{min} = Q_2$, следовательно, надо загружать турбину № 1; в диапазоне $P > P_{ж}$ ($L_n = Q_2$, следовательно, надо разгружать турбину № 1 и загружать турбину № 2; при $P = P_{ж}$ турбины равноЭкономичны.

Если сходящиеся характеристики не пересекаются в зоне номинальной мощности, то всю нагрузку должна взять на себя турбина № 1.

11. Нагрузка ТЭС может быть покрыта только при совместной параллельной работе обоих агрегатов.

$$\begin{aligned} Q_{\Sigma} &= Q_{q1} + Q_{q2} = q_{x,x1} + q_{x,x2} + r_{t1}P_1 + r_{t2}P_2. \\ Q_{\Sigma} &= (q_{x,x1} + q_{x,x2}) + r_{t1}(P_1 + P_2) + (r_{t2} + r_{t1})P_2 = \\ &= (q_{x,x1} + q_{x,x2}) + r_{t1}P_{ct} + (r_{t2} - r_{t1})P_2, \end{aligned}$$

Допустим, что совместно работают два турбоагрегата, из которых первый имеет часовую расходную характеристику $Q_{x1} = q_{xx1} + r_{t1}P_1$, а второй $Q_{x2} = q_{xx2} + r_{t2}P_2$. Общий часовой расход тепла двух совместно работающих агрегатов составит

и графическое изображение расходной характеристики этих двух совместно работающих агрегатов будет иметь вид ломаной линии, точка излома которой может перемещаться при перераспределении нагрузки между агрегатами. Как видно из выражения общего расхода тепла, при любом распределении нагрузки между агрегатами суммарный расход тепла на холостой ход останется неизменным ($q_{xx1} + q_{xx2}$), а переменная часть расхода тепла будет тем меньше, чем больше нагружается агрегат, имеющий меньший относительный прирост расхода тепла.

Итак, в системе параллельно работающих агрегатов экономичность вариантов распределения нагрузки изменяется только за счет изменения дополнительного расхода энергии, так как расходы на холостой ход агрегатов имеют место при любом распределении нагрузки между ними. Следовательно, при возрастании нагрузки совместно работающих агрегатов в первую очередь должен нагружаться тот из них, у которого меньше относительный прирост расхода первичной энергии. Таким образом, оптимальное распределение достигается в порядке возрастания относительных приростов расходов тепла: $r_{m1} < r_{m2} < r_{T1}$.

Режимная карта машинного зала тепловой станции - это зависимость электрической нагрузки отдельных турбоагрегатов от электрической нагрузки станции: $P_i = f(P)$. Режимная карта разрабатывается на основе ХОП определенного состава работающих турбоагрегатов применительно кенным тепловым нагрузкам и условиям эксплуатации и используется для оптимального распределения суммарной нагрузки ТЭС между ними.

$$Q_1 = q_{xx1} + r_{t1}P + r'_{t1}(P - P_{kp});$$

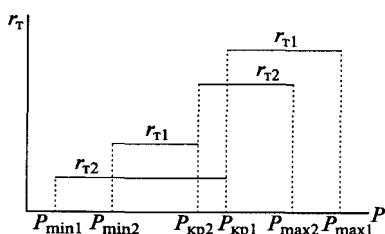
$$Q_2 = q_{xx2} + r_{t2}P + r'_{t2}(P - P_{kp}).$$

Допустим, что относительные приrostы расхода тепла по зонам нагрузки находятся в следующем соотношении (рис. 14):

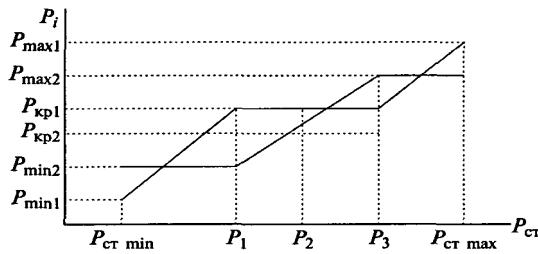
Допустим, что совместно работают два агрегата со следующими энергетическими характеристиками:

Технические минимумы нагрузки обозначим соответственно P_{min1} и P_{min2} . Тогда может быть построена режимная карта экономического распределения нагрузки между этими агрегатами при их совместной работе.

$$r_{t1} < r_{t2} < r'_{t2} < r'_{t1}.$$



По оси абсцисс (рис. 15) отложена общая нагрузка агрегатов станции (т. е. нагрузка турбинного цеха), а по оси ординат - нагрузка каждого из совместно работающих агрегатов. В первую очередь на график наносится технический минимум нагрузки цеха $P_{cm\ min} = P_{min1} + P_{min2}$. Далее с увеличением нагрузки цеха догрузка агрегатов производится в последовательности возрастания относительных приростов (табл. 13.1).



Распределение тепловых нагрузок ТЭЦ производится в последовательности убывания удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, т.е. соблюдается принцип максимальной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Поэтому для ТЭЦ распределение электрических нагрузок между турбинами заключается в определении целесообразной дополнительной нагрузки конденсационной мощности, которая может меняться:

Сначала догружается агрегат № 1 до нагрузки P_{kp1} , за пределами которой относительный прирост возрастает. На графике это отображается наклонным к оси абсцисс отрезком прямой, показывающим, как с ростом нагрузки цеха увеличивается нагрузка агрегата № 1, в то время как нагрузка агрегата № 2 остается постоянной - на уровне технического минимума. Таким образом, в покрытии нагрузки цеха P_1 агрегат № 1 участвует величиной P_{kp1} а агрегат № 2 - величиной P_{min2}

$$\Delta N = P_{max} - P_{min}.$$

Распределение этой конденсационной мощности производится аналогично КЭС, т.е. в порядке возрастания относительных приростов. Если условие параллельной работы не соблюдается и турбины ТЭС включаются последовательно по мере нагрузки станами, то при распределении нагрузки между ними надо учитывать не только величину относительного прироста, но и расход тепла на холостой ход.

$$P_1 = P_{min2} + P_{kp1} = P_{ct\ min} - P_{min1} + P_{kp1} = P_{ct\ min} + (P_{kp1} - P_{min1}).$$

Далее возрастающая нагрузка цеха передается на агрегат № 2 (так как $r_{m2} < r'_{m2} < r'_{m1}$), который нагружается сначала до величины P_2 , а затем до P_3 , в то же время нагрузка агрегата № 1 остается на уровне P_{kp1} :

$$P_2 = P_{kp1} + P_{kp2} = P_1 - P_{min2} + P_{kp2} = P_1 + (P_{kp2} - P_{min2});$$

$$P_3 = P_{kp1} + P_{max2} = P_2 - P_{kp2} + P_{max2} = P_2 + (P_{max2} - P_{kp2}).$$

В последнюю очередь догружается агрегат № 1 в зоне

$$P_{ct\ max} = P_{max2} + P_{max1} = P_3 - P_{kp1} + P_{max1} = P_3 + (P_{max1} - P_{kp1}).$$

Распределение электрической нагрузки ТЭЦ зависит от того, как распределены между турбинами тепловые нагрузки.

4. Планирование мощности и распределение нагрузки между электростанциями в энергосистеме

В хозяйственном отношении электростанции и электрические сети являются самостоятельными структурными подразделениями, но при выборе режима распределения электрических нагрузок они подчиняются энергосистеме.

Основной целью энергосистемы является бесперебойное снабжение потребителей энергией требуемого качества при условии максимальной экономичности. Нагрузка энергосистемы, заданная ей по плану в соответствии с графиком электрических нагрузок, должна быть рас-

пределена между электростанциями таким образом, чтобы достигался максимум экономичности энергосистемы в целом.

Для решения задачи оптимизации с использованием ЭВМ составляется математическая модель, включающая в себя пять уравнений или неравенств.

1. Уравнение цели (критерий экономичности).

Общей целью, или критерием оптимизации режимов, является обеспечение минимальных текущих затрат на производство электроэнергии в энергосистеме.

1.15 Лекция №16, 17 (4 часа).

Тема: «Классификация тепловых электростанций, управление тепловыми электростанциями»

1.15.1 Вопросы лекции:

1. Ресурсосберегающие и экологически совершенные технологии.
2. Капиталовложения в энергетическое оборудование.
3. Себестоимость энергетической продукции электростанций.
4. Себестоимость электроэнергии, производимой на КЭС, ГТУ, ПГУ.

1.15.2 Краткое содержание вопросов:

1. Ресурсосберегающие и экологически совершенные технологии

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

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

В действующих КЭС основные мероприятия по защите среды обитания должны быть направлены: на повышение экономичности использования топлива и КПД газоочистных и улавливающих устройств; промышленное использование золы и шлаков; частичный переход

на теплофикационный режим; применение оборотного водоснабжения и др. Для вновь сооружаемых КЭС эти мероприятия в полной мере должны предусматриваться в проектах.

Так как расход топлива на теплоснабжение городов превосходит его расход на выработку электрической энергии, особое внимание должно быть уделено максимальному сокращению вредных выбросов от теплоисточников. Замена мелких индивидуальных и групповых котельных крупными районными позволяет резко сократить вредные выбросы в окружающую среду за счет повышения экономичности использования топлива, применения газоочистных устройств с высоким КПД, увеличения высоты дымовых труб и степени рассеяния выбросов. Расширение строительства в городах ТЭЦ на органическом топливе приводит к его экономии по сравнению с раздельной схемой энергоснабжения, в то же время с увеличением ТЭЦ и начальных параметров пара возрастает объем топлива, сжигаемого в городах, и вредных выбросов. Для уменьшения вредного влияния электростанций на окружающую среду требуется широкое внедрение «чистых» в экологическом отношении электростанций (солнечных, ветровых, геотермальных, приливных).

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

Побочные энергетические ресурсы могут использоваться или непосредственно для удовлетворения потребности в теплоте, топливе, или в утилизационных установках для производства теплоты, электроэнергии, холода, механической работы. Возможны следующие основные направления использования побочных энергоресурсов:

топливное - непосредственное использование горючих ПЭР в качестве топлива;

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

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

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

При раздельном централизованном энергоснабжении (электроснабжение из энергосистемы и теплоснабжение от котельной предприятия) и использовании побочных энергетических ресурсов для производства теплоты получается экономия топлива в котельной, а при

их использовании для производства электроэнергии - экономия топлива в энергосистеме. При энергоснабжении предприятия от ТЭЦ возможны случаи, когда использование побочных энергоресурсов для производства теплоты приводит в первый период к сокращению отпуска теплоты из отборов турбин ТЭЦ и, следовательно, уменьшению выработки электроэнергии по теплофикационному режиму. Это уменьшение компенсируется дополнительной выработкой электроэнергии в энергосистеме по конденсационному циклу с большим расходом топлива, поэтому достигаемая в этом случае экономия топлива от использования побочных (вторичных) энергоресурсов будет соответственно ниже, чем при раздельной схеме. С ростом тепловой нагрузки района теплоснабжения перерасход топлива, связанный с использованием побочных энергоресурсов, может снижаться. Таким образом, тепловая экономичность использования побочных энергоресурсов при комбинированной схеме энергоснабжения предприятия ниже, чем при раздельной, и зависит от темпов роста тепловой нагрузки рассматриваемого района. Экономия топлива будет тем ниже, чем ниже параметры заменяемого теплового потребления и чем выше начальные параметры пара на ТЭЦ. При повышении параметров заменяемого отбора пара экономия топлива будет возрастать в большей мере, чем при раздельной схеме. Эффективность использования низкопотенциальной теплоты значительно выше при раздельной схеме.

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

где \mathcal{E}_y - количество электроэнергии, отпущенное утилизационной установкой, тыс. кВт · ч; $\Delta \mathcal{E}_{\text{э.с}}$ - изменение потерь электроэнергии в электрических сетях, тыс. кВт · ч.

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

тельный прирост расхода условного топлива в энергосистеме, соответствующий ее разгрузке при использовании утилизационной установки, т/(МВт · ч).

Применение пара утилизационных установок для комбинированного производства теплоты и электрической энергии приводит к меньшей экономии топлива, чем при использовании пара только для электроснабжения, если получаемый при этом отборный пар вызывает снижение величин отборов пара теплофикационных турбин. При одинаковом объеме утилизированных побочных энергоресурсов в течение года их использование для производства теплоты дает большую экономию топлива, чем для производства электроэнергии. Это связано с тем, что выработка электроэнергии утилизационными установками обычно обеспечивает разгрузку более экономичных агрегатов энергосистемы, чем сами утилизационные установки. Если годовая потребность в теплоте данного предприятия и нагрузка прилегающего к нему коммунально-бытовой зоны ниже, чем возможная отдача, то сравнительная экономичность может изменяться при использовании побочных энергоресурсов.

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

Снижение годового числа часов использования установленной мощности утилизационной установки ведет к уменьшению экономии топлива, увеличению удельных капиталь-

ных затрат и годовых эксплуатационных расходов, приходящихся на единицу отпущенной теплоты.

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

Экономичность и рациональное направление использования побочных энергоресурсов зависит от большого числа динамичных по времени параметров, связанных с характеристиками технологических процессов, схемой энергоснабжения промышленного узла, технико-экономическими показателями утилизационных установок, замещаемого топлива, замещаемых установок и т.п. Выбор оптимального направления и степени использования побочных энергоресурсов производится на основе технико-экономических расчетов.

2. Капиталовложения в энергетическое оборудование

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

Для оценки эффективности необходимо проводить расчет капитальных вложений с учетом периода строительства и распределения их по годам (табл. 18.1). Для облегчения расчета и оценки капиталовложений на предпроектной стадии разработана система укрупненных показателей. Укрупненные сметные нормы (УСН) и укрупненные показатели стоимости (УПС) строительства энергетических объектов широко используются в проектировании. Это усредненные стоимости укрупненных единиц объемов строительных и монтажных работ или отдельных элементов, определяемые на основе типовых проектов и данных о ранее выполненных конкретных объектах. При составлении сметно-финансового расчета по данным объемов работ только по основным сооружениям в УПС должны включаться затраты подсобно-вспомогательного назначения (на временные сооружения и т.д.). В УПС на строительные работы за удельные измерители принимаются: кубометр здания, квадратный метр площади, кубометр железобетона, километр наружных трубопроводов, метр туннеля, отдельные объекты (фундамент, дымовая труба, градирня и т.д.). По оборудованию в УПС измерителями являются: агрегат, турбина, парогенератор, установка, щит, трансформатор, комплект и т.д. Зная по проектным материалам объемы работ и характеристику оборудования, можно подсчитать необходимые затраты.

Величина капиталовложений в энергетические установки и их структура зависят от многих факторов: типа установки и ее мощности, числа единиц основного энергетического

оборудования, параметров устанавливаемых агрегатов, применяемых схем технологических связей, местных условий (строительно-геологических, топографических, климатических), степени индустриализации строительства. Приближенные расчеты капитальных затрат в строительство объектов производятся по укрупненным показателям стоимости, которые разрабатываются проектными организациями на основе материалов конкретных проектов и их статистической обработки. Укрупненные показатели даются на 1 м³ здания определенного типа (р./м³), один агрегат данных параметров (р./кВт), единицу массы теплообменника (р./кг) и т.д.

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

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

$$C_{ст} = K_{уд} N_y,$$

где $K_{уд}$ - удельные капиталовложения, р./кВт; N_y - установленная мощность, кВт.

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

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

$$K = [K_1 + K_2(n_{бл} - 1)]k_p k_t k_{инф},$$

где K_1, K_2 - капитальные вложения соответственно в первый и последующий агрегаты, определенные по нормативам на уровне стоимости базового года; $k_p, k_m, k_{инф}$ - коэффициенты, учитывающие район сооружения, вид топлива и уровень инфляции по основным фондам соответственно в рассматриваемом или прогнозируемом году.

$$K_{уд} = K / N_{КЭС}.$$

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

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

Для электростанций с поперечными связями, млн р.

$$K = \left(K_{1к} + \sum_{i=1}^n K_{п.кi} + K_{1т} + \sum_{i=1}^m K_{п.ти} \right) k_p k_t k_{инф},$$

$K_{п.кi}, K_{п.ти}$ - капиталовложения соответственно в последующие котлы и последующие турбины; n, m - соответственно общее число котлов и турбин любых типов.

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

Капиталовложения в котельные определяются по формуле

$$K_{\text{кот}} = \left(K_{2\kappa} + \sum_{i=1}^n K_{\pi,ki} \right) k_p k_t k_{\text{инф}},$$

где $K_{2\kappa}$ - капиталовложения соответственно в первые два котла; $K_{\pi,ki}$ - капиталовложения соответственно в последующие котлы и последующие турбины; n - общее число котлов.

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

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

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

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

$$K = Z_{\text{пост}} + Z_{\text{пер}} = Z_{\text{пост}} + K_{\text{уд.пер}} N^m,$$

где $K_{\text{уд.пер}}$ - удельные условно-переменные капиталовложения; N - установленная мощность энергетического объекта; m - показатель степени.

Тогда удельные капитальные вложения

$$K_{\text{уд}} = Z_{\text{пост}}/N + K_{\text{уд.пер}} N^{m-1}.$$

Условием разделения затрат является их зависимость (переменные) или независимость (постоянные) от мощности электростанции (рис. 18.1).

Повышение мощности электростанции может быть вызвано масштабным фактором, т.е. увеличением числа единиц энергетического оборудования или установкой оборудования большей единичной мощности. Повышение единичных мощностей агрегатов приводит, как правило, к снижению удельных капитальных затрат и ведет к относительно меньшим снижениям удельных капиталовложений. Это является результатом влияния двух факторов, действующих в противоположных направлениях: с одной стороны, снижения доли условно-постоянных затрат, приходящихся на единицу установленной мощности, с другой - увеличения затрат, связанного с усложнением конструкции, использованием более качественных материалов и изменением параметров теплоносителей.

Число однотипных агрегатов, установок также оказывает влияние на уровень удельных капитальных затрат. При увеличении числа агрегатов снижается доля условно-постоянных затрат, приходящаяся на единицу мощности энергетического объекта. В случае высокой концентрации мощности (число агрегатов превышает 10... 12 единиц) удельные капиталовложения могут возрастать за счет удорожания транспортных связей при учете капитальных затрат на строительство ЛЭП, тепловых сетей и т.д. (рассматривается энергетическая цепочка). Поэтому существует оптимальное наименьшее значение удельных капиталь-

ных вложений, которому соответствует предельное число агрегатов, располагаемых на одной территории. Для обеспечения надежности энергоснабжения могут создаваться резервные установки, что приводит к увеличению удельных капитальных вложений.

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

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

1. *Рациональным проектированием*, включающим в себя:

- улучшение качества проекта и сокращение сроков проектирования, реализацию достижений научно-технического прогресса (в настоящее время 50 % проектов ниже мирового уровня, 25 % спроектировано 10 лет назад и более);
 - типизацию отдельных элементов и сооружений в целом;
 - выбор рациональной схемы использования топлива вторичных энергоресурсов;
 - разумную концентрацию мощности (возрастание единичной мощности и числа агрегатов, комбинирование, применение энерготехнологии);
 - применение безотходных экологически чистых производств;
 - согласованность сроков строительства с потребителями с учетом развития жилищно-коммунального и культурного секторов;
 - создание и внедрение новых методов получения и передачи энергии;
 - увеличение единичной мощности энергетических машин и пропускной способности линий электропередачи, базирующихся на новых принципах получения и передачи энергии;
 - повышение уровня механизации и автоматизации производства теплоты и электроэнергии;
 - создание эффективности ТЭС на базе дешевых углей открытой добычи, особенно в восточных районах страны.

3. *Себестоимость энергетической продукции электростанций*

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

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

На конденсационной станции все расходы относятся на производство электроэнергии. Если за определенный период (год) отнести затраты КЭС (3) к отпуску электроэнергии с шин ($\mathcal{E}_{\text{отп}}$), то получится себестоимость отпущеной электроэнергии

Удельный расход топлива брутто в условном исчислении находится для выработанной электроэнергии на КЭС по выражению

$$S_3 = 3/\mathcal{E}_{\text{отп}}.$$

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

$$b_{\text{бп}} = B_r/\mathcal{E}_r,$$

где \mathcal{E}_r - годовая выработка электроэнергии, кВт · ч.

Расчет номинальной электрической мощности КЭС определяется на основе мощностей турбоагрегатов, МВт:

$$N_{\text{КЭС}} = P_{\text{та}} n_{\text{бл}},$$

4. Себестоимость электроэнергии, производимой на КЭС, ГТУ, ПГУ

Для приближенной оценки себестоимости и определения общей планируемой потребности в отдельных видах ресурсов используется расчет по экономическим элементам. Ниже приведены формулы для расчета элементов производственных затрат.

Затраты на топливо с учетом потерь при транспортировке определяются по следую-

$$Z_r = Z_t + A + Z_{z,p} + Z_{rem} + Z_{pp}.$$

щему выражению, млрд. р./год:

$$Z_t = B_r(1 + \alpha_p)\Pi_t/\alpha_k,$$

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

где α_p - коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке; Π_t - цена топлива с учетом транспортных расходов, р./т, р. Дтыс. м³); α_k - калорийный эквивалент.

Годовой расход топлива на производство энергетической продукции определяется количеством выработанной за это время электроэнергии и зависит от типа и мощности основного оборудования электростанции, графиков нагрузки и других факторов. При подсчете фактической себестоимости расход топлива принимается по данным оперативно-

технического и бухгалтерского учета, а в плановой калькуляции - по данным планового энергобаланса электростанции. Расчет годового расхода топлива в условном исчислении при приближенных расчетах может выполняться по топливным характеристикам, индивидуальным для каждого типа энергоблоков, и подсчитываться для КЭС в целом, т/год:

$$B_{блi} = \alpha_i H_p + \gamma_i \mathcal{E}_{блi};$$

$$B_r = \sum B_{блi},$$

где α_i , γ_i - коэффициенты, характерные для каждого типа турбоагрегата; H_p - число часов работы турбоагрегата, ч/год; $\mathcal{E}_{блi}$ - выработка i-го блока.

где P_{ta} - электрическая номинальная мощность турбоагрегата КЭС, МВт; $n_{бл}$ - число блоков.

Годовое число часов использования установленной электрической мощности КЭС находится из соотношения, ч/год,

$$H_y = \mathcal{E}_r / N_{КЭС}.$$

Годовой расход электроэнергии на собственные нужды КЭС состоит из следующих элементов, МВт • ч/год:

$$\mathcal{E}_{с.н} = \mathcal{E}_{ц.н} + \mathcal{E}_{п.эн} + \mathcal{E}_{тду} + \mathcal{E}_{т.пр} + \mathcal{E}_{гзу} + \mathcal{E}_{пр},$$

где $\mathcal{E}_{ц.н}$ - расход электроэнергии на циркуляционные насосы; $\mathcal{E}_{п.эн}$ - на питательные электронасосы; $\mathcal{E}_{тду}$ - на тягодутьевые устройства; $\mathcal{E}_{т.пр}$ - на устройства топливоприготовления; $\mathcal{E}_{гзу}$ - на гидрозолоудаление; $\mathcal{E}_{пр}$ - на прочие нужды.

Удельный расход топлива нетто в условном исчислении находится следующим обра-

$$k_{с.н} = (\mathcal{E}_{с.н} / \mathcal{E}_r) 100.$$

зом, г/кВт • ч:

Коэффициент полезного действия по отпуску электроэнергии с шин КЭС, %,

$$КПД = (123/b_3^h) 100.$$

Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды КЭС определяется по следующему выражению, %:

$$b_3^h = B_r \cdot 1000 / (\mathcal{E}_r - \mathcal{E}_{с.н}).$$

Для определения годового расхода топлива на ПГУ и ГТУ используют данные по расчетным или нормативным удельным расходам топлива на отпуск электроэнергии с шин электростанции:

$$B_r = b_3^h \mathcal{E}_{отп}.$$

Цена топлива на электростанции складывается из договорной цены топлива на станции отправления, затрат на перевозку топлива по железнодорожному тарифу или другим нормативам и некоторым дополнительным транспортно-заготовительным расходам.

К цене топлива в соответствии с договором могут вводиться поправки на качество (нормативный уровень зольности и влажности или другие характеристики). Топливная составляющая является самой крупной в структуре себестоимости ТЭС и составляет от 40 до 80%.

Такой широкий диапазон значений связан с тем, что ее уровень зависит как от величины удельного расхода, так и от цены топлива. Удельные расходы условного топлива находятся для КЭС в пределах от 300 до 500 г/(кВт • ч). Цены же на топливо подвержены достаточно большим колебаниям, особенно в условиях значительных темпов инфляции.

Затраты на заработную плату определяют исходя из среднегодового фонда оплаты труда персонала КЭС с учетом начисления единого социального налога, млрд. р./год:

$$Z_{з.п} = n_{шт} \Phi \alpha_{соц},$$

где $n_{шт}$ - численность персонала (штата), чел.; Φ - годовой фонд заработной платы одного работающего, млрд. р./(чел. год); $\alpha_{соц}$ - коэффициент, учитывающий начисление единого социального налога.

Численность персонала определяется либо по нормативным материалам (в виде данных о количестве персонала для типовых мощностей электростанций), либо по штатному коэффициенту, т.е. числу обслуживающих работников, приходящихся на 1 МВт мощности электростанции.

Штатный коэффициент зависит от типа оборудования, масштаба производства (числа единиц основного оборудования) и вида используемого топлива.

Амортизацию и затраты на ремонт определяют в долях от капитальных вложений, млрд. р./год:

$$A = (H_{ам}/100)K;$$

$$Z_{рем} = k_{рем}K,$$

где $H_{ам}$ - средневзвешенная норма амортизационных отчислений, %; $k_{рем}$ - коэффициент отчислений в ремонтный фонд (при условии его формирования).

К прочим расходам относятся общестанционные расходы, оплата услуг сторонних организаций, оплата процентов по кредитам, расходы на страхование имущества и работников, платежи за пользование природными ресурсами, платежи за выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, расходы по охране труда и технике безопасности, налоговые платежи, включаемые в себестоимость, и другие затраты. Для планирования общестанционных расходов составляются специальные сметы по отдельным статьям затрат.

Размер прочих расходов зависит в основном от мощности электростанции и численности персонала, поэтому их определяют (для где $a_{пр}$ - коэффициент прочих расходов).

1.16 Лекция №18, 19 (4 часа).

Тема: «Классификация тепловых сетей. Капитальные вложения в тепловые сети»

1.14.1 Вопросы лекции:

1. Сверхдалльная транспортировка теплоты.
2. Выбор теплоносителя и системы теплоснабжения.
3. Элементы оборудования тепловых сетей.
4. Смета на капитальное строительство и ее составление.
5. Методика определения капитальных затрат.
6. Капитальные затраты в тепловые сети.

1.14.2 Краткое содержание вопросов:

1. Сверхдалльная транспортировка теплоты

В связи с ужесточением экологических норм защиты окружающей среды существенно увеличилось минимально допустимое расстояние от атомных источников, а также от мощных источников теплоты на твердом топливе до границы крупных городов. В некоторых случаях эти расстояния могут составлять 100...150 км и более. Для этой цели предлагается

использовать процессы, позволяющие существенно повысить количество передаваемой теплоты в единице транспортируемого объема энергоносителя.

Система дальней транспортировки теплоты в химически связанном состоянии по сравнению с двухтрубной водяной системой теплоснабжения имеет следующие основные преимущества:

возможность передачи теплоты на большие расстояния (100 км и более) практически без потерь в окружающую среду;

упрощение конструкции дальних трубопроводов и снижение их стоимости благодаря отсутствию тепловой изоляции и компенсаторов температурных деформаций, а также увеличению пропускной способности по теплоте примерно в три раза по сравнению с водяной двухтрубной системой при трубопроводах одного и того же диаметра.

К основным недостаткам рассматриваемой системы относятся:

усложнение и удорожание теплоисточников;

снижение удельной комбинированной выработки электрической энергии.

Водяные системы. Их подразделяют на две группы: закрытые (замкнутые) и открытые (разомкнутые). В закрытых системах сетевая вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель, но из сети не отбирается, а в открытых - частично (редко полностью) разбирается у абонентов для горячего водоснабжения. В зависимости от числа трубопроводов, предназначенных для транспорта тепла в одном направлении, водяные системы делятся на одно-, двух-, трех- и многотрубные. Минимальное число трубопроводов для открытой системы равно единице, а для закрытой системы - двум. Наиболее простой системой является однотрубная. Эта система применима в том случае, когда теплоноситель полностью используется у абонентов, например для горячего водоснабжения, и обратно на станцию не возвращается.

Для теплоснабжения городов в большинстве случаев применяются двухтрубные водяные системы. Тепловая сеть состоит из двух параллельных линий: подающей и обратной. По подающей линии горячая вода подводится от станции к абонентам, по обратной линии охлажденная вода возвращается на станцию. Преимущественное строительство в городах двухтрубных систем объясняется тем, что эти системы дешевле многотрубных по начальным затратам и эксплуатационным расходам и требуют меньших металловложений при сооружении. Двухтрубные системы применимы в тех случаях, когда всем потребителям района требуется тепловая энергия одного потенциала.



Рис. 1. Системы централизованного теплоснабжения

В промышленных районах, где имеется технологическая тепловая нагрузка повышенного потенциала, может оказаться более целесообразным применение трехтрубных систем. В

трехтрубных водяных сетях две линии используются как подающие, а третья - является обратной. К каждой подающей линии присоединяются однородные по потенциалу и режиму тепловые нагрузки. При таком решении полнее используется пар из отборов низкого давления турбины.

Число параллельных линий в закрытой системе должно быть не меньше двух, так как после отдачи тепла в абонентских установках теплоноситель должен быть возвращен на станцию. В зависимости от характера абонентской установки и режима работы тепловой сети выбираются схемы присоединения к тепловой сети. На практике находят применение две принципиально различные схемы присоединения - зависимая и независимая. При первой схеме присоединения вода из тепловой сети непосредственно поступает в приборы абонентской установки, а при второй - вода из тепловой сети проходит через теплообменник, в котором нагревается вторичный теплоноситель, используемый в абонентской установке.

Оборудование абонентского ввода при зависимой схеме присоединения проще и дешевле, чем при независимой схеме. При зависимой схеме присоединения может быть получен больший перепад температур сетевой воды в абонентской установке, чем при независимой схеме. Увеличение перепада температур воды в местной системе уменьшает расход теплоносителя в сети, что приводит к снижению диаметров сети и экономии на начальной стоимости тепловой сети и эксплуатационных расходах. Недостаток зависимых схем присоединения заключается в жесткой гидравлической связи тепловой сети с нагревательными приборами абонентских установок, имеющими, как правило, пониженную механическую прочность, что ограничивает пределы допускаемых режимов работы системы централизованного теплоснабжения. Превышение допустимого давления может привести к авариям в отопительных установках.

В случаях когда при зависимой схеме нельзя обеспечить допустимый уровень давлений в абонентской установке, применяются независимые схемы присоединения. Кроме того, при независимой схеме снижаются утечки сетевой воды и легче обнаружить возникающие в процессе эксплуатации повреждения системы теплоснабжения. Поэтому по условиям надежности работы систем теплоснабжения крупных городов независимая схема присоединения более предпочтительна.

Для уменьшения расхода воды в сети обратную воду после отопительных установок целесообразно направить для использования в установки горячего водоснабжения. В случае применения такой схемы снижается температура обратной воды, поступающей на станцию, что позволяет использовать для ее подогрева пар из вакуумных отборов, отчего возрастает удельная выработка электрической энергии на базе теплового потребления. Кроме того, при этой схеме уменьшается расход воды в сети и снижается стоимость транспорта тепла. Преимуществом закрытой системы является гидравлическая изолированность водопроводной воды от сетевой, что обеспечивает стабильное качество горячей воды, поступающей в установки горячего водоснабжения, одинаковое с качеством водопроводной воды. Вода, поступающая в установки горячего водоснабжения, не загрязняется шламом, илом, коррозионными отложениями и др., выпадающими в сети и отопительных приборах. Контроль герметичности теплофикационной системы, который осуществляется по величине подпитки, легко осуществлять.

Основными недостатками закрытых систем являются: усложнение оборудования и эксплуатации абонентских вводов горячего водоснабжения из-за установок водоводяных подогревателей;

коррозия местных установок горячего водоснабжения при мягкой водопроводной воде (жесткость ниже 1 мг-экв/л) из-за поступления недеаэрированной водопроводной воды*;

выпадение накипи в местных водоводяных подогревателях и трубопроводах местных установок горячего водоснабжения при использовании водопроводной воды, имеющей повышенную карбонатную (временную) жесткость (больше 7 мг-экв/л). При закрытых системах теплоснабжения приходится принимать специальные меры для повышения антикоррозионной стойкости местных установок горячего водоснабжения или устанавливать на абонентских вводах специальные фильтры для обескислороживания или стабилизации водопроводной воды и защиты от зашламления, что повышает стоимость оборудования и усложняет эксплуатацию абонентских вводов.

Основным типом открытых систем теплоснабжения является двухтрубная система. В связи со значительным увеличением подпитки для открытых систем теплоснабжения (1...2% для закрытых систем, 15...20 % и выше для открытых систем) вопросы водоподготовки получают особое значение. Даже в районах с водой средней жесткости (от 1 до 5 мг-экв/л) подпитывание сети сырой водой приводит в большинстве случаев к быстрому зарастанию стационарных подогревателей и трубопроводов тепловой сети накипью и шламом.

Основными преимуществами открытых систем по сравнению с закрытыми являются:

Как показали работы доц. А.В.Хлудова, этот недостаток устраняется при включении на подогретой водопроводной воде двух последовательных фильтров: сталестружечного и кварцевого. В первом поглощается кислород, растворенный в воде; во втором - задерживаются коррозионные отложения).

возможность использования для горячего водоснабжения низкопотенциальной отработавшей теплоты электростанций и промышленных предприятий, что дает экономию топлива и удешевляет стоимость горячего водоснабжения;

упрощение и удешевление абонентских вводов (подстанций) и повышение долговечности местных установок горячего водоснабжения;

возможность использования для транзитного транспорта теплоты однотрубной системы.

К недостаткам открытых систем относятся:

усложнение и удорожание станционной водоподготовки;

неустойчивость воды (по запаху, цветности и другим санитарным качествам), поступающей в водоразбор при зависимой схеме присоединения отопительных установок к тепловой сети и высокой окисляемостьюTM водопроводной воды, что может быть устранено практически на 100 % при присоединении отопительных установок по независимой схеме;

усложнение и увеличение объема санитарного контроля за системой теплоснабжения;

усложнение эксплуатации из-за нестабильности гидравлического режима тепловой сети, связанной с переменным расходом воды в обратной линии;

усложнение контроля герметичности системы теплоснабжения в связи с тем, что в открытых системах теплоснабжения расход питательной подпитки не характеризует плотность системы.

Паровые системы. Паровые системы сооружаются двух типов:

с возвратом конденсата;

без возврата конденсата.

В практике промышленной теплофикации имеет широкое применение однотрубная паровая система с возвратом конденсата. Пар из отбора турбины поступает в однотрубную паровую сеть и транспортируется по ней к потребителям тепла. Схемы присоединения абонентских установок к паровой сети зависят от характера этих установок.

Конденсат возвращается на станцию по общему конденсате -проводу. Возврат чистого конденсата из абонентских установок на теплоэлектроцентраль имеет серьезное значение

для надежности, бесперебойности и экономичности работы станции. При ограниченной производительности станционной химводоочистки перебои в возврате конденсата или получение недоброкачественного конденсата приводят к снижению количества отпускаемого тепла. Замена конденсата химически очищенной водой вызывает увеличение продувки котлов и ухудшает экономичность котельной установки.

Весьма важное значение для долговечности открытых систем имеет температура возвращаемого конденсата. Чем выше температура конденсата, тем ниже содержание в нем растворенного кислорода.

В некоторых случаях может оказаться рациональным использовать паровые системы без возврата конденсата, т.е. не возвращать конденсат на ТЭЦ. При этом упрощаются и дешевляются тепловая сеть (за счет конденсатопровода) и абонентская установка (из-за замены поверхностного подогрева смешивающим), а также экономится электроэнергия на перекачку, но при этом возрастает начальная стоимость станции и увеличиваются потери котельной из-за повышения величины продувки котлов. Проведенные исследования показывают, что для ТЭЦ низкого и среднего давления при удовлетворительном качестве исходной сырой воды (солесодержание менее 250 мг/л) экономически целесообразно использовать конденсат у абонентов для технологического горячего водоснабжения.

2. Выбор теплоносителя и системы теплоснабжения

Выбор теплоносителя и системы теплоснабжения определяется техническими и экономическими соображениями и зависит главным образом от характера теплового источника и вида тепловой нагрузки. Рекомендуется максимально упрощать систему теплоснабжения. Чем система проще, тем она дешевле в сооружении и надежнее в эксплуатации. Наиболее простые решения дают применение единого теплоносителя для всех видов тепловой нагрузки. При выборе системы теплоснабжения и параметров теплоносителя учитываются технические и экономические показатели по всем элементам системы: станции, сети, абонентским установкам. Энергетически вода выгоднее пара. Применение ступенчатого подогрева воды на станции позволяет получать высокую степень использования отработавшего пара низкого давления, при повышении которой возрастает комбинированная выработка электрической энергии на базе теплового потребления и увеличивается экономия топлива. В паровых системах вся тепловая нагрузка покрывается обычно паром повышенного давления. Применение струйной компрессии на станции дает возможность частично использовать отработавший пар низкого давления, что повышает экономичность паровых систем. Однако даже в этом случае степень использования пара низкого давления в паровых системах ниже, чем в водяных.

К основным преимуществам воды как теплоносителя по сравнению с паром относятся:

сохранение конденсата на станции (это имеет особенно важное значение для станции высокого давления);

возможность центрального регулирования основной тепловой нагрузки путем изменения температурного или гидравлического режимов;

более высокий КПД из-за отсутствия в абонентских установках потерь конденсата и пара, имеющих место в паровых системах;

повышенная аккумулирующая способность водяной системы.

Вода как теплоноситель имеет следующие основные недостатки:

большие расходы электроэнергии на перекачку по сравнению с расходом электроэнергии на перекачку конденсата в паровых системах; этот недостаток воды имеет существ-

венное значение только в тех случаях, когда теплоснабжение ведется от котельных; при теплофикации перерасход электроэнергии на перекачку воды перекрывается выигрышем на комбинированном производстве электроэнергии на станции, так как из-за гидравлических потерь в сети давление пара на станции в паровых системах должно быть выше, чем в водяных;

большая чувствительность к авариям; утечки теплоносителя из паровых сетей вследствие значительных удельных объемов пара во много (порядка 20...40) раз меньше, чем в водяных системах; при небольших повреждениях паровые сети могут продолжительно оставаться в работе, в то время как водяные системы требуют остановки;

большая масса теплоносителя и жесткая гидравлическая связь между всеми точками системы, что сопряжено с опасностью превышения допустимых давлений в концевых и пониженных точках системы.

По условиям удовлетворения теплового режима абонентских установок вода и пар могут считаться равноценными теплоносителями. Только в случаях, когда пар используется непосредственно для технологического процесса (обдувка, пропарка и т.д.), он не может быть заменен водой. Большое значение имеет правильный выбор параметров теплоносителя, повышение которых приводит к уменьшению диаметров тепловой сети и снижению расходов по перекачке (при воде). При теплофикации необходимо учитывать влияние параметров теплоносителя на экономику станции. Нередко требование предприятий на подачу пара повышенных параметров определяется не условиями технологического процесса, а случайными местными обстоятельствами, например большим падением давления во внутризаводских сетях. Путем модернизации абонентских систем часто удается заметно снизить требуемое давление пара на вводе.

3. Элементы оборудования тепловых сетей

Схема тепловой сети определяется размещением теплоэлектроцентралей и тепловых потребителей, характером теплового потребления и родом теплоносителя. Основными принципами, которыми следует руководствоваться при выборе схемы, являются надежность и экономичность. Если теплоносителем является пар, то наиболее экономичным и в то же время достаточно надежным решением является прокладка однотрубного паропровода. При дублировании тепловых сетей возрастают начальная стоимость и расход металла на сооружение сети. Вопроса о дублировании водяных сетей обычно не возникает, так как их потребители допускают благодаря аккумулирующей способности своих систем кратковременные остановки в подаче тепла (8... 12 ч), из-за возможных аварий.

При выборе конфигурации сетей следует, как правило, стремиться к получению наиболее простых решений и минимальной протяженности теплопроводов. При проектировании сетей от одного источника теплоснабжения рекомендуется, как правило, выбрать простую радиальную сеть с постепенным уменьшением диаметра по мере удаления от станции и снижения тепловой нагрузки. Такая сеть является наиболее дешевой по начальным затратам, требует наименьшего расхода металла на сооружение и проста в эксплуатации. Основным недостатком радиальных сетей принято считать отсутствие резервирования (при аварии на одной из магистралей радиальной тепловой сети прекращается теплоснабжение потребителей, расположенных за местом аварии).

Строительные конструкции

Наиболее распространенным типом прокладки теплопроводов является подземная прокладка. Все конструкции подземных теплопроводов можно разделить на две группы: канальные и бесканальные. В канальных конструкциях тепловая изоляция разгружена от внешних нагрузок грунта стенками канала, а в бесканальных она испытывает нагрузку грун-

та. Каналы сооружаются проходными, полупроходными и непроходными. Большинство теплопроводов прокладывается в непроходных каналах или бесканально. Все конструкции теплопроводов в непроходных каналах можно разбить на две группы: с воздушной прослойкой между поверхностью изоляции и стенками канала и без воздушной прослойки.

4. Смета на капитальное строительство и ее составление

Важнейшим и неизменным документом, на основе которого планируют капитальное строительство и его финансирование, является смета. Сводная смета по промышленному строительству содержит 12 глав, включающих в себя затраты:

- на подготовку территории строительства;
- объекты основного производственного назначения;
- объекты подсобного производственного и обслуживающего назначения;
- объекты энергетического хозяйства;
- объекты транспортного хозяйства и связи;
- внешние сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения;
- объекты газоснабжения;
- благоустройство и озеленение территории предприятия;
- охрану окружающей среды и компенсацию потерь, вызванных строительством (затопление земель и т.п.);
- создание строительного хозяйства на площадке;
- содержание дирекции строящегося предприятия и авторский надзор проектных организаций за строительством;
- подготовку эксплуатационных кадров, проектные и изыскательские работы и прочие затраты.

Резерв средств на непредвиденные работы и затраты предусматривают в размере 2...7%.

В объем финансирования входят все средства, необходимые для строительства, а в капитальные затраты - средства, полностью относящиеся к данному объекту. Так, в капитальные затраты не входят возвратные суммы, часть средств на объекты, имеющие комплексное использование (водохранилища, железные и шоссейные дороги и др.). Средства на жилищные и культурно-бытовые объекты для персонала, занятого на строительстве, входящие в смету, учитывают в капитальных затратах по данному предприятию только в той мере, в какой они превышают средние по стране показатели. В то же время в капитальные затраты входят средства, необходимость в которых возникает спустя несколько лет после ввода данного предприятия в эксплуатацию для поддержания проектной мощности объекта (например, угольной шахты), а также на геологическую разведку данного месторождения. К капитальным затратам относятся также минимальные оборотные средства, постоянно находящиеся в распоряжении предприятия. Для оценки эффективности капитальных затрат их расчет проводится с учетом периода строительства и распределения по годам.

Промышленные объекты проектируют в соответствии со схемой развития и размещения соответствующей отрасли промышленности на основании задания на проектирование, которое составляет заказчик. Проект выполняют в одну или две стадии. В одну стадию проектируют объекты, строительство которых предполагается осуществить по типовым проектам, а также по технически не сложным проектам. Строительство по типовым проектам способствует индустриализации, снижению сроков и стоимости. При проектировании в две стадии на первой из них разрабатывают проект, а на второй - рабочие чертежи. При одностадийном проектировании делают рабочий чертеж, т. е. проект, совмещенный с рабочими чер-

тежами. Проектирование в две стадии допускается для крупных и сложных промышленных комплексов, а также в случаях применения новой, неосвоенной технологии производства, головных образцов сложного технологического оборудования, сложных архитектурно-строительных решений и при особо сложных условиях строительства. Проектирование уникальных объектов ведется на конкурсной основе.

Руководящими для проектирования являются:

законы РФ, указы Президента Российской Федерации, решения Правительства Российской Федерации и другие нормативные акты по вопросам проектирования для капитального строительства;

общероссийские строительные нормы и правила (СНиП);

нормы технологического проектирования;

стандарты на технологическое оборудование, строительные материалы, детали, конструкции, санитарно-техническое оборудование и др.;

документы, содержащие требования к научной организации труда и управлению предприятием, охране природы и указания по проектированию автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Исходным материалом для составления смет служат: данные проекта по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ; прейскурант на оборудование и материалы; нормы и расценки на строительные и монтажные работы; тарифы на перевозку грузов; нормы накладных расходов и др. В сметную стоимость строительно-монтажных работ входят основные затраты, накладные расходы и плановые накопления. Основные затраты слагаются: из основной заработной платы рабочих, занятых непосредственно на строительно-монтажных работах; стоимости материалов с учетом их доставки; расходов по эксплуатации машин и механизмов и др. Накладные расходы включают в себя следующие расходы: административно-хозяйственные, по обслуживанию рабочих, организации работ и непроизводственные (последние не планируют, а при наличии учитывают в фактических расходах). Накладные расходы регламентируются в пределах 14...20%. Размер плановых накоплений определяют по нормативу, отнесенному к сумме основных и накладных расходов, принимаемому равным 8 %.

5. Методика определения капитальных затрат

Капитальные затраты в строительство объектов энергетики рассчитываются по укрупненным показателям стоимости, которые разрабатываются проектными организациями по материалам конкретных проектов и их статистической обработки. Укрупненные показатели даются: на 1 м³ здания определенного типа (k_{3d} , р./м³), на единицу массы теплообменника (k_t , р./кг), единицу материальной характеристики тепловой сети определенного типа (^с, р./м²) и т.д.

Капитальные затраты в строительство объекта должны включать в себя капитальные затраты, имеющие место на всех этапах расчетного периода, т.е. на прединвестиционной, инвестиционной и эксплуатационной стадиях.

На прединвестиционной стадии в составе капитальных затрат учитываются:

расходы на предварительные технико-экономические исследования, маркетинговые исследования, на разработку проекта, оплату консультационных услуг при разработке проекта;

расходы на эмиссию ценных бумаг, включающие в себя расходы на составление и издание проспектов о новом выпуске акций;

затраты на создание временных сооружений и пр.

На стадии осуществления проекта, инвестиционной стадии, оцениваются капитальные затраты и расходы:

на приобретение лицензии, дающей право осуществлять передачу энергии на данной территории;

покупку земельного участка и подготовку его к началу строительства объекта;

строительство зданий, сооружений;

покупку и монтаж основного и вспомогательного оборудования, передаточных устройств, транспортных средств и т.д.;

формирование оборотного капитала, необходимого для начала полной или частичной эксплуатации объекта (включаются расходы на создание запасов вспомогательных материалов, запасных частей и т.д.).

На стадии разработки проекта составляется смета капитальных затрат. Исходной информацией для составления сметы служат данные проекта: состав оборудования, объем строительных и монтажных работ, а также нормы и расценки на строительно-монтажные работы, прейскурантные или договорные цены на оборудование и материалы.

Ввиду большой трудоемкости составление сметы на этапе предварительных технико-экономических исследований допустимо при расчете капитальных затрат использовать нормативы удельных показателей проектных организаций.

4. Капитальные затраты в тепловые сети

Капитальные затраты во вновь сооружаемые тепловые сети определяются по смете на основе проектных разработок. При отсутствии таких данных капитальные затраты в тепловую сеть, состоящую из участков с различными диаметрами и различной длиной, можно ориентировочно вычислить по

$$K_{t,c} = a \sum_l^c L + b \sum_l^c dL,$$

определенное как сумма произведений диаметров трубопроводов, называется *материальной характеристикой тепловой сети*.

Таким образом, капитальные затраты в тепловые сети рассчитываются по следующей формуле, р.:

$$K_{t,c} = a \sum_l^n L + bM.$$

Материальная характеристика определяется на основании результатов гидравлического расчета. При отсутствии результатов гидравлического расчета она может быть предварительно определена по следующей формуле, м:

$$M = \sum_1^n M_l,$$

где n - число отдельных линий в тепловой сети; M_l - материальная характеристика каждой линии тепловой сети, м.

Материальная характеристика каждой линии тепловой сети может быть представлена как произведение удельной материальной характеристики $M_{уд}$, отнесенной к единице расчетного расхода теплоносителя, кг/с, на расчетный расход теплоносителя в этой линии G , кг/с:

$$M_l = M_{уд} G.$$

Удельная материальная характеристика каждой линии тепловой сети в пределах площади застройки может быть вычислена по следующей формуле, м²/(кг/с):

$$M_{уд} = \frac{17,5}{G^{0,03} q_{в}^{0,48} q_{п}^{0,14} m^{0,12} R_{п}^{0,19}},$$

где G - расчетный расход сетевой воды в данной линии, кг/с; $q_{в}$ - водоплотность района теплоснабжения - это показатель, аналогичный теплоплотности, равен расчетному расходу сетевой воды в данной линии G , кг/с, деленному на площадь района застройки F , га [кг/(ста)]; $q_{п}$ - расчетный расход сетевой воды на одну групповую тепловую подстанцию или на один абонентский ввод, кг/с; m - соотношение сторон района теплоснабжения (меньшей стороны к большей) при приведении формы района к прямоугольнику; $R_{п}$ - удельное линейное падение давления в главной магистрали, Па/м.

Длина всех трубопроводов одной линии

$$L_{п} = L_{уд} G.$$

Суммарная длина всех трубопроводов тепловой сети

$$L = \sum_{l=1}^c L_{п} + \sum_{l=1}^c L_{уд} G.$$

Удельная протяженность каждой линии тепловой сети $L_{уд}$, м/(кг/с), в пределах площади застройки, отнесенная к единице расхода теплоносителя в этой линии, кг/с, может быть вычислена как

$$L_{уд} = \frac{170}{G^{0,09} q_{в}^{0,45} q_{п}^{0,47} m^{0,1}}.$$

Если вычислена материальная характеристика тепловой сети для одного из сравниваемых вариантов, то материальная характеристика сети при всех других вариантах может быть определена простым перерасчетом. На основании зависимостей, приведенных в гидравлическом расчете, выводятся следующие уравнения для перерасчета материальной характеристики паровых сетей:

$$M_{п} = M_1 \left(\frac{\Delta p_1 \rho_1}{\Delta p_{п} \rho_{п}} \right)^{0,19},$$

где $M_{п}$ - материальная характеристика тепловой сети при падении давления в сети $\Delta p_{п}$ и средней плотности пара $\rho_{п}$; M_1 - материальная характеристика тепловой сети при падении давления в сети Δp_1 и средней плотности пара ρ_1 ; для водяных сетей

$$M_{п} = M_1 (G_{п}/G_1)^{0,38} (R_1/R_{п})^{0,19}$$

или

$$M_{п} = M_1 (\Delta \tau_1 / \Delta \tau_{п})^{0,38} (R_1 / R_{п})^{0,19},$$

где $M_{п}$ - материальная характеристика тепловой сети при расчетном расходе воды $G_{п}$, расчетном перепаде температур $\Delta \tau_{п}$ и линейном удельном падении давления в главной магистрали $R_{п}$; M_1 - то же при расходе воды G_1 расчетном перепаде температур $\Delta \tau_1$ и линейном удельном падении давления в главной магистрали R_1 .

Для приближенных расчетов при использовании удельных капитальных вложений можно найти капиталовложения в тепловые сети по следующей формуле:

$$K_{т.с} = \sum_{p=1}^n k_{т.с} LDC_p,$$

где Кт.с - удельные капитальные вложения на единицу материальной характеристики тепловой сети; L - длина тепловой сети; D - диаметр трубопровода; C_p - коэффициент, учитывающий район сооружения тепловой сети.

При предварительных расчетах, когда неизвестна протяженность и диаметр тепловой сети, капитальные вложения в тепловые сети и паропроводы можно найти по выражению, млн. р.,

$$K_{t,c} = (\bar{K}_{t,c} Q_q^{\text{от}} + \bar{K}_{n,c} Q_q^{\text{пп}})10^{-3},$$

где K_{tc} , K_{nc} - капитальные вложения в тепловые магистральные сети и паропроводы, тыс. р./ГДж; $Q_q^{\text{от}}$, $Q_q^{\text{пп}}$ - максимальная часовая потребность в теплоте отопительных и производственных параметров, ГДж.

При проектировании тепловых сетей следует применять следующие технические решения, ведущие к снижению стоимости их строительства:

увеличение параметров теплоносителя у источников тепла, снижение удельных потерь напора на трение в трубах и повышение температурного графика, что ведет к снижению диаметров труб и экономии металла;

улучшение схемы и конфигурации сетей в плане, что ведет к уменьшению длительности трубопроводов и выбору труб меньшего диаметра, расширение сортамента применяемых труб по диаметрам;

более дешевые конструкции и материалы с минимальными затратами материала;

более дешевые способы прокладки, ведущие к снижению строительных и изоляционных конструкций, монтажа и более совершенной облегченной арматуры, отвечающей расчетным параметрам тепловой сети.

Значительно удешевить стоимость тепловых сетей позволяют следующие мероприятия:

правильный выбор расчетных нагрузок - для конструкций внутриквартальных теплосетей они могут быть снижены почти вдвое по сравнению с обычно принимаемыми нагрузками;

ближение сетей прямого и обратного теплопроводов, а также размещение их в одном вертикальном ряду, благодаря чему уменьшается пролет перекрытия канала и снижается стоимость строительной части до 15 %;

разработка и внедрение в строительство новых рациональных конструкций прокладки теплопроводов;

применение П-образных компенсаторов вместо сальниковых и линзовых;

рациональная трассировка в плане и по вертикали.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

2.1 Лабораторная работа №1 (2 часа).

Тема: «Энергетические ресурсы, баланс энергии и мощности энергосистемы»

2.1.1 Цель работы: ознакомиться с энергетическими ресурсами, научиться определять баланс энергии и мощности энергосистемы.

2.1.2 Задачи работы:

1. Энергетические ресурсы и их использование.
2. Количественная оценка энергетических ресурсов мира.
3. Основные положения энергетической стратегии России (ЭС-2020)

2.1.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Методические указания к лабораторной работе;
2. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года.

2.1.4 Описание (ход) работы:

1. Энергетические ресурсы и их использование.

Энергетическими ресурсами называют выявленные природные запасы различных видов энергии, пригодные для использования в широких масштабах для народного хозяйства. К основным видам энергетических ресурсов в современных условиях относятся: уголь, газ, нефть, торф, сланцы, гидроэнергия и атомная энергия. Энергетические ресурсы используют для получения того или иного вида энергии. Под *энергией* понимается способность какой-либо системы производить работу или тепло. Получение требуемого количества энергии связано с затратой какого-либо рода энергетического ресурса.

Энергоресурсы, также как и энергия, могут быть первичными и вторичными. *Первичные ресурсы* имеются в природе в начальной форме. Среди них выделяют возобновляемые и невозобновляемые.

Возобновляемые ресурсы восстанавливаются постоянно. К ним относятся: излучение солнца, энергия ветра, волн, морских течений, приливов, биомассы, гидроэнергия, геотермальная и гравитационная энергии.

Невозобновляемыми ресурсами являются те, запасы которых по мере их добычи необратимо уменьшаются, а именно: каменный и бурый уголь, торф, горючие сланцы, нефть, природный газ, ядерная энергия.

Если исходная форма первичных энергоресурсов в результате превращения или обработки изменяется, то образуются *вторичные энергоресурсы* (ВЭР) и соответственно вторичная энергия. К таким ресурсам относятся все первичные энергоресурсы после одного или нескольких превращений:

1. Топливные формы:

твёрдые — торф (брикеты), бурый уголь (обогащенный), кокс; газообразные — искусственный и жидкий газ, водород; жидкие — мазут, дизельное топливо, горючие масла.

5. Электричество.

6. Тепловая энергия — пар, горячая вода, отходы тепла.

7. Потери на превращение энергии, ее транспорт (передачу) и распределение.

В современных условиях 80... 85 % энергии получают, расходуя невозобновляемые энергоресурсы. Преобразование топлива в конечные виды энергии связано с вредными вы-

бросами твердых частиц, газообразных соединений, а также большого количества тепла, воздействующих на окружающую среду.

2. Количественная оценка энергетических ресурсов мира

Количественные оценки видов энергоресурсов, приводимые в разных источниках, в значительной мере расходятся, однако порядок цифр и количественные соотношения в основном совпадают. Наиболее достоверной, по-видимому, следует считать информацию, исходящую от Мировых энергетических конференций (МИРЭК) и Мирового энергетического совета (МИРЭС).

Потенциальные мировые запасы возобновляемых энергоресурсов мира приведены ниже, 10^{12} кВт·ч:

Энергия Солнца	665 000
Энергия океанов	350 218
Энергия ветра.....	17 360
Геотермальная энергия (глубина до 3 км)	25
Гидроэнергия	33

Анализируя приведенные данные, можно увидеть, что потенциальные запасы ископаемых углей в несколько раз выше потенциальных запасов нефти и газа, при этом добыча последних обходится значительно дороже.

Распределение по планете запасов органического топлива крайне неравномерно. Осредненные данные МИРЭС по запасам углей приводятся ниже, % от общих запасов:

Территория бывшего СССР.....	45
Северная Америка	23
Азия (главным образом, Китай).....	14,5
Европа.....	5,5

невозобновляемые запасы ограничены, а возобновляемые далеко не полностью пригодны к использованию. Кроме того, сложными являются задачи транспорта энергии в больших количествах (угля, газа от места добычи до электростанции, электроэнергии от места ее производства до потребителя). Они связаны с большими затратами на собственно транспорт и компенсацию потерь по мере ее транспортировки.

Расширение применения органического топлива (кроме прочих вредных выбросов) приводит к увеличению выброса в атмосферу углекислого газа (CO_2), которого уже сегодня вследствие сжигания топлива выбрасывается больше, чем он может быть поглощен в процессе фотосинтеза. Выбросы CO_2 и других парниковых газов, а значит и их абсолютная концентрация, будут расти, в результате чего происходит дополнительный нагрев атмосферы. К середине следующего столетия концентрация CO_2 , по сравнению со временем, предшествующим индустриализации, может удвоиться, что вызовет повышение температуры примерно на 5 °C.

Возобновляемые источники энергии. Среди возобновляемых источников энергии наибольшим экономическим потенциалом в настоящее время обладают лишь гидроэнергетические ресурсы. Но и они, по оценкам экспертов, составляют не более $9\text{--}10^{12}$ кВт·ч. Кроме того, в некоторых случаях развитие гидроэнергетики встречает значительные затруднения, связанные с изъятием ценных земель и влиянием на окружающую среду, несмотря на то что

гидроэлектростанции имеют существенные преимущества перед электростанциями других видов (возобновляемость энергии, самая низкая себестоимость, высокая маневренность).

Количественная характеристика топливно-энергетических ресурсов России

Российская Федерация является ведущей энергетической державой мира, которая способна полностью обеспечить свои внутренние потребности и необходимый экспорт как в настоящее время, так и на обозримую перспективу. На территории России, составляющей 10% территории Земли, сосредоточено около 13% мировых разведанных запасов нефти, 45 % запасов природного газа, 23 % разведанных запасов угля (третье место в мире после США и Китая), а также около 14 % запаса урана. Кроме того, экономический потенциал нетрадиционных источников энергии и местных запасов органического топлива (без торфа) оценивается более чем в 1 млрд т у. т.

Нефть. Россия по разведенным запасам нефти занимает второе место в мире, а по добыче — третье. В настоящее время в России открыто более 1800 нефтяных и газонефтяных месторождений с промышленными запасами, из них 10 месторождений расположены на шельфах морей.

Распределение запасов нефти по регионам России неравномерно. Основные запасы нефти промышленных категорий сосредоточены в Западно-Сибирском регионе — 72,3 %. На европейскую часть страны приходится 21 % общих запасов нефти.

Газ. Россия обладает самой мощной сырьевой базой в мире для добычи газа. К настоящему времени в России открыто свыше 750 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. Из 600 трлн. м³ потенциальных ресурсов газа в мире на Россию приходится 212 трлн. м³ (35 % мировых). Более 75 % всех запасов газа в России сосредоточено в 21 месторождении с единичными запасами не менее 500 млрд м³, на которые приходится около 90 % текущего объема добычи.

Текущие разведанные запасы газа составляют 49,2 трлн. м³ (или 20 % мировых), из которых около половины сосредоточены в разрабатываемых месторождениях, около 30 % — в подготовленных к разработке, 20 % — в разведуемых и менее 1 % законсервированы по технико-экономическим соображениям. На территории страны запасы газа распределены также неравномерно, основная их доля (79,9 %) находится в Западной Сибири. В этом регионе добывается 87 % российского газа.

Уголь. Это один из наиболее распространенных энергоносителей. Запасы угля выявлены на всех континентах земного шара. Огромная величина мировых (11... 12 трлн. т у.т.) и российских (4,5 трлн. т н.т.) запасов углей позволяет утверждать, что и в отдаленной перспективе уголь сохранит свою весомую роль в топливно-энергетическом балансе. Доля угля составляет 12 % топливно-энергетического баланса России и 18,8 % в балансе котельно-печного топлива.

Ядерная энергетика. В настоящее время в Российской Федерации на девяти АЭС эксплуатируется 20 энергоблоков общей установленной мощностью 21,2 ГВт, главным образом с корпусными (ВВЭР 440 и 1000 МВт) и канальными кипящими (РБКМ 100 МВт) реакторами. На АЭС вырабатывается примерно 11,5 % общего количества электроэнергии в стране.

Гидроэнергетические ресурсы. Экономически целесообразный гидроэнергетический потенциал России составляет порядка 852 млрд кВт • ч. Освоенный потенциал на действующих и строящихся ГЭС составляет 200 млрд кВт • ч, или 23,4 % (в том числе только на действующих ГЭС — 17,7 %). Установленная мощность ГЭС России составляет 43,8 млн

кВт, удельный вес ГЭС по установленной мощности — 20,3 %. Выработка электроэнергии на ГЭС в 2000 г. составила 177 млрд кВт • ч, или 20,6 %.

Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Такими источниками являются установки и устройства, использующие энергию ветра, солнца, биомассы, геотермальную энергию, а также тепловые насосы, использующие низкопотенциальное тепло, содержащееся в приземных слоях воздуха, воды, верхних слоях Земли и промышленных выбросах.

Нетрадиционная энергетика в России может эффективно использоваться для энергоснабжения потребителей, прежде всего в районах, не охваченных централизованным энергоснабжением. К этим зонам относятся обширные территории окраин России, в которых проживает около 20 млн чел., а также отдельные районы Крайнего Севера, Сибири, Дальнего Востока и сельские районы в центральной части страны (Архангельская, Вологодская, Кировская, Ярославская и некоторые другие области).

Геотермальная энергетика. Запасы геотермальной энергии представляют собой запасы термальных вод и пароводяной смеси (ПВС), которые могут быть использованы соответственно для отопления и сооружения геотермальных электростанций. В настоящее время в России разведано 56 месторождений и участков термальных вод с подачей в сутки до 300 тыс. м³ горячей воды и девять месторождений с возможной подачей 112 тыс. т в сутки пароводяной смеси.

Запасы пароводяной смеси, сосредоточенные в основном в Курильско-Камчатской зоне, могут обеспечить работу геотермальной электростанции (ГеоТЭС) мощностью до 1000 МВт. Перспективные месторождения имеются также в Западной Сибири и на Дальнем Востоке.

Энергия биомассы. *Биомасса* — это отходы животноводства, сельскохозяйственного, целлюлозно-бумажного и лесозаготовительного производств, осадки городских сточных вод. В качестве источника энергии она имеет следующие преимущества: ее использование заметно улучшает экологическую обстановку в регионе; при ее сжигании выделяется менее ОД % серы и всего от 3 до 5 % золы; сельскохозяйственное производство получает ценное органическое удобрение. Экономический потенциал биомассы в России ориентировано оценивается в 35 млн т у. т. в год.

Энергия ветра. Один из основных факторов, определяющих потенциал энергии ветра, — его среднегодовая скорость. Положительный экономический эффект от работы ветроэнергоустановок следует ожидать при скорости ветра более 5 м/с и использовании установленной мощности в течение 2000 ч в год и более. Такая возможность наиболее характерна для побережья наших северных и восточных морей. Экономический потенциал ветроэнергоустановок в настоящее время оценивается приблизительно в 10 млн т у. т. в год.

Солнечная энергия. В качестве критерия оценки солнечного потенциала используется средняя месячная сумма солнечной ради-

ции и плотность солнечного излучения на 1 м² площади. Технический потенциал преобразования солнечной энергии достаточно велик, однако экономически оправданный потенциал оценивается приблизительно в 12,5 млн т у.т. в год.

Низкопотенциальное тепло. Использование низкопотенциального тепла станций аэрации, незамерзающих источников, грунта, систем обратного водоснабжения осуществляется с помощью тепловых насосов. Целесообразными областями применения тепловых насосов являются районы с повышенными требованиями к охране окружающей среды (санаторно-курортные зоны), а также для тепло-, холодоснабжения общественных зданий (школы, магазины, плавательные бассейны и т.д.), промышленных предприятий и на молочно-

товарных фермах для охлаждения молока с одновременным подогревом технологической воды. Экономический потенциал этого вида нетрадиционного источника энергии оценивается приблизительно в 35 млн т у. т. в год.

3. Основные положения энергетической стратегии России (ЭС-2020).

Топливно-энергетический комплекс России оказывает определяющее влияние на функционирование и развитие экономики страны. Это обусловлено не только значимостью ТЭК как инфраструктурного фактора обеспечения жизнедеятельности общества, но и его существенным влиянием на финансово-экономическую деятельность производительных сил страны и государства в целом. Такое положение ТЭК в большой мере предопределется наличием в России богатых природных топливно-энергетических ресурсов и его крупным производственным потенциалом.

В настоящее время для ТЭК в структуре экономики страны характерно следующее: продукция комплекса составляет около четверти всей промышленной продукции, доля налоговых поступлений в бюджет государства от его деятельности превышает 50 % налоговых доходов всей промышленности, почти половина валютных поступлений в страну формируется от экспорта энергоносителей. Топливно-энергетический сектор экономики является наиболее инерционной и капиталоемкой структурой, поэтому необходимо своевременное прогнозирование и формирование долгосрочной стратегии его развития с учетом перспектив социально-экономической политики страны, которая определяет требования к ТЭК.

Первым и основополагающим программным стратегическим документом в области энергетической политики России был принятый в 1920 г. план ГОЭЛРО. Впоследствии его сменили планы развития экономики страны, которые были основаны на приоритетности энергетического сектора в развитии экономики. В условиях плановой системы хозяйствования они носили директивный характер. Конкретные количественные задания по их реализации являлись, по сути основным содержанием народнохозяйственных планов.

За последние годы произошли существенные изменения, как во внутренней, так и во внешней среде функционирования ТЭК. Они обусловили необходимость уточнения параметров модели развития ТЭК, что и было зафиксировано при рассмотрении Энергетической стратегии на заседании Правительства РФ 23.05.02 (протокол № 18).

В настоящее время ТЭК является одним из наиболее устойчиво работающих производственных комплексов российской экономики. Он определяющим образом влияет на состояние и перспективы развития национальной экономики: на его долю приходится порядка 26 % ВВП, около 30 % объема промышленного производства России, 29 % налоговых доходов консолидированного бюджета, порядка 45 % валютных поступлений в страну.

В Энергетической стратегии на основе анализа состояния отраслей топливно-энергетического комплекса и прогнозных параметров ожидаемого социально-экономического развития страны, а также конъюнктуры мирового энергетического рынка оценены роль и возможности энергетики России, а также задачи государства в формировании и реализации долгосрочной энергетической политики. Стратегия исходит из предложенных Минэкономразвития России двух сценариев развития экономики страны - оптимистического и умеренного.

Оптимистический вариант характеризуется: ростом ВВП к 2020 г. в 3,3 раза по отношению к уровню 2000 г; увеличением физического объема инвестиций в основной капитал за рассматриваемый период в семь раз, высокими мировыми ценами на нефть марки *Urals* (до 30 долл./баррель в 2020 г.) и газ (138 долл./тыс. м³ в 2020 г.). Вариант исходит из интенсивного проведения экономических реформ и ускоренной либерализации цен и тарифов на

продукцию и услуги естественных монополий, предусматривает быстрое создание конкурентной среды на рынках товаров и услуг естественных монополий, отличается активным использованием энергосберегающих и энергоэффективных технологий и высокими темпами снижения энергоемкости.

Умеренный вариант характеризуется ростом ВВП к 2020 г. в 2,3 раза по отношению к уровню 2000 г., увеличением физического объема инвестиций в основной капитал за рассматриваемый период в 3,6 раза, стабильными мировыми ценами на нефть марки *Urals* на уровне 18,5 долл./баррель, средними контрактными ценами на газ, не превышающими к 2020 г. 119 долл./тыс. м³.

Стратегическими ориентирами долгосрочной государственной энергетической политики являются энергетическая безопасность, энергетическая эффективность, бюджетная эффективность и экологическая безопасность энергетики.

Достижение указанных ориентиров, превышение управляемости процесса развития энергетики требуют формирования и осуществления основных составляющих государственной энергетической политики, к числу которых относятся: недропользование и управление государственным фондом недр, формирование рационального топливно-энергетического баланса, развитие внутренних топливно-энергетических рынков, внешняя энергетическая политика, региональная и социальная, научно-техническая и инновационная политика в энергетическом секторе.

Главным инструментом их осуществления будет комплекс мер экономического регулирования: тарифного, ценового, налогового, таможенного, инвестиционного, антимонопольного.

Для достижения этих параметров развития экономики необходимо кардинально повысить эффективность использования энергии. Энергоемкость ВВП к 2020 г. по сравнению с 2000 г., по расчетам, должна снизиться в два раза. Эта задача вполне реальна. Анализ зарубежного опыта показывает, что прогнозируемое увеличение энергоэффективности в России сопоставимо со снижением энергоемкости ВВП в развитых странах в период нефтяного кризиса 1970-х гг. Причем структурная перестройка экономики обеспечит примерно 2/3 снижения энергоемкости ВВП, а 1/3 - меры организационного и технологического энергосбережения. Однако мировой опыт показывает, что без поддержания в течение длительного времени относительно высоких цен на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) проблему снижения энергоемкости ВВП не решить.

Развитие ТЭК будет более эффективно при улучшении инвестиционного климата, позволяющего обеспечить экономически обоснованную доходность капитала, стабильность и предсказуемость налогового режима в отраслях ТЭК. Обеспечение достаточного уровня доходности на инвестированный капитал в электроэнергетике и газовой промышленности потребует постепенной либерализации рынка электроэнергии и газа, последовательного осуществления структурных реформ в этих отраслях, что необходимо также для сдерживания цен на услуги естественных монополий. Предельный рост цен на электроэнергию и газ в реальном исчислении в период до 2006 г. составит до 15% в год, что не вызовет недопустимых инфляционных возмущений и позволит ограничить годовой прирост потребительских цен в стране по этой причине в пределах 2...3 %.

Предлагаемая ценовая политика в ГЭК создаст условия:

для ликвидации диспропорций между ценами основных энергоносителей на основе приближения цен на природный газ к уровню, учитывающему его потребительские и экологические качества;

дальнейшей дифференциации цен, в наибольшей степени отражающей различие издержек при транспортировке ТЭР и реализации продукции ТЭК различным категориям потребителей (время суток, сезонность, объем потребления, мощность и т.д.).

Сдерживание цен на услуги естественных монополий и другие ТЭР (мазут, уголь) потребует совершенствования механизмов мониторинга и антимонопольного контроля за ценами, создания механизмов биржевой торговли ТЭР.

Сравнительно высокий уровень расходов на энергообеспечение в доходах малообеспеченных слоев населения, недостаточный уровень социальной поддержки реформ обуславливают необходимость проведения активной социальной политики, целью которой является минимизация негативных последствий повышения цен на энергоресурсы для социально незащищенных групп населения.

Для достижения этой цели необходимо обеспечить:

рост в рассматриваемом периоде среднедушевых доходов населения не менее чем в 3,4...3,7 раз, в том числе для компенсации расходов на топливо и энергообеспечение (в 2,3...2,4 раза);

согласованность реформ, проводимых в жилищно-коммунальном хозяйстве, межбюджетных отношений и ликвидации перекрестного субсидирования;

создание институтов, ответственных за снабжение необходимыми объемами энергоресурсов населения, объектов жизнеобеспечения, стратегических объектов (гарантирующих поставщиков);

создание государством эффективной системы адресной социальной защиты малоимущих слоев населения.

В целях поддержания энергетической и экономической безопасности Россия будет стремиться диверсифицировать направления экспорта энергоресурсов с развитием северного, восточного и южного направлений экспортных потоков российских энергоносителей (прежде всего в страны Северной Америки и Северо-Восточной Азии) и последующим увеличением удельного веса этих направлений в географической структуре экспорта энергоресурсов.

Россия заинтересована в масштабном долгосрочном вовлечении в свой топливно-энергетический баланс углеводородных ресурсов (особенно природного газа) государств Центральной Азии. Это позволит экономить ресурсы северных газовых месторождений для будущих поколений и избежать необходимости форсированных капиталовложений в их разработку. В интересах России участие отечественных компаний в проектах по расширению энерготранспортной инфраструктуры по территории стран-участниц СНГ.

Россия, как один из крупнейших в мире производителей, экспортеров и потребителей топливно-энергетических ресурсов, будет активно вести диалог и со странами - производителями энергоресурсов, и с государствами, потребляющими их, участвуя в работе Международных энергетических конференций, сотрудничая с промышленно развитыми странами на основе декларации о сотрудничестве с международными энергетическими организациями и в рамках «большой восьмерки», а также взаимодействуя с ведущими странами -экспортерами нефти.

В соответствии с принятой динамикой макроэкономических показателей развития России рассчитаны параметры прогнозной потребности страны в топливе и энергии. В предстоящем двадцатилетии общая величина внутреннего потребления первичных энергоресурсов увеличится до 1145... 1270 млн.. т.у.т. Внешний спрос на российские ТЭР, прежде всего на нефть и газ, также будет расти и может составить к 2020 г. 755... 855 млн.. т у.т, в том

числе нефть - 268...309 млн.. т, газ - 234...245 млрд. м³. В перспективе можно ожидать существенную географическую диверсификацию экспорта углеводородов.

Объем добычи нефти может возрасти к 2020 г. до 450...520 млн.. т. Добыча будет осуществляться и развиваться как в традиционных нефтедобывающих районах, таких как Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ, так и в новых нефтегазовых провинциях Европейского Севера (Тимано-Печорский регион), Восточной Сибири и Дальнего Востока. Важное значение имеет освоение Северо-Каспийской нефтегазовой провинции.

К 2020 г. суммарное производство электроэнергии должно возрасти до 1215... 1365 млрд. кВт • ч. Энергетическая стратегия ориентируется на приоритетное развитие атомной энергетики. В результате этого в структуре производства электрической энергии увеличится удельный вес энергии, вырабатываемой АЭС, с 15 % в 2000 г. до 24 % в 2020 г.

Развитие электроэнергетики будет исходить из следующих экономически обоснованных приоритетов территориального размещения генерирующих мощностей в отрасли:

в Европейской части России - техническое перевооружение ТЭС на газе с замещением паросиловых турбин на парогазовые и максимальное развитие АЭС;

Сибири - развитие ТЭС на угле и гидроэлектростанций;

на Дальнем Востоке - развитие ГЭС, угольных КЭС, газовых ТЭЦ в городах и в отдельных районах - АЭС, АТЭЦ.

Для развития единой национальной электрической сети как основного элемента Единой энергосистемы России и укрепления единства экономического пространства страны предусматривается:

сооружение ЛЭП в объеме, обеспечивающем устойчивое и надежное функционирование ЕЭС России и устранение технических ограничений, сдерживающих развитие конкурентного рынка электрической энергии и мощности;

создание электрической связи между восточной и европейской частями ЕЭС России;

усиление межсистемных связей транзита между Объединенными энергетическими системами (ОЭС) европейской части страны;

развитие электрической связи между ОЭС Сибири и Востока с применением ЛЭП сверхвысоких напряжений. Состояние отрасли и параметры развития требуют продолжить работу по реформированию электроэнергетики и сформировать конкурентный рынок электроэнергии и мощностей.

Инвестиционные потребности отраслей ТЭК оцениваются в 540...630 млрд.. долл., что является приемлемым с точки зрения прогнозируемых макроэкономических параметров долгосрочного развития экономики России. Предусматривается реализация крупных инвестиционных проектов: программы строительства АЭС в европейской части страны, магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, в том числе на Востоке страны, межсистемных линий электропередачи высокого напряжения, освоение нефтегазовых провинций в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на полуострове Ямал и шельфах морей.

2.2 Лабораторная работа №2,3 (4 часа).

Тема: «Расчет тепловой мощности системы отопления»

2.2.1 Цель работы: изучить и освоить методику расчета потерь теплоты помещения через ограждающие конструкции, на нагревание инфильтрующегося воздуха, теплопоступлений в помещения.

2.2.2 Задачи работы:

1. Определение основных и добавочных потерь теплоты помещения через ограждающие конструкции;
2. Определение расхода теплоты на нагревание инфильтрующегося наружного воздуха через ограждающие конструкции;
3. Определение суммарного теплового потока, регулярно поступающего в помещения здания от различных источников;
4. Тепловой баланс помещений и здания.

2.2.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. методические указания к лабораторной работе;

2.2.4 Описание (ход) работы:

1.1. Общие сведения

Расчетные потери теплоты отапливаемого здания $Q_{зд}$, Вт, определяются суммой потерь теплоты отапливаемых помещений

$$Q_{зд} = \sum Q_4 ,$$

где Q_4 – расчетные суммарные потери теплоты отапливаемого помещения (тепловая нагрузка помещения), Вт.

Для расчета суммарных потерь теплоты каждого отапливаемого помещения предварительно необходимо:

1) выявить значения сопротивления теплопередаче для всех наружных ограждений, а также для внутренних, разделяющих помещения с разностью расчетных температур между ними 3°C и более;

2) вычертить планы этажей, подвала, чердака, разрезы здания в масштабе 1:100;

3) пронумеровать отапливаемые помещения. Как правило, нумерация производится, начиная с угловых комнат по ходу часовой стрелки (для первого этажа с №101, для второго – с №201 и т.д.). Лестничные клетки обозначаются буквами.

Помещения, не имеющие вертикальных наружных ограждений, можно не нумеровать, так как в таких помещениях не устанавливаются отопительные приборы. Теплопотери таких помещений (через полы или потолок) в этом случае следует добавить к теплопотерям помещений, отопительные приборы которых отапливают эти помещения.

Значения Q_4 для каждого отапливаемого помещения определяются из теплового баланса отдельно рассчитываемых составляющих:

$$Q_4 = \sum Q + Q_i - Q_h(1 - \eta_l) ,$$

где Q – основные и добавочные потери теплоты через отдельные ограждающие конструкции помещения, Вт;

Q_i – расход теплоты на нагревание инфильтрующегося наружного воздуха через ограждающие конструкции помещения, Вт;

Q_h – суммарный тепловой поток, регулярно поступающий в помещения здания от электрических приборов, освещения, технологического оборудования, коммуникаций, материалов, людей и других источников, Вт;

η_l – коэффициент, принимаемый в зависимости от способа регулирования системы отопления по таблице 1.1.

Таблица 1.1. Коэффициент η_1 , принимаемый в зависимости от способа регулирования системы отопления [4]

Система отопления и способ регулирования	η_1
1. Электроотопление с индивидуальным регулированием	0,85
2. Водяное отопление с индивидуальными автоматическими терморегуляторами у отопительных приборов	0,80
3. Водяное отопление с местным регулированием по температуре внутреннего воздуха помещения – представителя	0,60
4. Водяное отопление с местной системой регулирования по температуре наружного воздуха («следящая система регулирования»)	0,40
5. Водяное отопление без регулирования, печное отопление без регулирования	0,20

Каждая из составляющих теплового баланса отапливаемого помещения рассчитывается по соответствующей методике.

1.2. Определение основных и добавочных потерь теплоты помещения через ограждающие конструкции

Расчетные основные и добавочные потери теплоты помещения определяются суммой потерь теплоты через отдельные ограждающие конструкции Q , Вт, [4, Приложение Ж] с округлением до 10 Вт для помещений по формуле:

$$Q = k \cdot A \cdot (t_p - t_{ext}) \cdot (1 + \sum \beta) \cdot n,$$

где $k = 1/R$ – коэффициент теплопередачи ограждающей конструкции, Вт/($\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$);

R – сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ (сопротивление теплопередаче конструкции следует определять по [3] (кроме полов на грунте); для полов на грунте – $R = R_c$ для неутепленных полов и $R = R_h$, для утепленных);

A – расчетная площадь ограждающей конструкции, м^2 ;

t_p – расчетная температура воздуха в помещении с учетом повышения ее в зависимости от высоты для помещений высотой более 4 м, $^\circ\text{C}$;

t_{ext} – расчетная температура наружного воздуха для холодного периода года (параметр Б) [4, табл. Е.1] – при расчете потерь теплоты через наружные ограждения, или температура воздуха более холодного помещения – при расчете потерь теплоты через внутренние ограждения, $^\circ\text{C}$;

n – коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху [3, табл. 5.3];

β – добавочные потери теплоты в долях от основных потерь.

Сопротивление теплопередаче R_c , $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$, для неутепленных полов на грунте и стен ниже уровня земли с коэффициентом теплопроводности $\lambda \geq 1,2$ Вт/($\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$) по зонам шириной 2 м, параллельным наружным стенам принимают равным 2,1 – для 1 зоны; 4,3 – для 2 зоны; 8,6 – для 3 зоны; 14,2 – для оставшейся площади пола.

Сопротивление теплопередаче R_h для утепленных полов на грунте и стен ниже уровня земли (с коэффициентом теплопроводности λ_h утепляющего слоя толщиной δ , м, менее 1,2 Вт/($\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$)) равно $R_h = R_c + \delta/\lambda_h$, а для полов на лагах $R_h = 1,18(R_c + \delta/\lambda_h)$.

Расчетная площадь A ограждающих конструкций рассчитывается по наружному обмеру здания (со стороны вторичного теплоносителя – наружного воздуха или со стороны более

холодного помещения), при этом вертикальные размеры наружных стен разделяются по межэтажным отметкам чистого пола, а горизонтальные – от средней оси стен смежных помещений. Площадь пола и потолка определяется по общей площади здания (в пределах периметра внутренней поверхности наружных ограждений), разделяемой между помещениями по средней оси стен между ними. Площади окон, дверей и фонарей измеряются по наименьшему строительному проему. Линейные размеры определяются с округлением до 0,1 м.

Расчетную температуру внутреннего воздуха t_p принимают минимальной из допустимых температур, при этом руководствуются следующими правилами:

- для всех ограждений помещения высотой $h < 4$ м, а также для части вертикальных ограждений высотой 4 м от пола в помещении высотой $h > 4$ м, расчетную температуру принимают равной нормируемой температуре воздуха в рабочей или обслуживаемой зоне $t_{w,z}$;

- для крыши и фонарей производственных помещений расчетная температура принимается равной $t_{p,h} = t_{w,z} + (h - 2)\Delta t$, где принимают $\Delta t = 0,3...0,7^{\circ}\text{C}/\text{м}$ для помещений без значительных тепловыделений, $\Delta t = 0,7...2,0^{\circ}\text{C}/\text{м}$ для помещений со значительными тепловыделениями;

- для части вертикальных ограждений, расположенных выше 4 м от пола (в помещении высотой $h > 4$ м) расчетную температуру принимают равной средней температуре между температурами воздуха под потолком и в рабочей (или обслуживаемой) зоне $t'_{p,h} = (t_{w,z} + t_{p,h})/2$;

- для комнат жилых домов при наличии двух и более наружных вертикальных ограждений в комнате принимают t_p на 2°C больше.

Значение β принимают равным:

а) в помещениях любого назначения для наружных вертикальных и наклонных (вертикальная проекция) стен, дверей и окон, ориентированных на север, восток, северо-восток и северо-запад – в размере 0,1, на юго-восток и запад – в размере 0,05;

в общественных, административных, бытовых и производственных помещениях через две наружные стены и более – 0,15 (если одно из ограждений обращено на север, восток, северо-восток и северо-запад), и 0,1 – в

других случаях;

в угловых помещениях – дополнительно по 0,05 на каждую стену, дверь и окно;

б) для наружных дверей, не оборудованных воздушными или воздушно-тепловыми завесами, при высоте зданий H , м (от средней планировочной отметки земли до верха карниза, центра вытяжных отверстий фонаря или устья шахты) в размере: $0,2H$ – для тройных дверей с двумя тамбурами между ними; $0,27H$ – для двойных дверей с тамбуром между ними; $0,34H$ – для двойных дверей без тамбура; $0,22H$ – для одинарных дверей;

в) для наружных ворот, не оборудованных воздушными и воздушно-тепловыми завесами, – в размере 3,00 при отсутствии тамбура и в размере 1,00 – при наличии тамбура у ворот.

ПРИМЕР 1.1. Определить расчетные основные и добавочные потери теплоты помещениями трехэтажного жилого дома. Исходные данные: район строительства – Витебская область; ориентация главного фасада – на северо-запад (СЗ). Расчетная температура наружного воздуха для холодного периода года (параметр Б) $t_{ext} = -25^{\circ}\text{C}$ [4, табл. Е.1].

Определяем дополнительные данные, необходимые для расчета. В рассматриваемом примере примем за исходные, например, следующие значения, соответствующие требованиям [3]: тройное остекление (ТО) в деревянных раздельно-спаренных переплетах, балконные двери (БД) – $R_{TO} = R_{BD} = 0,55 \text{ м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$ ($k_{TO} = k_{BD} = 1/0,55 = 1,82 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$) [3, табл. Г.1]; на-

ружная стена (НС) – $R_{HC} = 2,3 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Bt}$ ($k_{HC} = 1/2,3 = 0,43 \text{ Bt}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$); покрытие чердачное (Пт) – $R_{PT} = 3,2 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Bt}$ ($k_{PT} = 1/3,2 = 0,31 \text{ Bt}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$); перекрытие над неотапливаемым подвалом (Пл) – $R_{PL} = 1,07 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Bt}$ ($k_{PL} = 1/1,07 = 0,94 \text{ Bt}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$); стенка внутренняя между лестничной клеткой и помещениями (ВС) – $R_{BC} = 0,8 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Bt}$ ($k_{BC} = 1/0,8 = 1,24 \text{ Bt}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$); стенка тамбура в лестничной клетке (СТ.Т) – $R_{CT.T} = 0,38 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Bt}$ ($k_{CT.T} = 1/0,38 = 2,63 \text{ Bt}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$); лестничная площадка, перекрывающая тамбур (Л.Пл) – $R_{L.PL} = 0,44 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Bt}$ ($k_{L.PL} = 1/0,44 = 2,27 \text{ Bt}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$); одинарные входные двери (Вх.Д) – $R_{Bx.D} = 0,22 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Bt}$ ($k_{Bx.D} = 1/0,22 = 4,55 \text{ Bt}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$).

Решение. Результаты расчета основных и добавочных потерь теплоты Q записываем в виде табл. 1.2.

Таблица 1.2. Расчет основных и добавочных теплопотерь помещений

Номер, назначение помещения	$t_p, \text{°C}$ площадь помещения $F, \text{м}^2$	Наименование ограждения	Ориентация	$A, \text{м}^2$	$k, \text{Bt}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$	$(t_p - t_{ext}), \text{°C}$	$1 + \sum \beta$	Q, Bt
109 кухня	20 8,25	ТО	ЮВ	2,1	1,82	45	1,05	181
		НС	ЮВ	8,8	0,43	45	1,05	178
		НС	ЮЗ	3,4	0,43	45	1	66
		ВС	–	12,4	0,43	4	1	62
		Пл	–	9,2	0,94	18	1	156
		$\Sigma Q = 650 \text{ Bt}$						
110 жилая	20 14,19	ТО	ЮВ	2,1	1,82	45	1,05	181
		БД	ЮВ	1,5	1,82	45	1,05	126
		НС	ЮВ	6,4	0,43	45	1,05	129
		ТО	ЮЗ	2,1	1,82	45	1	172
		НС	ЮЗ	13,4	0,43	45	1	259
		Пл	–	21,2	0,94	18	1	359
		$\Sigma Q = 1230 \text{ Bt}$						
112 жилая	20 7,92	ТО	ЮЗ	2,1	1,82	45	1	172
		НС	ЮЗ	7,2	0,43	45	1	139
		НС	С3	4,7	0,43	45	1,1	99
		Пл	–	17,1	0,94	18	1	290
		$\Sigma Q = 700 \text{ Bt}$						
113 жилая	20 11,88	ТО	ЮЗ	2,1	1,82	45	1	172
		БД	ЮЗ	1,5	1,82	45	1	120
		НС	ЮЗ	6,0	0,43	45	1	117
		ТО	С3	2,1	1,82	45	1,1	189
		НС	С3	14,0	0,43	45	1,1	298
		Пл	–	24,9	0,94	18	1	421
$\Sigma Q = 1320 \text{ Bt}$								
114 кухня	18 5,00	ТО	С3	2,1	1,82	43	1,1	189
		НС	С3	7,8	0,43	43	1,1	159
		Пл	–	5,4	0,94	16	1	82
		$\Sigma Q = 430 \text{ Bt}$						
Итого по 1 этажу: 12990 Bt								

Для помещений 2-го и 3-го этажей размеры окон (ТО), балконных дверей (БД), горизонтальные размеры наружных стен (НС) повторяются. Вертикальные размеры НС в настоящем примере (рис. 1.1) равны для 1-го этажа 3,10 м, для 2-го – 2,80 м, для 3-го – 2,95 м. Размеры и площади пола 1-го этажа (Пл) и площади потолка верхнего (Пт) являются идентичными.

Итого по 2 этажу: 9190 Вт

Итого по 3 этажу: 13040 Вт

А, лест- ничная клетка	16	2ТО	ЮВ	4,2	1,82	41	1,05	329								
		НС	ЮВ	23,4	0,43	41	1,05	432								
		Пт	–	15,4	0,31	41×0,9	1	176								
		Пл	–	12,3	0,94	16-2	1	162								
		ВС	–	10,9	1,24	16-2	1	190								
		Л.Пл	–	3,1	2,27	14,3	1	101								
		Вх.Д	–	2,7	4,55	14,3	4,67	820								
		СТ.Т	–	4,6	2,63	14,3	1	173								
		$\Sigma Q = 2390 \text{ Вт}$														
Итого две лестничные клетки: 4780 Вт																
Всего по жилому дому: 35220 Вт																

1.3. Определение расхода теплоты на нагревание инфильтрующегося наружного воздуха через ограждающие конструкции

Наружный воздух поступает в помещения под действием разности давлений наружного и внутреннего воздуха. Наружный воздух без его предварительного нагревания может непосредственно поступать в помещения через специальные приточные устройства, и в этом случае инфильтрация является организованной. В случае его поступления через существующие неплотности и щели в стенах, воротах, окнах, фонарях инфильтрация носит неорганизованный характер.

При естественной вытяжной вентиляции в помещениях жилых и общественных зданий приточный нормируемый расход воздуха может поступать в помещения либо в виде суммарного потока, состоящего из приточного нагретого в приточных установках, и инфильтрационного потока (без предварительного нагревания). В этом случае инфильтрационный поток является организованным, задаваемым в исходных условиях параметром L_n , величина которого формируется в результате дисбаланса между задаваемыми вентиляционными вытяжным и приточным воздухообменами. Расход теплоты Q_i , Вт, на нагревание этого организованного инфильтрационного потока определяется по формуле [4,5]:

$$Q_i = 0,28L_n\rho c(t_p - t_{ext}),$$

где L_n – расход приточного, предварительно не подогреваемого, инфильтрующегося воздуха, $\text{м}^3/\text{ч}$;

ρ – плотность воздуха в помещении, $\text{кг}/\text{м}^3$;

c – удельная теплоемкость воздуха ($c = 1$), $\text{кДж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$.

Для жилых зданий приточный воздухообмен нормируется удельным расходом $3 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м^2 площади жилых помещений, что соответствует примерно однократному воздухооб-

мену. В этом случае представленное выражение преобразуется [5] в виде:

$$Q_i = F(t_p - t_{ext}).$$

При неорганизованной инфильтрации через существующие неплотности и щели в стенах, воротах, окнах, фонарях зданий различного назначения расход теплоты Q_i , Вт, определяется по формуле [4,5]:

$$Q_i = 0,28c\sum[G_i(t_p - t_{ext})K],$$

где G_i – расход инфильтрующегося воздуха через отдельные ограждающие конструкции, кг/ч;

K – коэффициент, учитывающий нагревание инфильтрующегося воздуха встречным тепловым потоком, равный: для окон и дверей (в т.ч. балконных) с раздельными переплетами – 0,8; при спаренных переплетах и одинарных окнах, дверях и воротах – 1,0.

При естественной вытяжной вентиляции в помещениях общественных зданий расчет Q_i , Вт, выполняется по обоим выражениям, принимая за расчетное значение большую из величин [4, 5].

В помещениях жилых зданий при естественной вытяжной вентиляции расчет Q_i выполняется только по первому выражению, так как, согласно [3], конструкция уплотнения притворов окон подбирается из условия обеспечения через них нормируемого воздухообмена. Таким же образом Q_i определяется и в случае применения специальных приточных устройств – приточных управляемых клапанов в оконной коробке или в стене.

Расход инфильтрующегося воздуха G_i через отдельные ограждающие конструкции определяется по выражению (К.3) [4], которое учитывает воздухопроницаемость стен, стыков стековых панелей, неплотностей окон, дверей, ворот и фонарей. Ввиду незначительности инфильтрационных потоков через стены и стыки стековых панелей современных зданий (кроме деревянных щитовых, рубленных и т.п.) выражение (К.3) [4] для определения расхода инфильтрующегося воздуха в помещении G_i , кг/ч, можно ограничить только двумя его членами:

$$G_i = \sum A_2 G_H (\Delta p_i / \Delta p_I)^{0,67} + 3456 \sum A_3 \Delta p_I^{0,67},$$

где A_2 – площадь световых проемов (окон, балконных дверей, фонарей);

A_3 – площадь щелей, неплотностей и проемов в наружных ограждающих конструкциях, м²;

Δp_i , Δp_I – расчетная разность между давлениями на наружной и внутренней поверхности ограждающих конструкций соответственно на расчетном этаже при $\Delta p_I = 10$ Па;

G_H – нормативная воздухопроницаемость наружных ограждающих конструкций, кг/(м²·ч), [3].

Расчетная разность давлений Δp_i определяется по формуле:

$$\Delta p_i = h_j g (\rho_{ext} - \rho_p) + 0,5 \rho_{ext} v^2 (c_{e,n} - c_{e,p}) k_I - p_{int},$$

где h_j – расчетная высота от верха окон, балконных дверей, дверей, ворот, проемов, оси горизонтальных или середины вертикальных стыков стековых панелей до отметки карниза, центра вытяжных отверстий фонаря или устья шахты, м;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

ρ_{ext} , ρ_p – плотность соответственно наружного воздуха и воздуха в помещении, кг/м³;

v – скорость ветра, м/с [4, Приложение Е];

$c_{e,n}$, $c_{e,p}$ – аэродинамические коэффициенты соответственно для наветренной и подветренной поверхностей ограждений здания, принимаемые по СНиП 2.01.07;

k_l – коэффициент учета изменения скоростного давления ветра в зависимости от высоты здания, принимаемый по СНиП 2.01.07;

p_{int} – давление воздуха в помещении, Па. Для помещений жилых и общественных зданий, оборудованных только естественной вытяжной вентиляцией, давление p_{int} можно принять равным потере давления в вытяжной системе:

$$p_{int} = hg(\rho_{+5^\circ\text{C}} - \rho_p),$$

где h – расстояние по вертикали от центра вытяжной решетки до верхней кромки вытяжного канала или шахты, м;

$\rho_{+5^\circ\text{C}}$ – плотность наружного воздуха при $t_{ext} = +5^\circ\text{C}$, кг/м³.

При наличии в помещении дисбаланса механического воздухообмена значение p_{int} определяется из уравнения воздушного баланса помещения.

1.4. Определение суммарного теплового потока, регулярно поступающего в помещение здания от различных источников; затраты теплоты на нагревание холодных материалов

Теплопоступления в помещения производственного здания задаются технологией производства и являются исходными данными, выдаваемыми технологами, для выполнения расчетов теплового баланса помещений. Источниками могут быть непосредственно технологическое оборудование, экзотермические технологические процессы, поступающие в помещения нагретые материалы и изделия, электрооборудование, электроосвещение, люди, теплота фазового перехода расплавленных материалов при их переходе в твердое состояние и др. В помещениях животноводческих основным источником являются теплопоступления от животных.

В тепловом балансе помещения учитываются только регулярно повторяющиеся теплопоступления, поэтому для определения расчетного теплового потока теплопоступлений необходимо учитывать ряд факторов: степень загрузки и одновременности работы электрооборудования, количество отводимой теплоты системой вентиляции, время нахождения нагретых материалов в помещении и другие параметры.

От людей учитываются только явные тепловыделения, величина которых зависит от интенсивности их физической деятельности, параметров воздуха в рабочей зоне и теплозащитных свойств одежды. Если на одного работающего приходится более 50 м³ объема помещения, то тепловыделения от людей не учитываются.

Нерегулярные теплопоступления в тепловом балансе помещения не учитывают, но для обеспечения энергоэффективности здания в этом случае необходимо предусматривать в помещении терморегулятор, уменьшающий тепловой поток отопительного прибора. К нерегулярным теплопоступлениям относится солнечная радиация, поступающая через окна и покрытия.

Теплопоступления в жилых зданиях учитывают в тепловом балансе помещения в виде общих бытовых тепловыделений, которые принимают для жилой комнаты из расчета 21 Вт на 1 м² ее жилой площади.

Дополнительные затраты теплоты расходуются на нагревание холодных материалов, поступающих в помещение, на нагревание транспортных средств, въезжающих с улицы, на испарение воды в мокрых цехах и др.

Данные затраты включают в тепловой баланс помещения с учетом периодичности и интенсивности необходимого дополнительного теплового потока. Основные исходные данные по расчету затрат теплоты на нагревание холодных материалов задаются технологами.

1.5. Тепловой баланс помещений и здания

Тепловой баланс здания $Q_{\text{зд}}$ рассчитывается по выражениям:

$$Q_{\text{зд}} = \sum Q_4 \quad \text{и} \quad Q_4 = \sum Q + Q_i - Q_h(1 - \eta_l),$$

Для определения расчетных суммарных потерь теплоты отапливаемых помещений Q_4 необходимо предварительно выбрать тип системы отопления, а также уровень и способ регулирования системы отопления, что позволит задаться значением коэффициента η_l .

Тепловая расчетная нагрузка помещения соответствует величине расчетных суммарных потерь теплоты помещения Q_4 .

ПРИМЕР 1.2. Определить тепловые расчетные нагрузки помещений трехэтажного жилого дома, представленного в примере 1.1 на рис. 1.1. Расчетная температура наружного воздуха для холодного периода года $t_{ext} = -25^\circ\text{C}$. Исходными данными приняты результаты расчета примера 1.1. К проектированию задана система водяного отопления с индивидуальными автоматическими терморегуляторами у отопительных приборов, из табл. 1.1 – $\eta_l = 0,80$.

Решение. Расчетную тепловую нагрузку помещений Q_4 определяем по выше приведенному выражению. Расчетные основные и добавочные потери теплоты $\sum Q$ принимаем из примера 1.1. Расход теплоты на нагревание инфильтрующегося наружного воздуха Q_i определяем для жилых помещений (см. раздел 1.4). Бытовые тепловыделения $Q_h = 21F$. Результаты расчета $\sum Q$, Q_i , Q_h , Q_4 записываем в виде табл. 1.3.

Таблица 1.3 Расчет тепловой нагрузки помещений

Номер, на- значение помещения	$t_p,$ $^\circ\text{C}$	Площадь помещения $F, \text{м}^2$	$\sum Q,$ Вт	$Q_i,$ Вт	$Q_h,$ Вт	$Q_h(1 - \eta_l),$ Вт	$Q_4,$ Вт
1	2	3	4	5	6	7	8
109, кухня	20	8,25	650	160	170	35	775
110, жилая	20	14,19	1230	640	300	60	1810
112, жилая	20	7,92	700	360	170	35	1030
113, жилая	20	11,88	1320	540	250	50	1810
114, кухня	18	5,00	430	160	100	20	570
Аналогичным образом выполняется расчет для помещений 101...108 и 114...124. В примере отражен расчет только помещений, показанных на рис. 1.1, т.е. помещений 109...114.							
Итого по 1 этажу			12990	6940	3720	750	19180
Аналогичным образом выполняется расчет для помещений 2-го и 3-го этажей, поэтому приведем только итоговые результаты расчета							
Итого по 2 этажу			9190	6860	3720	750	15300
Итого по 3 этажу			13040	6770	3720	750	19060
Две лестничные клетки			2390×2	–	–	–	4780
Всего по жилому дому			35220	20570	11160	2250	53540

2.3 Лабораторная работа №4, 5 (4 часа).

Тема: «Определение коэффициента водяного отопления».

2.3.1 Цель работы: научиться с помощью методики определять коэффициент водяного отопления.

2.3.2 Задачи работы:

- изучить теоретические аспекты методики;

2. провести испытания прибора;
3. обработать полученные результаты;
4. Оценить погрешности измерений.

2.3.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Нормативные документы: СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий. ГОСТ 8.207—76 ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения. ГОСТ 9736—91 Приборы электрические прямого преобразования для измерения неэлектрических величин. Общие технические требования и методы испытаний.
2. термоэлектрический преобразователь с проводами; потенциометр постоянного тока по ГОСТ 9245, милливольтметр по ГОСТ 8711; термограф по ГОСТ 6416.

2.3.4 Описание (ход) работы:

1 Термины и определения

В настоящем документе применяют следующие термины и определения.

Средняя плотность теплового потока q , Вт/м², — осредненная по площади величина неравномерной плотности теплового потока, проходящего через поверхность ограждающей конструкции.

Приведенный коэффициент теплопередачи ограждающей конструкции K' , Вт/(м²·°C), — величина, численно равная средней плотности теплового потока, проходящего через ограждающую конструкцию при разности наружной и внутренней температур воздуха в один градус Цельсия.

Приведенное сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции R_0' , (м²·°C)/Вт, — величина, обратная приведенному коэффициенту теплопередачи ограждающей конструкции.

2 Общие положения

2.1 Метод определения приведенного коэффициента теплопередачи (или сопротивления) ограждающей конструкции заключается в измерении по площади испытываемого участка температур, °C, внутреннего (t_{int}) и наружного (t_{ext}) воздуха (не менее чем в 100 мм от поверхности конструкции), средней по участку плотности теплового потока q , Вт/м², измеренной по расходу тепловой энергии, выделенной электронагревателем, который размещен в специальном теплоизолированном ящике (далее по тексту — приборе), прижатом к поверхности испытываемого в условиях стационарной (квазистационарной) теплопередачи ограждения, с последующим расчетом термических характеристик по нижеприведенным формулам:

приведенного коэффициента теплопередачи ограждающей конструкции K'

$$K' = q / (t_{int} - t_{ext}); \quad (1)$$

приведенного сопротивления теплопередаче ограждающей конструкции R_0'

$$R_0' = (t_{int} - t_{ext}) / q. \quad (2)$$

2.2 Средняя плотность теплового потока q определяется при достижении стационарного (квазистационарного) температурного режима в системе ограждение — прибор по электрическим характеристикам постоянного тока, проходящего через электронагреватель, при условии равенства (отсутствия перепада) температур на поверхностях стенки прибора.

2.3 Прибор, с помощью которого измеряется средняя плотность теплового потока через испытываемую ограждающую конструкцию, представляет собой открытый с одной стороны теплоизолированный ящик, в полости которого равномерно размещен электронагрева-

тель с регулируемым выделением теплоты. Открытая часть ящика по периметру снабжена уплотнительной прокладкой, через которую ящик прижимается к ограждению. Термоизолированная стенка ящика на поверхностях снабжена группами дифференциальных термопар, по которым устанавливается усредненный температурный перепад на стенках ящика.

3 Метод отбора образцов

3.1 Приведенный коэффициент теплопередачи (или сопротивления) в лабораторных условиях (в климатических камерах) определяют на образцах, которыми являются целые элементы наружных ограждений или фрагменты. При этом имеющиеся стыки и другие виды соединения ограждающих конструкций должны быть выполнены в соответствии с проектным решением.

3.2 Длина и ширина испытываемого образца должны обеспечивать при установке прибора по его периметру свободное поле от края прибора до края фрагмента шириной не менее тройной толщины образца.

3.3 Порядок отбора образцов для испытаний и их число устанавливают в стандартах или технических условиях на конкретные ограждающие конструкции. При отсутствии в этих документах указаний о числе испытываемых образцов отбирают для испытаний не менее двух однотипных образцов.

3.4 Коэффициент теплопередачи (или сопротивления) в натурных условиях определяют на наружных ограждающих конструкциях эксплуатируемых или полностью подготовленных к сдаче в эксплуатацию зданий и сооружений. При этом выбирают участки ограждений согласно 5.5, размеры которых обеспечивают требование 5.2.

3.5 При натурных испытаниях наружных ограждающих конструкций выбирают угловые помещения, стены которых ориентированы на север, северо-восток, северо-запад. Выявление теплотехнически неоднородных участков, предназначенных для проведения измерений, рекомендуется проводить методом термографии согласно ГОСТ 26629.

4 Аппаратура и оборудование

4.1 Для измерения осредненной по площади участка неравномерной плотности теплового потока, проходящего через ограждающую конструкцию, используют прибор, конструкция которого приведена в приложении А.

4.2 Для обеспечения нагрева спирали прибора применяют широкодиапазонный источник постоянного тока. Для измерения силы тока и напряжения в цепи нагрева используют амперметры и вольтметры по ГОСТ 8711.

4.3 Для измерения температур воздуха и поверхностей ограждения и прибора применяют термоэлектрические преобразователи с проводами из сплавов константан, хромель, копель и алюмель по ГОСТ 1790.

4.4 В качестве вторичных измерительных приборов, работающих с термоэлектрическими преобразователями, применяют потенциометры постоянного тока по ГОСТ 9245, милливольтметры по ГОСТ 8711 или ГОСТ 9734.

4.5 Температуру воздуха контролируют с помощью стеклянных термометров расширения по ГОСТ 112. Для непрерывной регистрации температуры воздуха внутри помещения используют термографы по ГОСТ 6414.

4.6 Перечень приборов и оборудования для определения коэффициента теплопередачи неоднородных ограждающих конструкций в лабораторных и натурных условиях приведен в приложении Б.

5 Подготовка к испытаниям

5.1 Для определения приведенного коэффициента теплопередачи (или сопротивления) ограждающих конструкций в лабораторных условиях образец устанавливают в климатическую камеру по ГОСТ 26254, в которой создают для испытываемого ограждения требуемый стационарный температурный режим.

5.2 Измерения в натурных условиях выполняют в период работы системы отопления и при разности температур воздуха снаружи и внутри не менее 12 °С. Для определения приведенного коэффициента теплопередачи (или сопротивления) в натурных условиях используют тот температурный перепад, который установился на ограждающей конструкции вследствие разности температур наружного и внутреннего воздуха. Для поддержания постоянной температуры воздуха внутри помещения используют оборудование по ГОСТ 16617, ГОСТ 17083.

5.3 На выбранном участке ограждающей конструкции располагают первичные преобразователи температур и прибор, прижимаемый открытой стороной к внутренней поверхности этого участка с помощью крепежных устройств.

5.4 Чувствительные элементы термопар для измерения температур воздуха вблизи ограждающей конструкции устанавливают на расстоянии не менее 100 мм от поверхности ограждения. Термопару внутри прибора устанавливают в центре воздушной полости с экранированием от лучистого воздействия нагревателя.

5.5 Свободные концы термопар помещают в термостат с температурой 0 °С. Допускается в качестве термостата использовать сосуд Дьюара. При этом в нем должны быть одновременно пар, вода и лед дистиллированной воды.

5.6 Подключение термопар к переключателю и милливольтметру осуществляется в соответствии со схемой, представленной в ГОСТ 26254. Выводы дифференциальных термопар прибора также подключают к милливольтметру.

5.7 Выводы электронагревателя прибора подключают к источнику постоянного тока. Вольтметр и амперметр подключают в соответствии со схемой на рисунке А.3 приложения А.

5.8 Стеклянные термометры, термографы, датчики регуляторов температуры устанавливают в центре помещения или отсека климатической камеры на высоте 1500мм от пола.

5.9 При испытаниях в климатической камере после проверки готовности оборудования и измерительных средств теплый и холодный отсеки с помощью герметичных дверей изолируют от наружного воздуха. На регулирующей аппаратуре устанавливают заданную температуру в каждом отсеке, включают холодильное и нагревательное оборудование камеры.

6 Проведение испытаний

6.1 Перед включением прибора, установленного на внутренней поверхности испытываемой ограждающей конструкции, убеждаются в наличии стационарного (квазистационарного) температурного режима системы ограждение — прибор. В климатической камере стационарный температурный режим достигается в соответствии с ГОСТ 26254.

6.2 В натурных условиях температуру внутреннего воздуха поддерживают постоянной с помощью регулятора температуры, подключенного к системе отопления. Для проведения измерений, связанных с определением коэффициента теплопередачи, выбирают время суток со стабильным уровнем температуры наружного воздуха в ночное время не менее чем через 1 ч после захода солнца.

6.3 По предварительно установленному расчетному значению термического сопротивления испытываемого ограждения и известным размерам прибора подбирают с помощью источника постоянного тока те значения напряжения и силы тока, подаваемого на нагрева-

тель прибора, которые обеспечивают примерно тот же осредненный тепловой поток, который проходит через ограждающие конструкции на участках, не закрытых прибором.

6.4 После включения нагревателя прибора регулируют напряжение на нагревателе таким образом, чтобы были обеспечены равенства температур на внутренних и наружных поверхностях стенок прибора и температур внутри прибора и снаружи в помещении (с допустимым отклонением $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$). Не ранее чем через 1 ч после достижения равенства указанных температур производят измерения температур воздуха снаружи t_{ext} и внутри помещения t_{int} , температуры воздуха в полости прибора t_c , поверхностной температуры стенок прибора с внутренней t_{ci} и наружной t_{ce} сторон. Измерения повторяют с интервалом 30 мин для конструкций с тепловой инерцией меньше или равной 4 и с интервалом 1 ч 30 мин — для остальных конструкций и не менее пяти раз. Результаты измерений заносят в журнал, форма которого приведена в приложении В.

6.5 Если в ходе измерений температурный режим системы ограждение — прибор не изменился, испытание считается законченным. В противном случае регулированием напряжения на нагревателе следует обеспечить равенство температур согласно 8.4 и провести повторные измерения.

7 Обработка результатов

7.1 Вычисляют среднее арифметическое значение следующих величин: напряжения \bar{V} и силы тока \bar{I} нагревателя, температуры воздуха снаружи \bar{t}_{ext} и внутри \bar{t}_{int} , поверхностей ограждающих конструкций снаружи \bar{t}_{ce} и внутри прибора \bar{t}_{ci} , а также температур поверхностей стенок прибора с внутренней \bar{t}_{ci} и наружной \bar{t}_{ce} сторон.

7.2 Рассчитывают среднюю плотность теплового потока q через ограждающую конструкцию при разности температур ее поверхностей $\bar{t}_{int} - \bar{t}_{ext}$ за вычетом теплового потока, проходящего через стенки прибора, по формуле

$$q = (\bar{V} \cdot \bar{I}) / A_c - (\bar{t}_{ci} - \bar{t}_{ce}) / R_c, \quad (3)$$

где \bar{V} — напряжение постоянного тока на спирали нагревателя, В;

\bar{I} — сила постоянного тока по спирали нагревателя, А;

A_c — площадь открытой части прибора, ограниченной уплотнительной прокладкой, m^2 (определяется размерами применяемого прибора);

\bar{t}_{ce} — средняя температура на наружной поверхности прибора, $^{\circ}\text{C}$;

\bar{t}_{ci} — средняя температура на внутренней поверхности прибора, $^{\circ}\text{C}$;

R_c — термическое сопротивление стенки прибора, $\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$, вычисляемое согласно 7.3.

7.3 Термическое сопротивление стенки прибора включается в его паспорт. Это сопротивление определяется по формуле

$$R_c = d_{inc}/l_{inc} + d_c/l_c, \quad (4)$$

где d_{inc} и d_c — соответственно толщина утеплителя и наружного облицовочного слоя стенки прибора, м;

l_{inc} и l_c — коэффициент теплопроводности соответственно утеплителя и наружного облицовочного слоя стенки прибора, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C})$.

7.4 Рассчитывают теплотехнические характеристики ограждающих конструкций: приведенного коэффициента теплопередачи K' по формуле (1) и приведенного сопротивления теплопередаче R'_0 по формуле (2), подставляя величины, полученные в 7.1 и 7.2.

7.5 Применение метода дает возможность определить среднюю плотность теплового потока при разности средних температур \bar{t}_{int} и \bar{t}_{ext} на ограждающей конструкции при испытаниях:

в климатической камере $\pm 5\%$,
в натурных условиях $\pm 15\%$.

8 Оценка погрешности измерений

Точность определения среднего теплового потока q через ограждающую конструкцию зависит от точности измерений напряжения V и силы тока I нагревателя и разности температур поверхности стенок прибора $Dt_c = t_{ci} - t_{ce}$. Оценку погрешностей измерений выполняют согласно ГОСТ 8.207 для каждого из замеров вышеуказанных величин по приложению Г. Доверительные границы e_q случайной погрешности среднего теплового потока q для каждого из замеров определяют по формуле

$$e_q = \pm \left[(e_V e_I) / A_t + e_{Dt_c} / R_c \right], \quad (5)$$

где e_V , e_I и e_{Dt_c} — соответственно доверительные границы случайной погрешности измерений напряжения V , тока I нагревателя и разности температур Dt_c поверхностей стенок нагревателя, определяемые по приложению Г.

9 Требования безопасности

9.1 При работе с оборудованием климатических камер и при проведении натурных испытаний должны соблюдаться требования безопасности в соответствии с ГОСТ 27570.0.

9.2 Монтаж датчиков на наружной поверхности ограждающей конструкции на этажах выше первого должен проводиться с лоджий, балконов или монтажных средств при соблюдении требований безопасности при работе на высоте.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Конструкция прибора

Прибор представляет собой ящик с одной открытой поверхностью, стенки которого утеплены эффективным теплоизоляционным материалом, облицованым внутри отражающим излучение материалом. В зависимости от испытываемой конструкции выбирают размер ящика прибора. Конструкции прибора размером 1,0'1,0 м и 0,5'0,5 м приведены на рисунках А.1 и А.2.

Ящик изготавливают из листового материала. Изнутри стенки утепляют минеральной ватой 12, которую закрывают снаружи листовым отражающим материалом 2: толстой алюминиевой фольгой или жестью с зеркальным покрытием. По периметру ящика на торце боковых стенок 1 крепят резиновый уплотнитель 3. На поверхностях отражателя и задней стенки ящика 13 крепят спай 11 батарей дифференциальных термопар, схема соединения которых приведена на рисунке А.3. Для подключения к измерительному прибору батарея термопар снабжена клеммами 10.

В полости прибора, образованной отражателем 2, крепят спираль нагрева 5 из никромовой проволоки через трубчатые керамические изоляторы 8 к пружинам 6, фиксируемым на боковых стенках ящика с помощью крепежных элементов 7. На концах спирали закреплены изоляторы 4, через которые подключают провода ввода электропитания нагревателя, клеммы 9 которых располагают на боковой стенке ящика.

Выбор проволоки и ее длины для нагревателя прибора, подключенного к источнику постоянного тока, осуществляют в следующем порядке.

Диапазон сопротивления теплопередаче R_0 наиболее распространенных ограждений — 0,5-4,5 м²·°С/Вт.

Исходя из габаритов прибора устанавливают диапазон необходимой мощности нагрева P , Вт, по формуле

$$P = [(t_{int} - t_{ext})/R_0]A_c, \quad (\text{A.1})$$

где t_{int} — температура воздуха с теплой стороны испытуемой конструкции (внутреннего воздуха), °С, ожидаемая в период испытаний;

t_{ext} — температура воздуха с холодной стороны испытуемой конструкции (наружного воздуха), °С, ожидаемая в период испытаний;

A_c — площадь прибора, ограниченная уплотнительной прокладкой, прижимаемой к испытуемой конструкции, м².

По паспортным данным источника постоянного тока выявляют диапазоны создаваемого напряжения V , В, и силы тока I , А. Например, для широкодиапазонного источника постоянного тока $V = 0 - 30$ В; $I = 0 - 1$ А.

По установленному диапазону мощности нагрева P подбирают сочетания V и I , используя формулу

$$P = V \cdot I \quad (\text{A.2})$$

таким образом, чтобы они обеспечивались возможностями выбранного источника постоянного тока.

По справочным данным устанавливают следующие характеристики принятой проволоки: диаметр сечения d , мм; удельное электрическое сопротивление r , Ом·мм²/м.

Длину принятой проволоки l , м, определяют по формуле

$$l = (P \cdot d^2 \cdot W) / 4r, \quad (\text{A.3})$$

где W — необходимое электрическое сопротивление проволоки, Ом, определяемое по формуле

$$W = V/I, \quad (\text{A.4})$$

где V и I — соответственно напряжение, В, и сила тока, А, создаваемые на нагревателе с помощью источника постоянного тока.

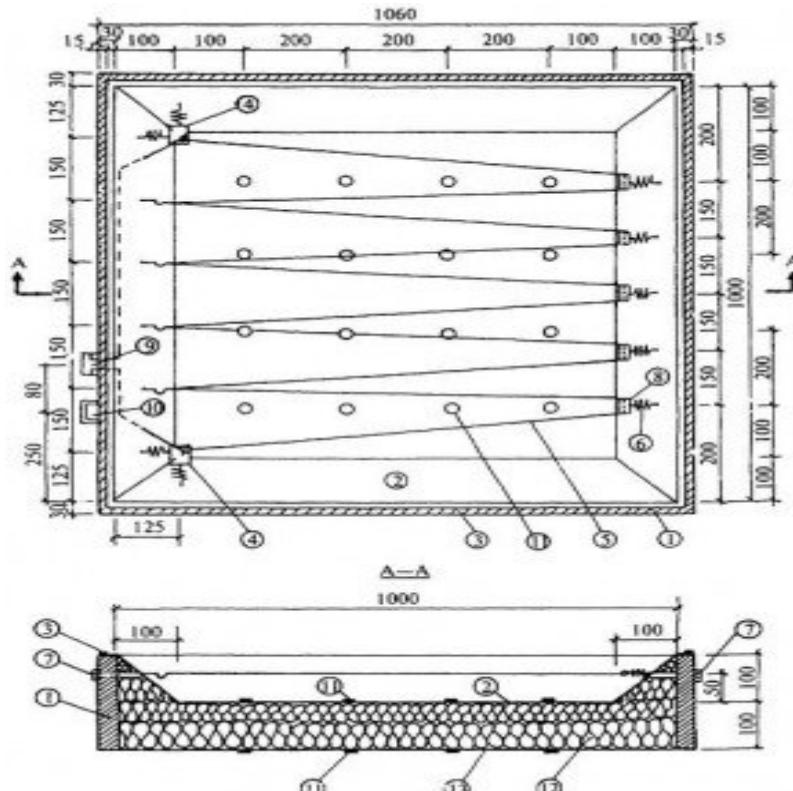


Рисунок А.1 — Конструкция прибора площадью 1 m^2

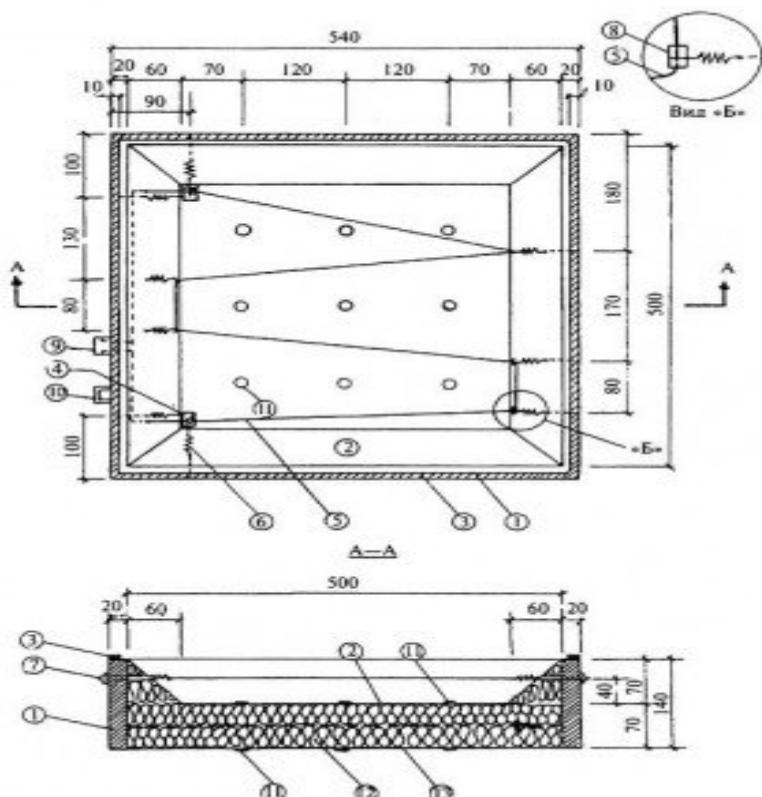
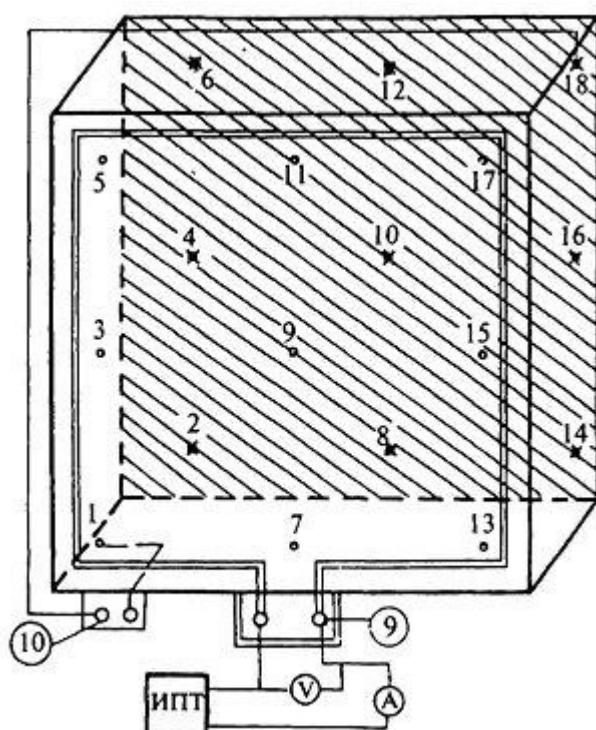
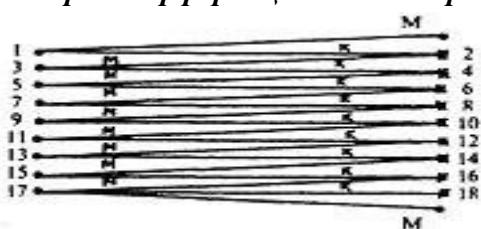


Рисунок А.2 — Конструкция прибора площадью 0,25 m^2



Батарея дифференциальных термопар



Условные обозначения:

Примечание — После сварки термопары батареи разводятся по лицевой и обратной стороне и закрепляются на поверхностях в соответствии с их нумерацией.

Рисунок А.3 — Схема подключения нагревателя прибора к источнику тока и размещение батареи дифференциальных термопар

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(рекомендуемое)

Журнал записи измеряемых параметров при определении приведенного коэффициента теплопередачи (или сопротивления) ограждающей конструкции

Вычисление доверительных границ погрешности измерений

Г.1 Вычисляют среднее арифметическое значение при N измерениях следующих величин: \bar{V} , \bar{I} и $\bar{\Delta\tau}_c$.

Г.2 Вычисляют средние квадратические отклонения следующих величин по формулам для:

напряжения постоянного тока на нагревателе

$$S(V) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (V_i - \bar{V})^2}{[N(N-1)]}}; \quad (\Gamma.1)$$

силы постоянного тока через нагреватель

$$S(I) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (I_i - \bar{I})^2}{[N(N-1)]}}; \quad (\Gamma.2)$$

разностей температур поверхностей стенок прибора

$$S(\Delta\tau_c) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\Delta\tau_c^i - \bar{\Delta\tau}_c)^2}{[N(N-1)]}}. \quad (\Gamma.3)$$

Г.3 Находят доверительные границы e (без учета знака) случайной погрешности измерений следующих величин по формулам: напряжений постоянного тока на нагревателе

$$e_V = tS(V); \quad (\Gamma.4)$$

силы постоянного тока через нагреватель

$$e_I = tS(I); \quad (\Gamma.5)$$

разностей температур поверхностей стенок прибора

$$e_{\Delta\tau_c} = tS(\Delta\tau_c), \quad (\Gamma.6)$$

где t — коэффициент Стьюдента при доверительной вероятности 0,95 и числа замеров N , определяют по ГОСТ 8.207; для 5 измерений $t = 2,571$.

Ключевые слова: метод определения приведенного коэффициента (сопротивления) теплопередачи, здания жилые, помещения, сооружения, конструкции ограждающие, конструкции термически неоднородные

2.4 Лабораторная работа №6, 7 (4 часа).

Тема: «Определение расчетных расходов горячей воды и теплоты»

2.4.1 Цель работы: с помощью специальной методики научиться определять расчетные расходы горячей воды и теплоты.

2.4.2 Задачи работы:

1. рассчитать секундный расход общей, горячей и холодной воды;
2. рассчитать средний часовой расход воды;
3. построить интегральный график потребления и подачи воды.

2.4.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Методические указания к лабораторной работе.

2.4.4 Описание (ход) работы:

Системы холодного, горячего водоснабжения и канализации должны обеспечивать подачу воды и отведение сточных вод (расход), соответствующие расчетному числу водопотребителей или установленных санитарно-технических приборов.

2. Секундный расход воды q_0 , л/с, водоразборной арматурой (прибором), отнесенный к одному прибору, следует определять:

- отдельным прибором - согласно обязательному приложению 2;
- различными приборами, обслуживающими одинаковых водопотребителей на участка тупиковой сети, - согласно обязательному приложению 3;
- различными приборами, обслуживающими разных водопотребителей, - по формуле

$$q_0 = \frac{\sum_i^i N_i \times P_i \times q_{0i}}{\sum_i^i N_i \times P_i}$$

где P_i - вероятность действия санитарно-технических приборов, определенная для каждой группы водопотребителей согласно п. 3.4.

q_{0i} - секундный расход воды (общий, горячей, холодной), л/с, водоразборной арматурой (прибором), принимаемый согласно обязательному приложению 3, для каждой группы водопотребителей.

Примечания: 1. При устройстве кольцевой сети расход воды q_0 следует определять для сети в целом и принимать одинаковым для всех участков.

2. В жилых и общественных зданиях и сооружениях, по которым отсутствуют сведения о расходах воды и технических характеристиках санитарно-технических приборов, допускается принимать:

$$\begin{aligned} q_0^{wt} &= 0,3 \text{ л/с;} \\ q_0^h &= q_0^f = 0,2 \text{ л/с;} \end{aligned}$$

3. Максимальный секундный расход воды на расчетном участке сети q , л/с, следует определять по формуле 2:

$$q = 5 \times q_0 \times \alpha$$

где q_0 - секундный расход воды, величину которого следует определять согласно п. 2;

α - коэффициент, определяемый согласно рекомендуемому приложению 4 в зависимости от общего числа приборов N на расчетном участке сети и вероятности их действия P , вычисляемой согласно п. 4. При этом табл. 1 рекомендуемого приложения 4 надлежит руководствоваться при $P > 0,1$ и $N \leq 200$; при других значениях P и N коэффициент α следует принимать по табл. 2 рекомендуемого приложения 4.

При известных расчетных величинах P , N и значениях $q_0 = 0,1; 0,14; 0,2; 0,3$ л/с для вычисления максимального секундного расхода воды допускается пользоваться номограммами 1-4 рекомендуемого приложения 4.

Примечания: 1. Расход воды на концевых участках сети следует принимать по расчету, но не менее максимального секундного расхода воды одним из установленных санитарно-технических приборов.

2. Расход воды на технологические нужды промышленных предприятий следует определять как сумму расхода воды технологическим оборудованием при условии совпадения работы оборудования по времени.

3. Для вспомогательных зданий промышленных предприятий значение q допускается определять как сумму расхода воды на бытовые нужды по формуле (2) и душевые нужды - по числу установленных душевых сеток по обязательному приложению 2.

4. Вероятность действия санитарно-технических приборов P на участках сети надлежит определять по формулам:

а) при одинаковых водопотребителях в здании (зданиях) или сооружении (сооружениях) без учета изменения соотношения U/N . Формула 3:

$$P = \frac{q_{kr} \times U}{q_0 \times N \times 3600}$$

б) при отличающихся группах водопотребителей в здании (зданиях) или сооружении (сооружениях) различного назначения. Формула 4:

$$P_{\sum i} = \frac{\sum_i^i N_i \times P_i}{\sum_i^i N_i}$$

Примечания: 1. При отсутствии данных о числе санитарно-технических приборов в зданиях или сооружениях значение P допускается определять по формулам (3) и (4), принимая $N = 0$.

2. При нескольких группах водопотребителей, для которых периоды наибольшего потребления воды не будут совпадать по времени суток, вероятность действия приборов для системы в целом допускается вычислять по формулам (3) и (4) с учетом понижающих коэффициентов, определяемых при эксплуатации аналогичных систем.

5. Максимальный секундный расход сточных вод q^s , л/с, следует определять:

а) при общем максимальном секундном расходе воды $q^{tot} \leq 8$ л/с в сетях холодного и горячего водоснабжения, обслуживающих группу приборов, по формуле 5:

$$q^s = q^{tot} + q_0^s$$

б) в других случаях $q^s = q^{tot}$.

6. Часовой расход воды санитарно-техническим прибором $q_{0,hr}$ л/ч, надлежит определять:

а) при одинаковых водопотребителях в здании (зданиях) или сооружении (сооружениях) согласно обязательному приложению 3;

б) при отличающихся водопотребителях в здании (зданиях) или сооружении (сооружениях) - по формуле

$$q_{0,hr} = \frac{\sum_i^i N_i \times P_{kr,i} \times q_{0,hr,i}}{\sum_i^i N_i \times P_{kr,i}}$$

Примечание. В жилых и общественных зданиях (сооружениях), по которым отсутствуют сведения о числе и технических характеристиках санитарно-технических приборов, допускается принимать:

$$q_{0,hr}^{tot} = 300 \text{ л/ч};$$

$$q_{0,hr}^k = q_{0,hr}^f = 200 \text{ л/ч};$$

7. Вероятность использования санитарно-технических приборов P_{hr} для системы в целом следует определять по формуле 7:

$$P_{hr} = \frac{3600 \times P \times q_0}{q_{0,hr}}$$

8. Максимальный часовой расход воды q_{hr} м³/ч, следует определять по формуле 8:

$$q_{hr} = 0,005 \times q_{0,hr} \times \alpha_{hr}$$

где α_{hr} - коэффициент, определяемый согласно рекомендуемому приложению 4 в зависимости от общего числа приборов N , обслуживаемых проектируемой системой, и вероятности их использования P_{hr} , вычисляемой согласно п. 7. При этом табл. 1 рекомендуемого приложения 4 надлежит руководствоваться при $P_{hr} > 0,1$ и $N \leq 200$, при других значениях P_{hr} и N коэффициент α_{hr} следует принимать по табл. 2 рекомендуемого приложения 4.

Примечание. Для вспомогательных зданий промышленных предприятий значение q_{hr} допускается определять как сумму расходов воды на пользование душами и хозяйствственно-питьевые нужды, принимаемых по обязательному приложению 3 по числу водопотребителей в наиболее многочисленной смене.

9. Средний часовой расход воды q_T м³/ч, за период (сутки, смена) максимального водопотребления T , ч, надлежит определять по формуле 9:

$$q_T = \frac{\sum_{i=1}^I q_{st,i} \times U_i}{1000 \times T}$$

10. При проектировании непосредственного водоразбора из трубопроводов тепловой сети на нужды горячего водоснабжения среднюю температуру горячей воды в водоразборных стояках надлежит поддерживать равной 65 °C, а нормы расхода горячей воды принимать согласно обязательному приложению 3 с коэффициентом 0,85, при этом общее количество потребляемой воды не изменять.

11. Максимальный часовой расход сточных вод следует принимать равным расчетным расходам, определяемым согласно п. 8.

12. Суточный расход воды следует определять суммированием расхода воды всеми потребителями с учетом расхода воды на поливку. Суточный расход стоков необходимо принимать равным водопотреблению без учета расхода воды на поливку.

13. Тепловой поток Q_T^h (Q_{hr}^h) кВт, за период (сутки, смена) максимального водопотребления на нужды горячего водоснабжения (с учетом теплопотерь) следует вычислять по формулам:

а) в течение среднего часа

$$Q_T^h = 1,16 \times q_T^h \times (55 - t') + Q^{ht}$$

б) в течение часа максимального потребления

$$Q_{hr}^h = 1,16 \times q_{hr}^h \times (55 - t') + Q^{ht}$$

Интегральный график потребления и подачи теплоты



2.5 Лабораторная работа №8, 9 (4 часа).

Тема: «Гидравлический расчет подающих теплопроводов системы горячего водоснабжения»

2.5.1 Цель работы: изучить и освоить методику гидравлического расчета системы водяного отопления.

2.5.2 Задачи работы:

1. рассмотреть последовательность гидравлического расчета системы отопления и подбора регулирующих клапанов;
2. изучить методы гидравлического расчета трубопроводов;
3. провести гидравлический расчет однотрубной системы водяного отопления методом характеристик сопротивления.

2.5.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Методические указания к лабораторной работе.

2.5.4 Описание (ход) работы:

1. Исходные данные

Исходными данными к гидравлическому расчету являются: результаты расчета теплового баланса помещений и здания; расчетные параметры теплоносителя t_e и $t_o, ^\circ\text{C}$; схема проектируемой системы отопления; принципиальные решения узлов системы отопления; типы принятых к установке отопительных приборов и способ их присоединения к системе отопления; схема теплового узла; гидравлические характеристики оборудования теплового узла (теплообменника, фильтров, регулирующих клапанов, запорной арматуры и др.), необходимые для определения гидравлического сопротивления расчетных циркуляционных колец системы отопления.

При местном теплоснабжении от индивидуальной котельной (или топочной) предварительно необходимо подобрать котлы, выявить расчетный гидравлический режим их работы, а также требуемые характеристики регулирующих клапанов и фильтров, составить схему теплопроводов котельной. При использовании гидравлического разделителя достаточно знать только его сопротивление, состоящее из суммы потерь на местные сопротивления внезапного сужения и расширения, а также характеристики тех регулирующих клапанов и фильтров теплового пункта, которые входят в расчетное циркуляционное кольцо системы отопления.

При зависимой схеме присоединения системы отопления к тепловым сетям централизованного теплоснабжения необходимо предварительно выбрать тип узла смешения, выполнить схему теплового узла, подобрать его оборудование и выявить гидравлические характеристики всех элементов.

При независимой схеме присоединения системы отопления к тепловым сетям централизованного теплоснабжения предварительно необходимо выполнить схему теплового узла и подобрать основные элементы оборудования, для которых выявить их гидравлические характеристики, а также подобрать теплообменник для определения его гидравлического сопротивления. Применяют гладкотрубные, спиральнотрубные, пластиинчатые скоростные теплообменники производства отечественных и зарубежных фирм. Фирмы-производители теплообменников сопровождают свою продукцию соответствующим программным обеспечением для подбора теплообменника и определения его тепловых и гидравлических характеристик.

Исходными сведениями для заполнения базы данных программы подбора теплообменника, как правило, являются: расчетная тепловая мощность теплообменника, равная расчетной мощности системы отопления $\sum Q_i$; расчетные температуры первичного теплоносителя T_2 и T_o , °C; расчетные температуры вторичного теплоносителя (системы отопления) t_2 и t_o , °C; располагаемый перепад давления на вводе тепловых сетей в тепловой пункт здания Δp_{mc} , МПа или бар. Последний параметр является контрольным при выборе варианта теплообменника, т.к. суммарные потери давления циркуляционного кольца первичного теплоносителя – на вводе тепловых сетей (теплообменника Δp_{mo} , расходомера счетчика теплоты, регулятора перепада давления или регулятора давления, фильтров, арматуры и трубопроводов) должны быть на 5...10% меньше располагаемого перепада Δp_{mc} .

2. Основные принципы и последовательность гидравлического расчета системы отопления и подбора регулирующих клапанов

Целью гидравлического расчета при условии использования располагаемого перепада давления на вводе и обеспечения бесшумности работы системы отопления является: определение диаметров участков системы отопления; подбор регулирующих клапанов, устанавливаемых на ветках, стояках и подводках отопительных приборов; подбор перепускных, разделительных и смесительных клапанов; подбор балансовых клапанов и определение устанавливаемых при пуске системы гидравлических параметров этих клапанов; подбор типа и типоразмера циркуляционных насосов.

Прежде, чем приступить к гидравлическому расчету, необходимо на схеме системы отопления указать расчетную тепловую нагрузку отопительных приборов, равную тепловой расчетной нагрузке помещения Q_4 , которую при наличии двух и более отопительных приборов в помещении необходимо разделить между ними.

Затем следует выбрать основное циркуляционное кольцо. Циркуляционное кольцо представляет собой замкнутый контур последовательных участков системы отопления. В однотрубной системе отопления количество циркуляционных колец равно числу стояков или горизонтальных веток, а в двухтрубной – количеству отопительных приборов. Из них в качестве основного расчетного циркуляционного кольца принимают:

- в системах с попутным движением теплоносителя в магистральных теплопроводах: для однотрубных систем – кольцо через наиболее нагруженный стояк, для двухтрубных систем – кольцо через нижний отопительный прибор наиболее нагруженного стояка. Затем выполняется расчет циркуляционных колец через крайние стояки (ближний и дальний);

- в системах с тупиковым движением теплоносителя в магистральных теплопроводах: для однотрубных систем – кольцо через наиболее нагруженный из самых удаленных стояков,

для двухтрубных систем – кольцо через нижний отопительный прибор наиболее нагруженного из

самых удаленных стояков. Затем выполняется расчет остальных циркуляционных колец;

- в горизонтальных системах отопления – кольцо через ветвь нижнего этажа здания.

Следует выбрать одно из двух направлений гидравлического расчета основного циркуляционного кольца.

Первое направление расчета основного циркуляционного кольца выполняется по задаваемой оптимальной скорости движения теплоносителя на каждом участке циркуляционного кольца с последующим определением потери давления в нем и подбором циркуляционного насоса, напор которого обеспечивает преодоление этих потерь. Скорость теплоносителя в горизонтально проложенных трубах следует принимать не ниже 0,25 м/с для удаления воздуха из них. Рекомендуется принимать оптимальную расчетную скорость движения теплоносителя до 0,5...0,7 м/с, но не более максимально допустимой для бесшумности работы системы [4, Приложение П]. Расчет остальных циркуляционных колец проводится на основании результатов расчета основного кольца путем определения располагаемого давления в них и подбора диаметров по ориентировочной величине удельных потерь давления R_{cp} (методом удельных потерь давления) либо по величине удельной характеристики сопротивления $S_{y\partial}$ [5, табл. 10.7], определяемой по [5, форм.(10.43)]. По такому принципу проводится расчет для систем с местным теплоснабжением, для систем при независимом присоединении к тепловым сетям, для систем при зависимом присоединении к тепловым сетям, но недостаточном располагаемом давлении на вводе тепловых сетей (кроме узлов смешения с элеватором). Требуемый напор циркуляционного насоса p_n , Па, необходимый для подбора типоразмера циркуляционного насоса, следует определять в зависимости от вида системы отопления:

- для вертикальных однотрубных и бифилярных систем по формуле:

$$p_n = \Delta p_{c.o} - p_e$$

- для горизонтальных однотрубных и бифилярных, двухтрубных систем по формуле:

$$p_n = \Delta p_{c.o} - 0,4 \cdot p_e,$$

где $\Delta p_{c.o}$ – потери давления в основном расчетном циркуляционном кольце, Па;

p_e – естественное циркуляционное давление, возникающее вследствие охлаждения воды в отопительных приборах и трубах циркуляционного кольца, Па.

Второе направление расчета основного циркуляционного кольца проводится по задаваемой величине располагаемого расчетного циркуляционного давления системы отопления. В данном случае диаметры участков всех циркуляционных колец назначаются по ориентировочной величине удельных потерь давления R_{cp} (методом удельных потерь давления)

либо по величине удельной характеристики сопротивления $S_{y\partial}$ [5, табл. 10.7], определяемой по [5, форм.(10.43)]. По такому принципу проводится расчет для систем отопления с естественной циркуляцией, для систем отопления при зависимом присоединении к тепловым сетям: со смешением в элеваторе; при достаточном располагаемом давлении на вводе тепловых сетей со смесительным насосом на перемычке; без смешения при достаточном располагаемом давлении на вводе тепловых сетей.

В этом случае в качестве исходного параметра необходимо определить величину располагаемого циркуляционного перепада давления Δp_p , которое в системах с естественной циркуляцией равно

$$\Delta p_p = p_e,$$

а в насосных системах определяется в зависимости от вида системы отопления:

- для вертикальных однотрубных и бифилярных систем по формуле:

$$\Delta p_p = p_h + p_e,$$

- для горизонтальных однотрубных и бифилярных, двухтрубных систем по формуле:

$$\Delta p_p = p_h + 0,4 \cdot p_e,$$

Рекомендуется следующая последовательность выполнения расчета основного циркуляционного кольца:

1) Кольцо разбивают на последовательные участки. Участком называют часть трубопровода циркуляционного кольца постоянного диаметра с постоянным расходом теплоносителя. Участки нумеруют, определяют их длину с точностью 0,1 м, вычисляют расчетную тепловую нагрузку участков Q_i , вычисляют расчетный расход теплоносителя G в расчетном участке.

2) Если выбрано первое направление расчета, то диаметры участков подбираются, задавшись оптимальной скоростью движения теплоносителя, с помощью таблиц гидравлического расчета [5, Приложение II].

3) Если выбрано второе направление расчета, то при использовании метода удельных потерь давления диаметры участков подбираются на основании расчетного расхода G на участке и ориентировочной величине удельных потерь давления R_{cp} по таблицам гидравлического расчета [5, Приложение II]. При этом величина R_{cp} является одинаковой для всех участков расчетного кольца. При использовании метода характеристик сопротивления диаметры участков подбираются по величине удельной характеристики сопротивления $S_{y\theta}$ [5, табл. 10.7], определяемой по [5, формула (10.43)] для каждого участка.

4) Определяют потери давления на отдельных участках $\Delta p_{y\theta}$ основного циркуляционного кольца и суммарные потери $\Delta p_{c.o}$ в нем по формуле:

$$\Delta p_{c.o} = \sum \Delta p_{oborud} + \sum \Delta p_{y\theta} + \Delta p_{reg.y\theta},$$

где $\sum \Delta p_{oborud}$ – сумма потерь давления в котле (теплообменнике), регулирующих клапанах теплового узла (в открытом состоянии), расходомерах теплового узла и др. оборудования, Па;

$\sum \Delta p_{y\theta}$ – сумма потерь давления в последовательных расчетных участках расчетного циркуляционного кольца, Па;

$\Delta p_{reg.y\theta}$ – потери давления на «регулируемом участке» расчетного циркуляционного кольца, Па.

«Регулируемым участком» является участок, на котором изменяется (регулируется) расход теплоносителя в циркуляционном кольце с помощью дросселирующих клапанов (балансовых, терmostатических, регулирующих и др.). В двухтрубных системах отопления таким участком является отопительный прибор с подводками и арматурой и т.п. В однотрубных системах отопления в качестве такого участка может рассматриваться стояк (или однотрубная ветвь горизонтальной системы отопления), если на нем предусматривается установка балансового клапана. Потери давления в стояках должны составлять не менее 70...80% для ближнего стояка и 60% для удаленного стояка от общих потерь давления в циркуляционном кольце за вычетом оборудования теплового пункта и трубопроводов участков, общих

для всех циркуляционных колец. Потери давления на «регулируемом участке», $(\Delta p_{reg,уч})$ Па, расчетного циркуляционного кольца определяются по формуле:

$$\Delta p_{reg,уч} = \Delta p'_{reg,уч} + (\sum \Delta p_{кл})_{reg,уч},$$

где $\Delta p'_{reg,уч}$ – потеря давления в трубопроводе «регулируемого участка», Па;

$\Delta p_{кл}$ – расчетная потеря давления в клапане (термостатическом, балансовом и др.), Па.

Выбор типоразмера дросселирующего (регулирующего) клапана следует производить по величине его пропускной способности k_v , м³/ч. Величина k_v выражает объемный расход протекающей через клапан воды плотностью 1000 кг/м³ при создании перепада давления на клапане 1 бар (100 кПа или 0,1 МПа) и является технической характеристикой клапана, по которой производится выбор клапана. Значение k_v запорных клапанов в открытом состоянии, смесительных и разделительных клапанов в открытом состоянии, фильтров, термостатических клапанов в максимально открытом регулирующем положении приводится в справочных и паспортных данных, а также в виде расчетных номограмм.

Потеря давления $\Delta p_{кл}$, Па, в универсальном термостатическом клапане, в разделительном или смесительном клапане, фильтре, в запорном клапане в открытом состоянии и др. определяется по таблицам гидравлической настройки, по номограмме клапана или по формуле:

$$\Delta p_{кл} = 0,1 \left(\frac{G}{k_v} \right)^2,$$

где G – расчетный расход теплоносителя на участке, кг/ч.

Расчетное требуемое значение пропускной способности k_v , м³/ч, балансовых и т.п. клапанов следует определять по формуле:

$$k_v \approx \frac{G}{\sqrt{10 \cdot \Delta p_{кл}}}$$

Полученное по этому выражению значение k_v уже является достаточным проектным решением без последующего подбора типоразмера клапана, но если по проектному заданию известна фирма-поставщик, то с помощью номограммы определяется значение и гидравлической настройки клапана, устанавливаемое при пусковой наладке системы отопления.

Суммарную потерю давления дросселирующих устройств $(\sum \Delta p_{кл})_{reg,уч}$ «регулируемого участка» основного циркуляционного кольца рекомендуется задавать в размерах (0,3...0,5) $\Delta p_{reg,уч}$. Для всех остальных циркуляционных колец значения $(\sum \Delta p_{кл})_{reg,уч}$ вычисляются при гидравлической увязке параллельных колец после определения располагаемого давления в них и составляют как правило (0,5...0,8) $\Delta p_{reg,уч}$.

Суммарные расчетные потери давления основного циркуляционного кольца могут быть меньше располагаемого циркуляционного перепада давления не более чем на 5... 10%.

3. Методы гидравлического расчета трубопроводов

Для гидравлического расчета трубопроводов систем отопления применяют два основных метода гидравлического расчета: метод удельных потерь давления и метод характеристик сопротивлений.

Метод удельных потерь давления применяется для расчета систем с естественной циркуляцией, для двухтрубных систем, для нетиповых однотрубных систем с использованием медных и пластиковых труб.

Потери давления на участке Δp_{yu} расчетного циркуляционного кольца определяются суммой потерь давления на преодоление сил трения и инерции по формуле:

$$\Delta p_{yu} = l_{yu} \cdot R + Z = l_{yu} \cdot R + p_o \cdot \sum \zeta,$$

где l_{yu} – длина участка, м;

R – удельная потеря давления на трение, Па/м [5, Приложение II – для стальных труб];

p_o – динамическое давление, Па [5, Приложение II];

$\sum \zeta$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений [5, Приложение II].

Значения R следует определять по справочным приложениям производителей. Местное сопротивление, находящееся между смежными расчетными участками (тройник, крестовина), относят к участку с меньшим расходом воды.

Метод характеристик сопротивлений отражает гидравлический режим только в зоне квадратичного турбулентного течения жидкости, поэтому его нельзя применять для расчета систем отопления с естественной циркуляцией. По этому методу потеря давления на участке трубопровода, в узле, в стояке, в ветке, в системе отопления может определяться по формулам:

$$\Delta p_{yu} = S_{yu} G_{yu}^2, \quad \Delta p_{yz} = S_{yz} G_{yz}^2, \quad \Delta p_{cm} = S_{cm} G_{cm}^2, \quad \Delta p_{co} = S_{co} G_{co}^2$$

где G_{yu} , G_{yz} , G_{cm} , G_{co} – соответственно расход воды в участке трубопровода, в узле, в стояке, в системе отопления, кг/ч;

S_{yu} , S_{yz} , S_{cm} , S_{co} – соответственно характеристика сопротивления участка трубопровода, узла, стояка, системы отопления, Па/(кг/ч)².

В отечественной отопительной практике наибольшее распространение получили однотрубные системы отопления, в которых стояк или горизонтальная ветвь представляет собой ряд последовательно соединенных узлов обвязки отопительных приборов с постоянным расходом теплоносителя в них. Такой стояк (или ветвь) обычно рассматривают как единый участок, характеристика сопротивления которого равна сумме характеристик сопротивления составляющих его последовательных узлов $S_{cm} = \sum S_{yz}$. Величина S_{yz} каждого вида узла зависит от его геометрической конфигурации, диаметров и вида применяемых в нем труб. Для унифицированных узлов, распространенных в практике проектирования и монтажа однотрубных систем из стальных труб, приводятся справочные значения S_{yz} в [5, табл. 10.18...10.20]. Для нетиповых узлов S_{yz} можно вычислить по соответствующим методикам [1,2,5]. Например, для участка трубопровода значение S_{yu} можно вычислить по формуле:

$$S_{yu} = A \left(\ell_{yu} \frac{\lambda}{d} + \sum \zeta \right) = A \zeta_{np},$$

где A и λ/d – соответственно удельное динамическое давление, Па/(кг/ч)², и приведенный коэффициент трения, м⁻¹, указанные для стальных труб в табл. 10.7 [5];

l_{yu} – длина участка, м;

$\sum \zeta$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений.

4. Гидравлический расчет однотрубной системы водяного отопления методом характеристик сопротивления. Определение характеристик и подбор балансовых клапанов

При гидравлическом расчете однотрубных систем отопления необходимо учитывать следующие рекомендации:

- потери давления в стояках должны составлять не менее 70% общих потерь давления в циркуляционном кольце за вычетом потерь давления оборудования теплового узла;

- рекомендуется применять верхнюю разводку магистральных теплопроводов, при которой обеспечивается движение воды к отопительному прибору «сверху-вниз»;

- для устойчивой работы П-образных стояков в опускной его части (при движении воды «снизу-вверх») расход воды в нем должен быть более минимально допустимого значения, определяемого по [5, табл. 10.10];

- для многоэтажных зданий при нижней разводке магистральных теплопроводов рекомендуется применять П-образные стояки с транзитным подъемным участком и отопительным опускным, а также Т-образные стояки с транзитным подъемным участком и двумя отопительными опускными;

- стояк проектируется неизменного диаметра с использованием последовательно соединенных унифицированных узлов, при расчете стояк рассматривают как один участок;

- расчет рекомендуется проводить при одинаковых (постоянных) или различных (переменных) перепадах температуры воды в стояках методом характеристик сопротивления.

Рассмотрим на примере порядок и последовательность расчета. Для расчета приняты исходные данные предыдущих примеров 1.1... 1.2.

ПРИМЕР 4.1. В качестве примера выполним гидравлический расчет однотрубной вертикальной тупиковой системы водяного отопления с централизованным теплоснабжением от тепловых сетей при независимой схеме присоединения системы отопления к ним. Заданы следующие расчетные параметры тепловых сетей и системы отопления: $T_e = 120^\circ\text{C}$, $T_o = 70^\circ\text{C}$, $t_e = 85^\circ\text{C}$, $t_o = 65^\circ\text{C}$. Тепловые нагрузки помещений Q_4 и здания $Q_{зд} = 53540 \text{ Вт}$ принимаем из табл. 1.2. Следует помнить исходное, заданное в примере 1.1 условие индивидуального регулирования в системе отопления ($\eta_l = 0,8$), что соответствующим образом отразилось на величине расчетных тепловых нагрузок помещений и здания.

Определяем расчетную мощность системы отопления:

$$\Sigma Q_t = 53540 / 0,93 = 57570 \text{ Вт.}$$

Затем на планах и разрезах этажей, подвала и чердака (рис. 4.1... 4.3) указываем в условных обозначениях отопительные приборы, стояки, магистральные теплопроводы, трубопроводы ввода тепловых сетей в тепловой пункт и трубопроводы ввода системы отопления в тепловой пункт. На

планах и разрезах теплового пункта (в примере не показаны) указываем местоположение основного оборудования с привязкой его размерными линиями к осям или стенам теплового пункта.

На основании указанных выше чертежей выполняем аксонометрические (в данном случае в косоугольной диметрии) схемы системы отопления (рис. 4.4, 4.5). На схеме системы отопления распределяем тепловые нагрузки помещений Q_4 по отопительным приборам в виде нагрузки отопительного прибора, суммируем по стоякам и указываем на схеме.

Определяем основное расчетное циркуляционное кольцо – через наиболее нагруженный из удаленных стояков наиболее нагруженной ветки системы, т.е. через стояк №24 ветки Б. Разбиваем основное циркуляционное кольцо на расчетные последовательные участки, нумеруем их и указываем на схеме. Определяем их длины $l_{y\prime\prime}$ и тепловые нагрузки Q_t . Выполняем расчет тепловых нагрузок участков, начиная от Ст.24 и суммируя с нарастающим итогом в сторону теплового пункта. Например, для участков № 13 и № 13' $Q_t = 1,05 \cdot 3030 = 3180 \text{ Вт.}$

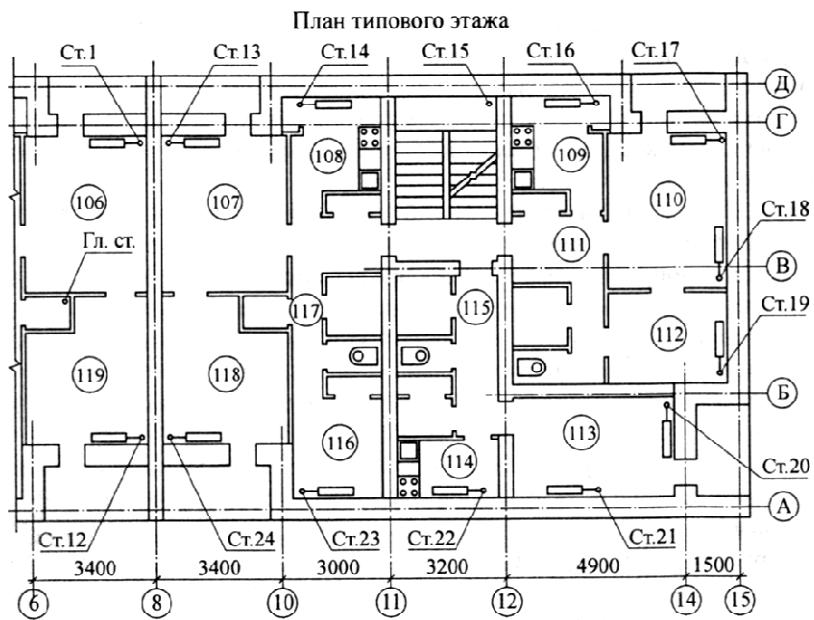


Рис. 1. План типового этажа с указанием отопительных приборов и стояков системы отопления

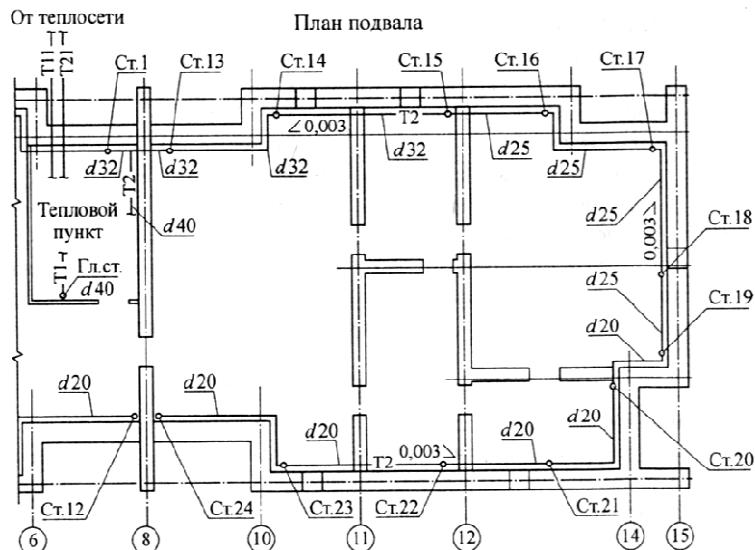


Рис. 3. План чердака с указанием стояков, подающей магистрали системы отопления, воздухосборников

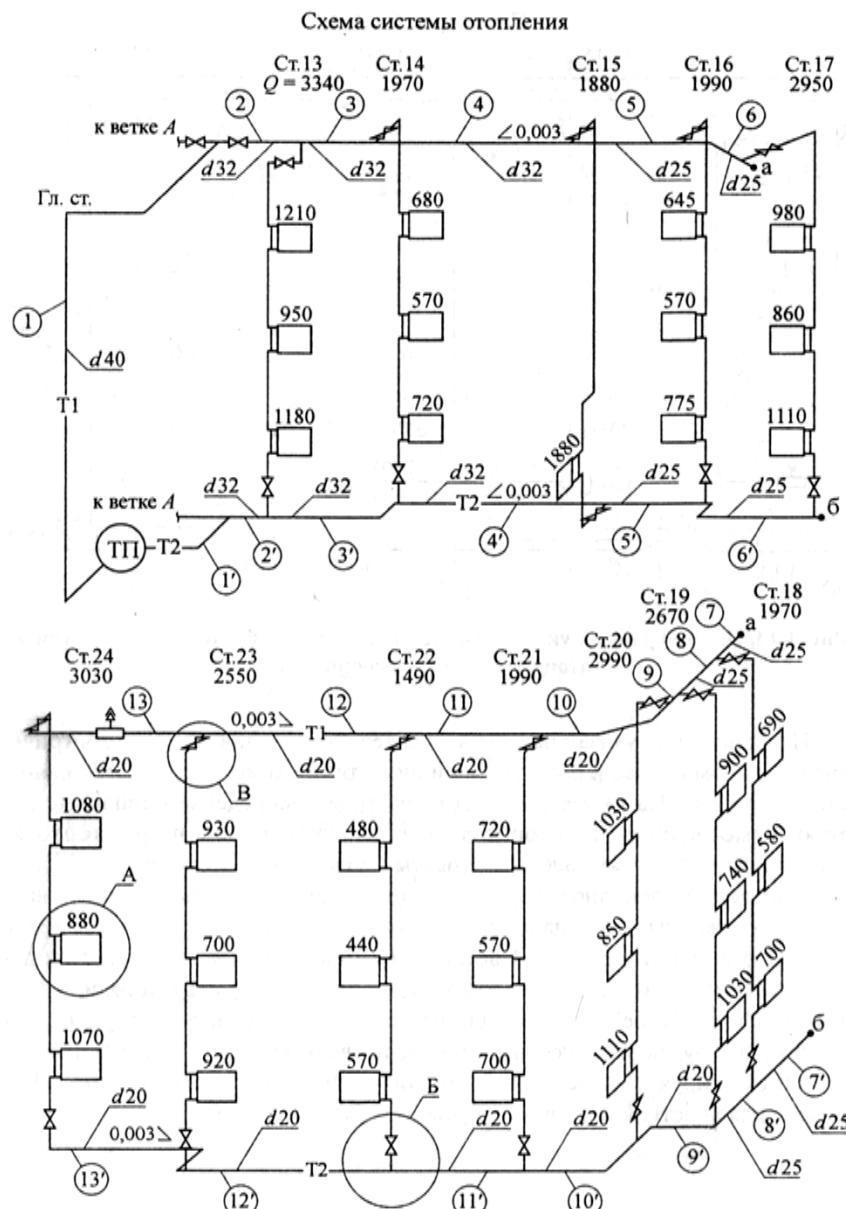


Рис. 4. Схема вертикальной однотрубной системы водяного отопления с тупиковым движением воды в магистралях с указанием нумерации участков основного расчетного циркуляционного кольца, указанием узла управления теплового пункта и повторяющихся узлов «А», «Б», «В»

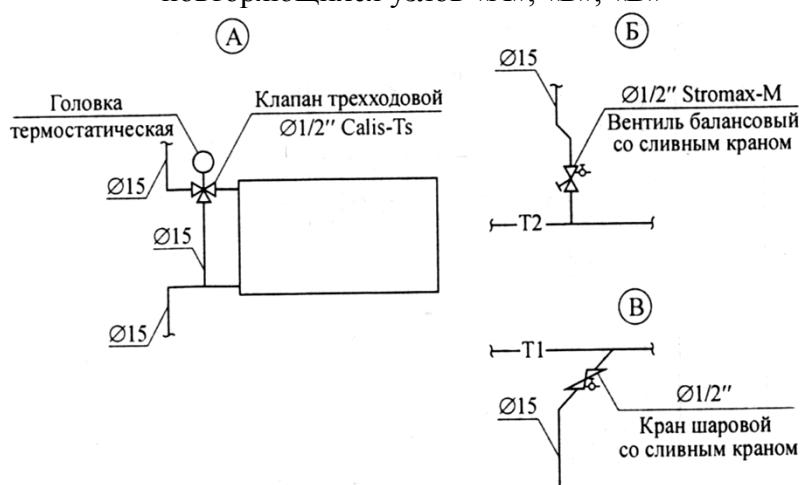


Рис. 5. Схемы узлов «А», «Б», «В» вертикальной однотрубной системы водяного отопления (к рис. 4)

Исходные данные и результаты гидравлического расчета рекомендуется вносить в ведомость гидравлического расчета, например в виде табл. 4.1. Определяем расход воды:

$$G = \frac{0,86Q}{85 - 65} = 0,043Q .$$

и заносим в графу 3. Диаметры участков подбираем, задаваясь оптимальной скоростью движения теплоносителя не более 0,4...0,5 м/с, с помощью таблиц гидравлического расчета [5, Приложение II]. Учитывая вероятность образования отложений в магистралях, принимаем диаметры некоторых участков, например №11...13, на типоразмер выше. На основании принятых диаметров заполняем графы 7 и 10 из табл. 10.7 [5].

Значения $S_{y\delta}$ (графа 5), необходимые при выполнении расчета по задаваемому циркуляционному давлению, в данном случае не вычисляется, т.к. расчет ведем по задаваемой скорости воды на участке. Расчет проводится по выражению (4.2), т.е. значение графы 8 получаем перемножением величин в графах 4 и 7, значение графы 10 – сложением величин в графах 8 и 9, значение графы 12 – перемножением величин в графах 10 и 11. И окончательно определяем потерю давления на участке.

Коэффициенты местных сопротивлений (графа 9) отдельных участков: №1 – две задвижки и восемь отводов $2 \times 0,5 + 8 \times 0,3 = 3,4$; №2 – задвижка и тройник на разделении потоков $0,5 + 1,5 = 2,0$; №3, 4, 5, 8, 9, 11, 12, 13, 12', 11', 8', 5', 4' – тройник проходной $\zeta = 1,0$; №6, 7 – тройник проходной и отвод $1,0 + 0,5 = 1,5$; №10, №13' тройник проходной и два отвода $1,0 + 2 \times 1,0 = 3,0$; №10' – тройник проходной и отвод $1,0 + 1,0 = 2,0$ и т.д. по схеме.

Таблица 1. Гидравлический расчет однотрубной системы отопления

№ уч.	Q_t , Вт	$G_{y\chi}$, кг/ч	$l_{y\chi}$, м	$S_{y\delta}$. 10^4	D_y , мм	λ/d m^{-1}	$l \cdot \lambda/d$	$\sum \zeta$	ζ_{np}	A . 10^4	S . 10^4	$\Delta p_{y\chi}$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Основное циркуляционное кольцо ветки «Б» через стояк 24												
1	57570	2476	18,3		40	0,8	14,6	3,4	18,0	0,23	4,2	2574
2	30260	1300	1,6		32	1,0	1,6	2,0	3,6	0,39	1,4	237
3	26760	1150	2,4		32	1,0	2,4	1,0	3,4	0,39	1,3	172
4	24690	1060	5,6		32	1,0	5,6	1,0	6,6	0,39	2,6	292
5	22710	977	3,1		32	1,0	3,1	1,0	4,1	0,39	1,6	153
6	20620	887	2,5		25	1,4	3,5	1,5	5,0	1,23	6,2	488
7	17530	754	2,6		25	1,4	3,6	1,5	5,1	1,23	6,3	358
8	15460	665	2,6		25	1,4	3,6	1,0	4,6	1,23	5,7	252
9	12680	545	0,8		25	1,4	1,1	1,0	2,1	1,23	2,6	77
10	9510	409	3,3		25	1,4	4,6	3,0	7,6	1,23	9,3	156
11	7420	320	3,2		20	1,8	5,8	1,0	6,8	3,21	21,7	222
12	5860	252	4,9		20	1,8	8,8	1,0	9,8	3,21	31,5	200
13	3180	137	3,7		20	1,8	6,7	1,0	7,7	3,21	24,6	46
Ст24	3180	137	–		15	–	–	–	–	925	1736	
		Сопротивление балансового клапана										7764
		Общее сопротивление Ст24										9500
13'	3180	137	5,2		20	1,8	9,4	3,0	12,4	3,21	39,8	75
12'	5860	252	4,9		20	1,8	8,8	1,0	9,8	3,21	31,5	200

11'	7420	320	3,2		20	1,8	5,8	1,0	6,8	3,21	21,7	222
10'	9510	409	4,3		25	1,4	6,0	2,0	8,0	1,23	9,8	164
9'	12680	545	2,2		25	1,4	3,1	4,0	7,1	1,23	8,7	258
8'	15460	665	2,6		25	1,4	3,6	1,0	4,6	1,23	5,7	252
7'	17530	754	3,8		25	1,4	5,3	2,5	7,8	1,23	9,6	545
6'	20620	887	4,3		25	1,4	6,0	3,0	9,0	1,23	11,1	873
5'	22710	977	3,1		32	1,0	3,1	1,0	4,1	0,39	1,6	153
4'	24690	1060	5,4		32	1,0	5,4	1,0	6,4	0,39	2,5	280
3'	26760	1150	4,2		32	1,0	4,2	3,0	7,2	0,39	2,8	370
2'	30260	1300	1,1		32	1,0	1,1	3,0	4,1	0,39	1,6	270
1'	57570	2476	3,6		40	0,8	2,9	3,5	6,4	0,23	1,5	918
												$\sum \Delta p_{yu} = 19307$

Характеристика сопротивления стояка определяется суммой характеристик сопротивления трубных узлов [5, табл. 10.19]. Для Ст.24 и других стояков диаметром $D_y = 15$ мм:

- узел присоединения к подающей магистрали $S = 133 \cdot 10^{-4}$ Па/(кг/ч)²,
- три этажестояка с односторонним присоединением

$$S = 3 \cdot 133 \cdot 10^{-4} = 399 \cdot 10^{-4}$$
 Па/(кг/ч)²,

- узел присоединения к обратной магистрали $S = 96 \cdot 10^{-4}$ Па/(кг/ч)².

Итого характеристика сопротивления стояка

$$S_{cm} = (133 + 399 + 96) \cdot 10^{-4} = 925 \cdot 10^{-4}$$
 Па/(кг/ч)².

Таким же образом определяем характеристику сопротивления стояка лестничной клетки, состоящего из трубы длиной 8 м, узлов присоединения к подающей и обратной магистралям и радиаторного узла:

$$S_{cm} = (8 \cdot 28,6 + 133 + 96 + 119) \cdot 10^{-4} = 577 \cdot 10^{-4}$$
 Па/(кг/ч)².

Для устойчивой гидравлической работы системы принимаем сопротивление удаленного стояка равным примерно 60% от сопротивления циркуляционного кольца за исключением оборудования теплового пункта и трубопроводов участков, общих для всех циркуляционных колец. Тогда для данного примера можно записать:

$$\Delta p_{CT24} = 0,6(\Delta p_{yu2\dots13} + \Delta p_{yu2'\dots13'} + \Delta p_{CT24});$$

$$\Delta p_{CT24} = 0,6(2653 + 3662 + \Delta p_{CT24}),$$

откуда получаем, что сопротивление Ст.24 должно быть около 9500 Па, в том числе непосредственно стояка $\Delta p_{CT} = 1736$ Па (табл. 4.1), а сопротивление балансового клапана Ст.24 (см. узел «Б» рис. 4.5) должно быть $\Delta p_{kl} = 9500 - 1736 = 7764$ Па.

Гидравлический расчет ветки «Б» завершается определением располагаемых давлений для стояков №13...23 и подбором балансовых клапанов. Располагаемое давление рассчитывается по результатам расчета основного кольца (табл. 4.1). Например,

$$p_{pacn.CT23} = \Delta p_{CT24} + \Delta p_{yu13} + \Delta p_{13'} = 9500 + 46 + 75 = 9621$$
 Па.

Требуемая потеря давления в балансовом клапане определяется по выражению:

$$\Delta p_{kl} = p_{pacn.CT} - \Delta p_{CT},$$

где Δp_{CT} – потеря давления в трубопроводах и узлах стояка, Па.

Требуемое значение пропускной способности k_v балансового клапана определяем с помощью номограммы для определения значения n гидравлической настройки клапана.

В настоящем примере использованы номограммы фирмы Herz для балансовых клапанов Stromax-r $\varnothing 1/2"$. Расчет гидравлических параметров и его результаты выполняем в ведомости в виде табл. 4.2.

Таблица 2. Расчет гидравлических характеристик балансовых клапанов ветки «Б»

№ Ст	Q_t , Вт	G_{Cm} , кг/ч	$S_{Cm} \cdot 10^4$	Δp_{Cm} , Па	$p_{расн.CT}$, Па	Характеристики клапана		
						$\Delta p_{кл}$, Па	k_v , м ³ /ч	n
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ст13	3510	151	925	2109	15308	13199	0,42	1,0
Ст14	2070	89	925	733	14766	14033	0,24	0,5
Ст15	1980	85	577	416	14194	13778	0,23	0,5
Ст16	2090	90	925	750	13888	13138	0,25	0,5
Ст17	3100	133	925	1636	12527	10891	0,41	1,0
Ст18	2070	90	925	750	11624	10874	0,27	0,6
Ст19	2800	120	925	1332	11126	9794	0,38	0,75
Ст20	3140	135	925	1686	10785	9099	0,45	1,1
Ст21	2090	90	925	750	10465	9715	0,29	0,6
Ст22	1560	67	925	415	10021	9606	0,22	0,4
Ст23	2680	115	925	1223	9621	8398	0,40	0,8
Ст24	3180	137	925	1736	9500	7764	0,50	1,2

Результаты расчета позволяют определить располагаемое давление для ветки «А»:

$$\Delta p_{расн.А} = \Delta p_{y\cup 2\dots 13} + \Delta p_{CT24} + \Delta p_{y\cup 2'\dots 13'} = 2653 + 9500 + 3662 = 15815 \text{ Па.}$$

Циркуляционное кольцо ветки «А» рассчитывается путем выбора диаметров участков по $S_{y\cup}$, вычисляемой для каждого участка в графе 5.

5. Гидравлический расчет двухтрубной системы водяного отопления методом удельных потерь давления. Определение характеристик и подбор клапанов отопительных приборов

При гидравлическом расчете двухтрубных систем используют как правило метод удельных потерь давления. Рассмотрим последовательность и методику расчета на решении примера, в котором в качестве основных исходных данных приняты параметры предыдущих примеров.

ПРИМЕР 4.2. В примере рассмотрим двухтрубную систему отопления с верхней разводкой подающей магистрали. Разводка и конструкция магистралей приняты из примера 4.1 с теми же тепловыми нагрузками стояков и участков. Двухтрубная конструкция стояков и обвязки радиаторов показана на рис. 6.

Клапаны 1 и 2 (рис. 6) создают суммарное сопротивление на «регулируемом участке» $(\sum \Delta p_{кл})_{reg.y\cup} = \Delta p_{кл1} + \Delta p_{кл2}$.

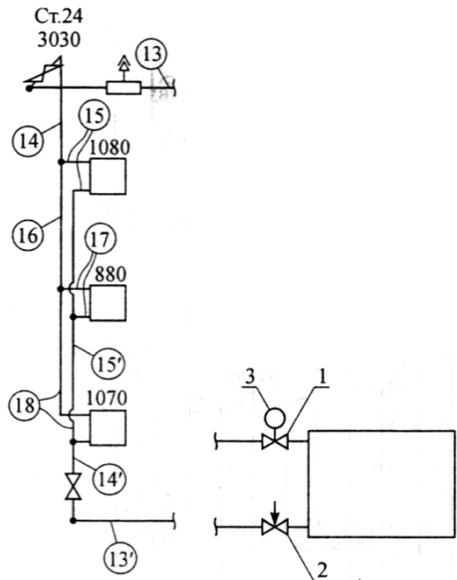


Рис. 4.6. Часть схемы вертикальной двухтрубной системы водяного отопления с тупиковым движением воды в магистралях с указанием нумерации участков основного циркуляционного кольца через отопительный прибор 1 этажа, а также циркуляционных колец через прибор 2 этажа и прибор 3 этажа.

1 – клапан проходной универсальный регулирующий для двухтрубных систем; 2 – клапан балансовый радиаторный с задаваемой настройкой пропускной способности; 3 – головка регулирующая терmostатическая прямого действия

В данном случае сопротивление универсального терmostатического клапана 1 определяется по его технической характеристике в зависимости от расхода воды G на участке, а сопротивление балансового радиаторного клапана 2 задается исходя из задаваемой величины $(\Delta p_{кл})_{рег.уч}$. По соображениям бесшумности работы клапанов 1 и 2 рекомендуется задавать значение $(\Delta p_{кл})_{рег.уч}$ не более 20...25 кПа. С другой стороны, для эффективного регулирования расходов в параллельных кольцах двухтрубной системы отопления, не рекомендуется задаваться значением $(\Delta p_{кл})_{рег.уч}$ менее 4...6 кПа.

При определении располагаемого давления на параллельных кольцах следует учитывать дополнительное давление p_e от охлаждения воды в приборах и трубопроводах. Для циркуляционных колец через приборы 1-го этажа значение p_e можно не учитывать, принимая его в запас на непредвиденные потери давления.

Выбираем основное расчетное циркуляционное кольцо – через прибор 1-го этажа Ст24 ветки «Б». Нумерацию участков кольца на магистральных теплопроводах принимаем из примера 4.1. С целью сокращения объема расчетов в настоящем примере, принимаем результаты расчета

Требуемое сопротивление балансового клапана 2 определяем по выражению:

$$\Delta p_{кл2} = (\Delta p_{кл})_{рег.уч} - \Delta p_{кл1}.$$

Требуемое значение пропускной способности k_v балансового клапана 2 определяем с помощью номограммы для определения значения n гидравлической настройки клапана. В настоящем примере использованы номограммы фирмы Herz для балансовых радиаторных клапанов RL-5 Ø1/2". Расчет гидравлических параметров и его результаты выполняем в ведомости в виде табл. 4.4.

Таблица 4 Подбор клапанов обвязки отопительных приборов Ст24

№СТ/№ЭТ.	G, кг/ч	$(\sum \Delta p_{kl})_{reg,уч}$, Па	$\Delta p_{kl,l}$, Па	Характеристики балансового клапана 2		
				Δp_{kl} , Па	k_v , $m^3/ч$	n
Ст24/1 эт	48	6000	400	5600	0,20	1,0
Ст24/2 эт	39	6102	180	5922	0,16	0,75
Ст24/3 эт	48	6270	400	5870	0,19	0,9

2.6 Лабораторная работа №10, 11 (4 часа).

Тема: «Основные свойства и состав газообразного топлива»

2.4.1 Цель работы: Изучить основные свойства и состав газообразного топлива.

2.4.2 Задачи работы:

1. Изучение основных свойств газообразного топлива.
2. Изучение состава газообразного топлива.

2.4.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Методические указания к лабораторной работе.

2.4.4 Описание (ход) работы:

Газообразное топливо - это вещество, которое при окислении выделяет большое количество тепловой энергии.

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество примесей. К горючим газам относятся углеводороды, водород и оксид углерода (угарный газ). Негорючие компоненты - это азот, диоксид углерода (углекислый газ) и кислород. К примесям относят водяные пары, сероводород, пыль, нафталин, аммиак и др. Негорючие газы и примеси составляют балласт газообразного топлива.

Газообразное топливо обладает рядом важных преимуществ перед другими видами топлива. При сжигании газа не образуется золы. Газ можно сжечь без образования дыма, сажи и других продуктов неполного сгорания. Газ сравнительно легко можно очистить от сернистых соединений и обеспечить квалифицированных потребителей бессернистым топливом, при сжигании которого не образуется Э02 и ЭОЗ. Городской и внутризаводской транспорт газа значительно удобнее и дешевле, чем твердого и жидкого топлива. Газ с малым содержанием балласта легко зажигается. При работе на газе значительно облегчается запуск и обслуживание топливоиспользующих установок.

Впервые горючий (искусственный) газ начали производить из твердого топлива преимущественно из каменных углей. Искусственный газ обходится значительно дороже исходного твердого топлива. К тому же производство газа связано со значительными капиталовложениями. Поэтому искусственный газ использовался в сравнительно ограниченных пределах в качестве топлива для бытовых потребителей и технологических печей.

Значительное применение в промышленности, преимущественно металлургической, нашли искусственные газы, получаемые в качестве побочного продукта при производстве кокса (коксовый газ) и чугуна (доменный газ).

Доля газа в топливном балансе коренным образом изменилась с открытием крупных месторождений природного газа и развитием нефтяной промышленности, обусловившим появление углеводородных газов: природного, попутного нефтепромыслового, нефте заводских, сжиженных и других.

В 1900 г. доля естественного, т. е. природного, и попутного нефтепромыслового газов в мировом топливном балансе составляла менее 1%, в 1913 г.,

Предшествовавшем первой мировой войне, —менее 1,5%, в 1938 г., перед второй мировой войной, — 4,8%, а за последние тридцать лет она возросла более чем в три с половиной раза и достигла 17%.

Прогнозируется, что к 1985 г. доля природного газа в мировом топливе — энергетическом балансе составит 25%.

В настоящее время в СССР и ряде зарубежных стран газ широко используется в промышленности и является одним из основных видов топлива.

Важно отметить, что наряду с достоинствами газообразное топливо обладает также рядом существенных недостатков.

1. Природный и большинство искусственных газов сгорают с образованием малосветящегося факела. Поэтому передача тепла излучением от факела горящего газа оказывается незначительной, гораздо меньшей, чем от факела жидкого или твердого топлива.

2. Неполноту сгорания газа визуально трудно установить. Поэтому при отсутствии должного контроля сжигание газа может сопровождаться большими потерями тепла вследствие химической неполноты сгорания.

3. Хранение газа в стальных газгольдерах требует весьма крупных металловложений, и поэтому такие хранилища строятся с расчетом обеспечивать покрытия лишь суточной неравномерности в потреблении газа. Это обуславливает необходимость в применении резервного топлива и переводе части промышленных потребителей в зимние месяцы, когда потребность в тепле возрастает, с газообразного топлива на жидкое и твердое.

4. Некоторые виды газообразного топлива содержат значительное количество токсичной окиси углерода. В случае утечки такого газа в результате неплотности коммуникаций или погасания горелок возможны тяжелые отравления людей.

5. Газовоздушные смеси весьма взрывоопасны. Проникновение газа в неработающие топки и утечка газа из газопроводов могут привести к серьезным авариям.

Прогрессивные методы использования газа, разработанные и широко внедренные в технику, позволяют ликвидировать или уменьшить влияние перечисленных недостатков газообразного топлива и значительно повысить эффективность его использования.

1. Малая светимость факела газа перекрывается излучением раскаленных огнеупоров при сжигании газа по методам беспламенного горения.

2. Полнота сгорания газа обеспечивается путем применения автоматики, поддерживающей заданное соотношение газа и воздуха.

Постоянство соотношения газа и воздуха достигается при использовании горелок полного предварительного смешения, обладающих авторегулировкой, т. е. сохраняющих оптимальное соотношение газа и воздуха при изменении в определенных пределах нагрузки горелок.

Для контроля полноты сгорания газа созданы хроматографические приборы, позволяющие точно фиксировать содержание в продуктах сгорания горючих компонентов.

3. Неравномерность в потреблении газа компенсируется созданием мощных подземных газохранилищ, позволяющих обеспечить круглогодичное снабжение газом потребителей, перевод которых на резервное топливо является затруднительным.

Сооружение подземных газохранилищ и кольцевание газопроводов обеспечивают бесперебойное питание газом городов и ряда промышленных предприятий и позволяют широко применять в промышленности прогрессивные типы газовых топок и печей, не осложняя

конструкцию оборудования требованиями, связанными с возможностью работы на резервных видах топлива.

4. Опасность отравления при использовании газообразного топлива резко уменьшилась благодаря тому, что природные и другие углеводородные газы, доминирующие в современном газовом балансе страны, не содержат токсичной окиси углерода.

5. Для предотвращения взрывов при использовании газа отработаны правила безопасного пуска, останова и эксплуатации топок и печей и созданы приборы, сигнализирующие о проникновении газа в помещение.

Отдельные виды газообразного топлива сильно отличаются по своим свойствам и теплотехническим характеристикам. Так, теплота сгорания 1 нм³ нефтепромыслового газа превосходит примерно в 15 раз теплоту сгорания доменного газа. Водяной, генераторный и доменный газы в отличие от природного газа характеризуются крайней токсичностью. Нормальная скорость распространения пламени коксового газа в несколько раз выше, чем природного.

Различия в физико-химических и теплотехнических характеристиках газообразного топлива обусловлены:

- 1) неодинаковым составом горючих компонентов;
- 2) наличием в газе негорючих балластирующих газ компонентов;
- 3) содержанием в газе вредных примесей.

К горючим компонентам газообразного топлива относятся следующие вещества:

Метан СН₄ - бесцветный, нетоксичный газ без запаха и вкуса. В состав метана входит 25 % водорода и 75 % углерода (по массе). При атмосферном давлении и температуре 111 К метан сжижается и его объем уменьшается почти в 600 раз. Сжиженный метан является перспективным топливом для многих отраслей народного хозяйства. Концентрации метана в воздухе более 10 % вызывает удушье.

Кроме метана в горючих газах могут содержаться этан – С₂H₆ пропан - С₃H₈, бутан - С₄H₁₀, пентан - С₅H₁₂ - углеводороды метанового ряда, которые носят название алканов, то есть насыщенных углеводородов. Общая формула алканов – С_nH_{2n+2}. Свойства их аналогичны свойствам метана. Пропан, бутан и пентан тяжелее воздуха, при концентрации в воздухе более 10 % и при вдыхании более 2 мин начинается головокружение, а затем наступает удушье. С увеличением числа атомов в молекуле тяжелых углеводородов возрастают их плотность и теплота сгорания.

Оксид углерода СО (угарный газ)- бесцветный газ, без запаха и вкуса. Оксид углерода оказывает на организм человека токсичное воздействие, так как легко вступает в соединение с гемоглобином крови. Влияние концентрации СО на организм человека показано в таблице 1. Вследствие малого объема продуктов горения СО на каждый куб. метр их приходится меньше чем на 1 куб. метр продуктов горения углеводородов. Поэтому продукты горения СО нагреваются до более высокой температуры (1 СО - образует 2,88 м³ продуктов сгорания).

Водород Н₂ - бесцветный нетоксичный газ без запаха и вкуса. Водород отличается высокой реакционной способностью, водородно-воздушные смеси имеют широкие пределы воспламенения и весьма взрывоопасны.

В негорючую часть газообразного топлива входит азот и углекислый газ.

Азот N₂- бесцветный газ без запаха и вкуса. Азот практически не реагирует с кислородом, поэтому при расчётах процесса горения его рассматривают как инертный газ.

Таблица 1 Физиологическое воздействие оксида углерода СО на организм человека.

Содержание СО		Длительность и характер воздействия
об. %	мг / л	
0,01	0,125	В течение нескольких часов не оказывает воздействия
0,05	0,625	В течении 1 часа нет заметного воздействия
0,1	1,25	Через 1 час наблюдается головная боль, тошнота, недомогание
0,5	6,25	Через 20 - 30 мин. оказывает смертельное воздействие

Углекислый газ CO₂ - бесцветный газ, тяжелее воздуха. Имеет слегка кисловатый запах и вкус. Концентрация в воздухе в пределах 4-5% приводит к сильному раздражению органов дыхания; 10% - ная концентрация CO₂ в воздухе вызывает сильное отравление. При сильном охлаждении CO₂ застывает в белую снегообразную массу. Твёрдый CO₂ (сухой лёд) широко используется для хранения скоропортящихся продуктов.

Кислород O₂ - без запаха, цвета и вкуса. Содержание кислорода в газе понижает теплоту сгорания и делает газ взрывоопасным. Поэтому содержание кислорода в газе не должно быть более 1% по объёму.

К вредным примесям относят сероводород.

Сероводород H₂S - газ с сильным и неприятным запахом, обладает высокой токсичностью. Сероводород является газообразной кислотой и, воздействуя на металлы, образует сульфиды. При сжигании газа H₂S сгорает и образует сернистый газ, вредный для здоровья. Содержание H₂S не должно превышать 2г на 100 м³ газа.

К основным характеристикам газообразного топлива относят: теплоту сгорания, плотность, число Воббе.

Теплотой сгорания топлива называется количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании единицы топлива при постоянном давлении (Для газообразного топлива за единицу измерения принят 1 м³).

Различают низшую теплоту сгорания, Q_n, и высшую - Q_b.

Высшая теплота сгорания газового топлива соответствует условию, при котором водяные пары продуктов сгорания доводятся до жидкого состояния. В реальных условиях сжигания газа водяные пары не конденсируются, а находятся в парообразном состоянии. Понятие высшей теплоты сгорания относится только к тем газам, которые при сгорании выделяют водяные пары. Разница между Q_n и Q_b составляет 2514 кДж на каждый кг водяных паров, т.е

$$Q_n = Q_e - 2021 \cdot V_{H_2O} , \text{ кДж/м}^3,$$

где V_{H₂O} - объём водяных паров в продуктах сгорания при сжигании 1 м³ газа.

Почти все основные характеристики газового топлива могут быть определены, если известен его состав, по свойствам простых газов -компонентов смеси. Основные характеристики газов приведены в таблицах 2 и 3.

Теплоту сгорания смеси простых горючих газов подсчитывают по формуле

$$Q_{n(e)} = 0,01 \cdot \sum Q_{i(n(e))} \cdot r_i , \text{ кДж/м}^3,$$

где r_i - содержание горючих компонентов смеси, % по объему;

Q_{i(n(e))} - теплота сгорания каждого отдельного компонента, кДж/м³. (Принимается по таблице 3)

Таблица 2 Физические характеристики газов

Газ	Химическая формула	Молекулярная масса	Молекулярный объем при 0°C 101,3 кПа, м³/кмоль	Плотность при 0 °C, 101,3 кПа, кг/ м³	Относительная плотность по воздуху
Азот	N ₂	28,016	22,4	1,2505	0,9673
Ацетилен	C ₂ H ₂	26,038	22,24 1.1707	0,9055	
Водород	H ₂	2,016	22,43	0,08999	0,0695
Водяной пар	H ₂ O	18,016	(23,45)	(0,768)	0,5941
Воздух (без CO ₂)	—	28,96	22,4	1,2928	
Диоксид серы	S ₂ O ₂	64,066	21,89	2,9263	2,2635
Диоксид углерода	CO ₂	44,011	22,26	1,9768	1,5291
Кислород	O ₂		22,39	1,429	1,1053
Оксид углерода	CO	28,011	22,41	1,25	0,9669
Сероводород	H ₂ S	34,082	22,14	1,5392	1,1906
Метан	CH ₄	16,043	22,38	0,7168	0,5545
Этан	C ₂ H ₆	30,07	22,18	1,3566	1,049
Пропан	C ₃ H ₈	44,097	21,84	2,019	1,562
Н-бутан	C ₄ H ₁₀	58,124	21,5	2,703	2,09]
Изобутан	C ₄ H ₁₀	58,124	21,78	2,668	2,064
Пентан	C ₅ H ₁₂	72,151	—	3,221	2,491

Плотность газообразного топлива при температуре 0 °C и давлении 101,3 кПа определяется по формуле

$$\rho_z = 0,01 \sum r_i \cdot \rho_i \quad , \text{ кг/м}^3$$

где r_i - плотность отдельной компоненты газообразного топлива при температуре 0 °C и давлении 101,3 кПа, кг/м³ (принимаются по таблице 2);

r_i - содержание отдельной компоненты газообразного топлива, % по объему.

Относительная плотность газа по воздуху определяется по формуле

Число Воббе, представляет собой отношение теплоты сгорания к корню квадратному из относительной плотности газа по воздуху.

Число Воббе (низшее или высшее) определяют по формулам, кДж/м³

$$Wo_n = Q_n / \sqrt{\rho_z / 1,293} \quad , \text{ кДж/м}^3$$

$$Wo_e = Q_e / \sqrt{\rho_z / 1,293} \quad , \text{ кДж/м}^3$$

где Q_n и Q_e - низшая и высшая теплота сгорания газового топлива, кДж/м³;

ρ_z - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³.

Если газовое топливо является влажным, то производят пересчет теплоты сгорания и плотности топлива, которые были определены по сухому составу, по следующим формулам пересчета

$$Q^p = Q_n \cdot \kappa \quad , \text{ кДж/м}^3$$

$$Q_e^p = Q_e \cdot \kappa \quad \text{кДж/м}^3,$$

$$\rho_e^p = (\rho_e + d) \cdot \kappa \quad \text{кг/м}^3,$$

где κ - коэффициент пересчета, определяемый по формуле

$$\kappa = \frac{0,804}{0,804 + d}$$

где d - влагосодержание газа, выраженное в кг на 1 м³ сухого газа при температуре 0°C и давлении 101,3 кПа.

Принадлежность всех углеводородов, составляющих горючую часть газового топлива, к одному гомологическому ряду позволяет упростить ряд важнейших зависимостей, выражающих теплофизические свойства природного газа, и определить их, не зная содержания отдельных компонентов в нем. Это возможно благодаря тому, что углеводороды метанового ряда (алканы) имеют общую формулу C_nH_{2n+2n} , где n - так называемое углеродное число.

Углеродное число сравнительно просто может быть определено с помощью газоанализатора с дожиганием или же подсчитано по известному объемному составу природного газа по формуле

$$n = \frac{CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12}}{CH_4 + C_2H_6 + C_3H_8 + C_4H_{10} + C_5H_{12}}$$

где CH_4 , C_2H_6 и т.д. - содержание углеводородов в сухом газе, %.

Величина n всегда больше единицы и может быть дробной.

Основные характеристики сухого природного газа могут быть подсчитаны по следующим формулам:

высшая теплота сгорания, кДж/м³

$$Q_e = (295,3n + 102,6)r,$$

низшая теплота сгорания, кДж/м³

$$Q_h = (276,5n + 81,7)r,$$

плотность (в нормальных условиях), кг/м³

$$\rho_e = (0,625n + 0,089) \cdot \frac{r}{100} + 0,0125N_2 + 0,0198CO_2$$

газовая постоянная, Дж/(кг К)

$$R = \frac{371,31}{(0,625n + 0,089) \cdot \frac{r}{100} + 0,0125N_2 + 0,0198CO_2}$$

кажущаяся молекулярная масса

$$\mu = (0,14n + 0,02) \cdot r + 0,28N_2 + 0,44CO_2$$

Объемная теплоемкость при постоянном давлении (для диапазона температур 0 - 50°C), кДж/(м³ К)

$$c_p = 0,775(n+1) \frac{r}{100} + 0,01299N_2 + 0,01599CO_2$$

показатель адиабаты

$$k = 1,38 - 0,08n$$

кинематическая вязкость, м²/с

$$\nu = \left(\frac{16}{n} - 1,5 \right) \cdot 10^{-6}$$

Объём газа измеряется в м³. В связи с тем, что объём газов значительно изменяется при нагревании, охлаждении и сжатии для сравнения количеств газа их приводят к нормальным и стандартным условиям.

Нормальные условия: температура 0 °С и давление 101325 Па (760 мм рт ст). Объем газа при данных условиях может быть определен по формуле

$$V_o = V_t \frac{273}{273+t} \cdot \frac{P_t}{101325}, \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Стандартные условия: температура 20 °С и давление 101325 Па. Объем газа при данных условиях может быть определен по формуле

$$V_{cm} = V_t \frac{293}{273+t} \cdot \frac{P_t}{101325}, \text{ м}^3/\text{ч.}$$

где P_t - абсолютное давление газа в момент изменения, Па.

t - температура газа, .

V_t - объем газа при заданном давлении P_t и температуре t .

При изменении расхода газа по расходомерам.

$$V_{cm} = V_t \cdot k_t \cdot k_p, \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$k_t = \frac{293,15}{273,15+t} \quad k_p = \frac{P_{6ap} + P_{изб}}{101325}$$

где ии

Для влажного газа.

$$V_o = V_t' \frac{273}{273+t} \cdot \frac{P_t - P_{нап}}{101325}, \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$V_{cm} = V_t' \cdot \frac{293}{273+t} \cdot \frac{P_t - P_{нап}}{101325}, \text{ м}^3/\text{ч.}$$

где $P_{нап}$ - упругость водяных паров, Па, при температуре t , °С.

V_n' - объём влажного газа, м³/ч .

Нормальные условия используются при гидравлических расчётах газопроводов, стандартные - при расчётах за газ.

2.7 Лабораторная работа №12, 13 (4 часа).

Тема: «Горение газов»

2.7.1 Цель работы: Изучить вопросы связанные с горением газов

2.7.2 Задачи работы:

1. Рассчитать температуру горения.
2. Определить скорость распространения пламени.

2.7.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Методические указания к лабораторной работе.

2.7.4 Описание (ход) работы:

1. Температура горения

В топочной практике существует следующая классификация температур горения:

Жаропроизводительность, °С:

$$t_{ж} = \frac{Q_H^P}{\sum V_{n.c.} c}, \quad (1)$$

где: Q^P_H - низшая теплота сгорания газообразного топлива, кДж/м³;

V_{n.c.} - объемы продуктов сгорания, нм³/нм³;

c - средние, объемные теплоемкости продуктов сгорания при P = const
кДж/(м * град).

Калориметрическая, °С

$$t_n = \frac{Q_H^H + t_m \sum V_m C_m + \alpha V_0 C_B t_B}{\sum V_{n.c.} C} \quad (2)$$

где: t_m и t_B - температура газообразного топлива и воздуха, °С;

C_ш и C_в- соответственно средние объемные теплоемкости газа и воздуха.

α - коэффициент избытка воздуха.

Под калориметрической температурой сгорания понимают температуру, до которой нагрелись бы продукты полного сгорания, если бы все тепло топлива и воздуха пошло на их нагревание.

Теоретическая, °С:

$$t_m = \frac{Q_H^H + t_m \sum V_m C_m + \alpha V_0 C_B t_B - q_{дис}}{\sum V_{n.c.} C} \quad (3)$$

где: q_{дис} - потери тепла на диссоциацию продуктов полного сгорания, кДж/м³

Действительная, °С

$$t_d = \alpha * t_m \quad (4)$$

где: $\alpha = 1,1 - 1,2$

2 Примеры и задачи

2.1 Определить калориметрическую температуру сгорания природного газа следующего состава, %: CH₄ - 98; C₂H₆ - 0,14; C₃H₈ - 0,014; C₄H₁₀ - 0,02; CO₂ - 0,5; N₂ - 2,3; Q_p^H = 35235 кДж/м³. Температуру газа и воздуха поступающих в топку, принять равной 25°C.

Состав продуктов сгорания и теплоту сгорания взять из табл. 1. Состав газа принять для каждого студента по табл. 2.

Таблица 1.

№ по списку	Состав продуктов сгорания по объему, %						
	CO ₂	CO	H ₂	CH ₄	O ₂	N ₂	Q _p ^H кДж/м ³
0	9,4	0,2	0,1	-	4	86,3	37821
1	9,2	1,6	1,1	0,5	2,4	85,2	38364
2	11,2	-	-	-	1,1	87,7	35695
3	10,4	1,5	1,5	3	-	83,6	33475
4	7	-	-	-	8,5	84,5	35128
5	9,3	0,2	0,1	0,1	3,9	86,4	36664
6	5,6	-	-	-	11	83,4	37404
7	9	-	-	-	5	86,0	38739
8	8,5	0,3	0,2	0,1	5,5	85,4	37124
9	10	-	-	-	3,2	86,8	36722

Решение:

Определяем тепло, вносимое в топку топливом и воздухом:

$$I_T = t_T \sum V_T C_T = 25 * (0,98 * 1,573 + 0,0014 * 2,4381 + 0,0004 * 3,1637 + 0,0002 * 4,2728 + 0,005 * 1,625 + 0,013 + 1,2992) = 39 \text{ (кДж/м}^3\text{)}$$

$$I_B = \alpha * V_0 C_{BtB} = 1,1 * 10,3 * 1,2976 = 366,4 \text{ (кДж/м}^3\text{)}$$

$$Q_C^R + I_T + I_B = 35235 + 39 + 366,4 = 35640 \text{ (кДж/м}^3\text{)}$$

Как следует из расчета, физическое тепло воздуха и газа составляет весьма малую величину по сравнению с Q_p^H. Эти составляющие будут иметь существенное значение при подогреве газа и воздуха.

2. Определяем t_H. Задаемся t_H = 1890°C для того, чтобы найти удельные теплоемкости газов по табл. 16.2 [2]

$$C_{N2} = 1,4814; C_{O2} = 1,5609; C_{CO3} = 2,4058; C_{H2O} = 1,9402$$

Объем продуктов сгорания составляет:

$$V_{N2} = 8,153; V_{O2} = 0,197; V_{CO2} = 0,9898; V_{H2O} = 2,095$$

$$t_H = \frac{35640}{8,153 * 1,4814 + 0,197 * 1,5609 + 0,9898 * 2,4058 + 2,095 * 1,9402} = 1890^{\circ}\text{C}$$

Полученная t_x совпадает с принятой, поэтому пересчета не проводим.

3. Концентрационные пределы взрываемости газовоздушных смесей.

$$L = \frac{100}{\frac{r_1}{l_1} + \frac{r_2}{l_2} + \dots + \frac{r_n}{l_n}} \quad (5)$$

где: L - низший (или высший) предел взрываемости смеси газов;

$l_1, l_2 \dots l_n$ - низший (высший) предел взрываемости каждого отдельного газа;

r_1, r_2, \dots, r_n - процентное содержание по объему газа в смеси.

ПРИМЕР

3.1. Определить пределы взрываемости смеси воздуха с газом состава: CH_4 - 93,2%; C_2H_6 - 2%; C_3H_8 - 0,4%; N_2 - 4,4%

РЕШЕНИЕ:

Пользуясь данными табл. 8[3] находим:

$$L_H = \frac{100}{\frac{93.2}{5.3} + \frac{2}{3} + \frac{0.4}{2.1}} = 5.4\%$$

$$L_H = \frac{100}{\frac{93.2}{15} + \frac{2}{14} + \frac{0.4}{9.5}} = 15.5\%$$

3.2. Определить нижний и верхний пределы воспламеняемости газа следующего состава: H_2 - 40%; CO - 10%; CH_4 - 20%; CO_2 - N_2 = 30%.

РЕШЕНИЕ: горючая часть газа составляет 100 - 30 = 70%.

Состав горючей части без балластных примесей:

$$\text{H}_2 = \frac{40}{70} * 100 = 57,2\%; \text{CO} = \frac{10}{70} * 100 = 14,3\%; \text{CH}_4 = \frac{20}{70} * 100 = 28,5\%$$

$$L_H^U = \frac{100}{\frac{57.2}{4} + \frac{14.3}{12.5} + \frac{28.5}{5}} = 4.7\%$$

$$L_B^U = \frac{100}{\frac{57.2}{4} + \frac{14.3}{12.5} + \frac{28.5}{5}} = 33\%$$

$$L_H^L = 4,7 \frac{(1 + \frac{0,3}{1 - 0,3})100}{100 + 4,7 > + \frac{0,3}{1 - 0,3}} = 6,5\%$$

$$L_B^L = 33 \frac{(1 + \frac{0,3}{1 - 0,3})100}{100 + 33 > + \frac{-0,3}{1 - 0,3}} = 42\%$$

4 Скорость распространения пламени

Можно приближенно определить величину скорости распространения пламени для смеси сложного газа с воздухом:

$$W = \alpha \frac{\frac{r_1 W_1 + r_2 W_2 + \dots + r_n W_n}{l_1 + l_2 + \dots + l_n}}{r_1 + r_2 + \dots + r_n} \quad (6)$$

где: W - максимальная скорость распространения пламени сложной газо-воздушной смеси, м/сек;

L- содержание сложного газа в смеси, дающей максимальную скорость распространения пламени, %;

r_1, r_2, \dots, r_n - содержание простых газов в техническом газе, %;

W_1, W_2, \dots, W_n - максимальная скорость распространения пламени простых газов в газо-воздушной смеси, м/с;

l_1, l_2, \dots, l_n - содержание простых газов в смеси с воздухом, дающие максимальную скорость распространения пламени, %

Действительную скорость распространения пламени м/сек с учетом содержания в газе балластных примесей можно приближенно определить по следующей формуле:

$$W_d = W * (1 - 0,01N_2 - 0,012CO_2) \quad (7)$$

где: W - максимальная скорость распространения пламени горючей смеси, м/сек;

N_2, CO_2 - содержание в газе азота и углекислоты, %

ПРИМЕР

4.1. Определить максимальную скорость распространения пламени в трубке диаметром 25 мм сланцевого газа следующего состава: H_2 - 38,75%; CH_4 - 23,86%; CO - 10,91%; C_nH_m - 5,4%; CO_2 - 18,78%; N_2 - 2,0%.

РЕШЕНИЕ: Горючая смесь газа составляет

$$100 - (18,78 + 2) = 79,22\%$$

Состав горючей смеси без балластных примесей

$$\begin{aligned} H_2 &= \frac{38.75}{79.22} * 100 = 49.0\%; CH_4 = \frac{23.86}{79.22} * 100 = 30\%; CO = \frac{10.91}{79.22} * 100 = 30\%; C_nH_m \\ &= \frac{5.7}{79.22} * 100 = 7.2\%; \end{aligned}$$

По формуле 5 определили:

$$L^F = \frac{100}{\frac{49}{38,5} + \frac{30}{9,8} + \frac{13,8}{45} + \frac{7,2}{7,1}} = 18,5\%$$

l_1, l_2, l_h определяются по табл. 50 [3].

Приложение А

Таблица 2 – Основные характеристики некоторых газов

Показатель	Окись углерода	Метан	Этан	Этилен	Пропан	Пропилен	n-Бутан	Изобутиан	n-Пентан
Химическая формула	CO	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂
Молекулярная масса M, кг/кмоль	28,0	16,0	30,1	28,1	44,1	42,1	58,1	58,1	72,1
Молекулярный объем V, м ³ /кмоль	17,6	22,4	22,2	22,3	21,9	22	21,5	21,7	20,8
Плотность газовой фазы при н.у. ρ _{п0} кг/м ³	1,25	0,71	1,35	1,26	2,0	1,91	2,7	2,68	3,46
Плотность жидкой фазы при н.о. ρ _ж кг/л	1,17	0,42	0,546	0,566	0,528	0,61	0,601	0,582	0,646
Температура кипения t _{кип} , °C	-192	-161	-88,6	-104	-42,1	47,7	-0,5	-11,73	36,07
Температура плавления t _{пл} , °C	-205	-182,5	-183,3	-169	-187,7	-185,3	-138,3	-193,6	-129,7
Температура критическая t _{кр} , °C	-140	-82,5	32,3	9,9	96,84	94,92	152,01	134,98	196,6
Давление критическое, P _{кр} , МПа	3,45	4,58	4,82	5,03	4,21	4,54	3,747	3,6	3,331
Теплота сгорания, МДж/м ³ :									
низкая Q _{P^H}	12,68	35,7	63,65	59,53	91,14	86,49	118,53	118,23	146,17
высшая Q _{P^B}	12,68	39,1	69,69	63,04	99,17	91,95	128,5	128,28	158,0
Теплота сгорания, МДж/кг:									
низкая Q _{P^H}	10,2	50,08	47,42	47,23	46,3	46,04	45,76	45,68	45,38
высшая Q _{P^B}	10,2	55,6	51,92	51,24	50,37	49,95	49,57	49,46	49,3
Скрытая теплота испарения кДж/кг	-	512,4	487,2	483,0	428,4	441,0	390,6	382,2	361,2
кДж/л	-	-	230,2	221,8	220,1	241,1	229,7	215,0	-

2.8 Лабораторная работа №14, 15 (4 часа).

Тема: «Изучение установки сжиженного газа»

2.8.1 Цель работы: Изучить различные установки сжиженного газа.

2.8.2 Задачи работы:

1. Изучить индивидуальные и групповые установки сжиженного газа.

2. Определить точку росы.

2.8.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Методические указания к лабораторной работе.

2.8.4 Описание (ход) работы:

Установки для использования сжиженного газа могут быть: индивидуальные, групповые и резервуарные.

Индивидуальные установки имеют производительность, достаточную для обеспечения работы 4-х конфорочной плиты, или проточного водонагревателя с тепловой нагрузкой при установке баллона в помещении и любом составе жидкого газа и 4-х конфорочной плиты или водонагревателя с тепловой нагрузкой до 10000 ккал/ч при установке баллона на открытом воздухе в средней полосе России и заполнении баллона техническим пропаном.

Поэтому расчет производительности индивидуальной баллонной установки не требуется. Без расчета для индивидуальной установки применяется также регулятор давления типа РДГ-6 и газопровод диаметром 15 мм из стальных труб или резинотканевых шлангов.

Групповые установки применяются для газоснабжения отдельных более крупных потребителей (отдельного жилого дома, небольшого предприятия и т.д.) до сооружения резервуарной установки. Суммарная емкость группы баллонов для жилых, общественных зданий и коммунально- бытовых потребителей не должна превышать 600 л при размещении баллонной установки у стен зданий и 1000 л при наличии разрывов от зданий (от 8 до 25 м), а для коммунальных и бытовых предприятий – соответственно 100 и 150 л.

Количество баллонов в групповой установке для жилых зданий определяется по номинальным расходам газа проборами по формуле:

$$N = \frac{q_n k_0}{Q_H^P V} \quad (2.1)$$

где N - количество баллонов в установке, шт;

q - номинальная тепловая нагрузка газовых приборов, установленных в одной квартире, кдж/ч (стр.3, Пешехонов Н.И. "Проектирование газоснабжения");

п - количество обслуживаемых квартир;

к₀- коэффициент одновременности (СНиП 2.04.08—87*)

Q_H^P - низшая теплота сгорания газа, кдж/нм³;

V - расчетная производительность одного баллона, нм³/ч;

Количество баллонов для газоснабжения коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных объектов определяется по суммарной номинальной тепловой нагрузке агрегатов с введением коэффициента одновременности, учитывающего возможное уменьшение нагрузки вследствие несовпадения времени работы агрегатов. Производительность одного баллона зависит от температуры наружного воздуха, принятой за расчетную, равномерности работы установки и длительности ее непрерывной работы. В соответствии с существующей практикой проектирования применяется двойной комплект баллонов - один рабочий и один резервный - и предусматривается возможность их раздельной и совместной работы. Резервный комплект должен быть всегда заполнен смесью, т.к. он рассчитан на работу в зимний период. В этом случае при расчете производительности баллона применяют среднюю температуру января.

Резервуарные установки подают газ значительному количеству потребителей по наружной газовой сети. Суммарный геометрический объем резервуаров резервуарной установки при наземном расположении составляет не более 20м³, а при подземном не более 50м³. Максимальный объем одного резервуара при объеме установки до 20м³ - 5м³, при объеме установки 21- 50м³ не более 10м³.

Расчетный расход газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды определя-

ется по годовым нормам расхода газа (СНиП)

$$V = \frac{q_{\text{год}} \cdot n k_c}{Q_H^P \cdot 8760} \quad (2.2)$$

где: $q_{\text{год}}$ - расход газа на 1 человека, кДж/год; n - количество жителей, пользующихся газом;

k_c - коэффициент суточной неравномерности за год (при наличии газовых плит = 1,4; при наличии газовых плит и водонагревателей $k_c=2,0$);

Q_H^P - теплота сгорания газа, кДж/км.

Для отдельных установок и приборов расход газов определяется по номинальным расходам газа и коэффициентам одновременности.

Количество резервуаров в установке определяется

$$N = \frac{\Sigma V}{v}$$

где: v - производительность одного резервуара, определяемая по СНиП.

2.2 Задачи и примеры

2.2.1. Определить число баллонов емкостью 50 л в баллонной установке, предназначеннной для газоснабжения восьми квартирного жилого дома. В кухнях всех квартир установлены 4-х конфорочные газовые плиты. Объемный состав газа: C_3H_8 - 75%, C_4H_10 - 25%.

Решение:

1. Q_H^P сгорания смеси (без учета фракционности испарения)

$$Q_H^P = 0,75 * Q_H^P + 0,25 * Q_H^P$$

2. Номинальная теплопроизводительность плиты определяется по [7]. Производительность одного баллона составляет $v = 0,2 \text{ м}^3/\text{ч}$.

3. k_0 - 0,27 - [1] (принято для 8 квартир, в которых установлены 4-х конфорочные плиты)

4. Число рабочих баллонов в установке:

$$V_{k_0} = \frac{q_n k_0}{Q_H^P v} = \frac{8 * 1000 * 0.27}{23780 * 0.2} = 4.6 \approx 5 \text{ шт.}$$

С учетом резервных принимаем 10 шт.

2.2.2 Определить производительность 50 л ($d = 0,3 \text{ м}$, $h = 0,9 \text{ м}$), заполненного сжиженным газом на 75%, при $t_H = -5^\circ\text{C}$ температуру жидкой фазы в баллоне максимально допустим (-30°C). Сбытная теплота парообразования $\tau = 90 \text{ ккал/кг}$.

РЕШЕНИЕ:

k - 50,2 кДж/м² ч °C

1. Смоченная поверхность баллона:

$F_{cm} = 0,75nd(0,5d + h) = 0,75*3,14*0,3(0,15 \text{ м}^2) = 0,743 \text{ м}^3$ (при неизменной температуре жидкости)

$$G_{ucn} = \frac{kF_{cm}(t_H - t_c)}{r} = 2.26 \text{ кг/ч}$$

без учета теплосодержания жидкой фазы и самого баллона.

2.2.3 Определить количество испаряющегося в час сжиженного пропана в наземном резервуаре ($d = 1,0\text{м}$ и $l = 3,3\text{м}$) при $t_H = -6^\circ\text{C}$, температура жидкой фазы $t_J = -29^\circ\text{C}$. Резервуар наполнен жидкой фазой на 50% $P_w = 5,4 \text{ м}^2$.

Решение:

$$G_{ucn} = \frac{50,4 * 5,41 * ((-6 - 29))}{399} = 17 \text{ кг/ч}$$

2.2.4 Определить число подземных резервуаров объемом 5 м в групповой установке, предназначенной для газоснабжения 4-х жилых домов с числом жителей 500 человек и домовой кухней с суммарной тепловой нагрузкой установленных газовых приборов ($q=580 \text{ МДж/ч}$). В кухнях квартир установлены 4-х конфорочные плиты и проточные водонагреватели. Объемный состав газа: $\text{C}_3\text{H}_8 - 75\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10} - 25\%$; $Q_H^P = 98 \text{ МДж/м}^3$

РЕШЕНИЕ: Расход газа на 1 человека по [1] $q=2800 \text{ МДж/год}$

1. Расход газа на домовую кухню

$$V_k = \frac{580000}{98000} = 5.9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

2. Расход газа на квартиры:

$$V_{ke} = \frac{n * K_H * q_{cod}}{Q_H^P * 365 * 24} = \frac{500 * 2 * 8000}{98 * 365 * 24} = 9.43 \text{ м}^3/\text{ч}$$

3. Расход газа на резервуары

$$V_p = V_k + V_{KB} = 5.9 + 9.43 = 15.33 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Принимаем давление в резервуаре 0,05 МПа, остаточное содержание $\text{C}_3\text{H}_8 = 60\%$, температура грунта на уровне оси резервуара 0°C , коэффициент теплопроводности грунта $2,56 \text{ Вт/(м К)}$. Остаточный уровень сжиженного газа в емкости 35%. По номограмме [1] находим производительность одного резервуара, равную $3,0 \text{ м}^3/\text{ч}$

Число резервуаров в установке: $N = 15.33 / 3 = 5$ шт.

2.2.5 Определить количество подземных резервуаров емкостью 2.5 м^3 в групповой установке, предназначенной для газоснабжения жилого дома со 100 квартирами, оборудованными 4-х конфорочными плитами. Газ C_3H_8

$$Q_H^P \text{ МДж/нм}^3.$$

v - производительность одного резервуара, $5,5 \text{ нм}^3/\text{ч}$

$$N = \frac{n * q * K_0}{Q_H^P * v} = 2.2 \text{ шт}$$

2.3 Точка росы.

Конденсация насыщенного пара определяется по температуре точки росы. Незначи-

тельное сжатие насыщенного пара при $t = \text{const}$ или охлаждения при $P = \text{const}$ приводят к перенасыщению - выпадает роса.

Температура точки росы определяет минимальную температуру, при которой целесообразно производить распределение смеси пропан - бутановых газов по трубопроводам.

Определение точки росы паров смесей углеводородов, находящихся под атмосферным давлением, производят графическим методом по номограмме. Номограмма В.Черли., в которой можно определить зависимость точки росы от состава смеси C_3H_8 , приводится в учебнике “Газификация городов сжиженными газами” (стр.340 И.Д. Букшун.)

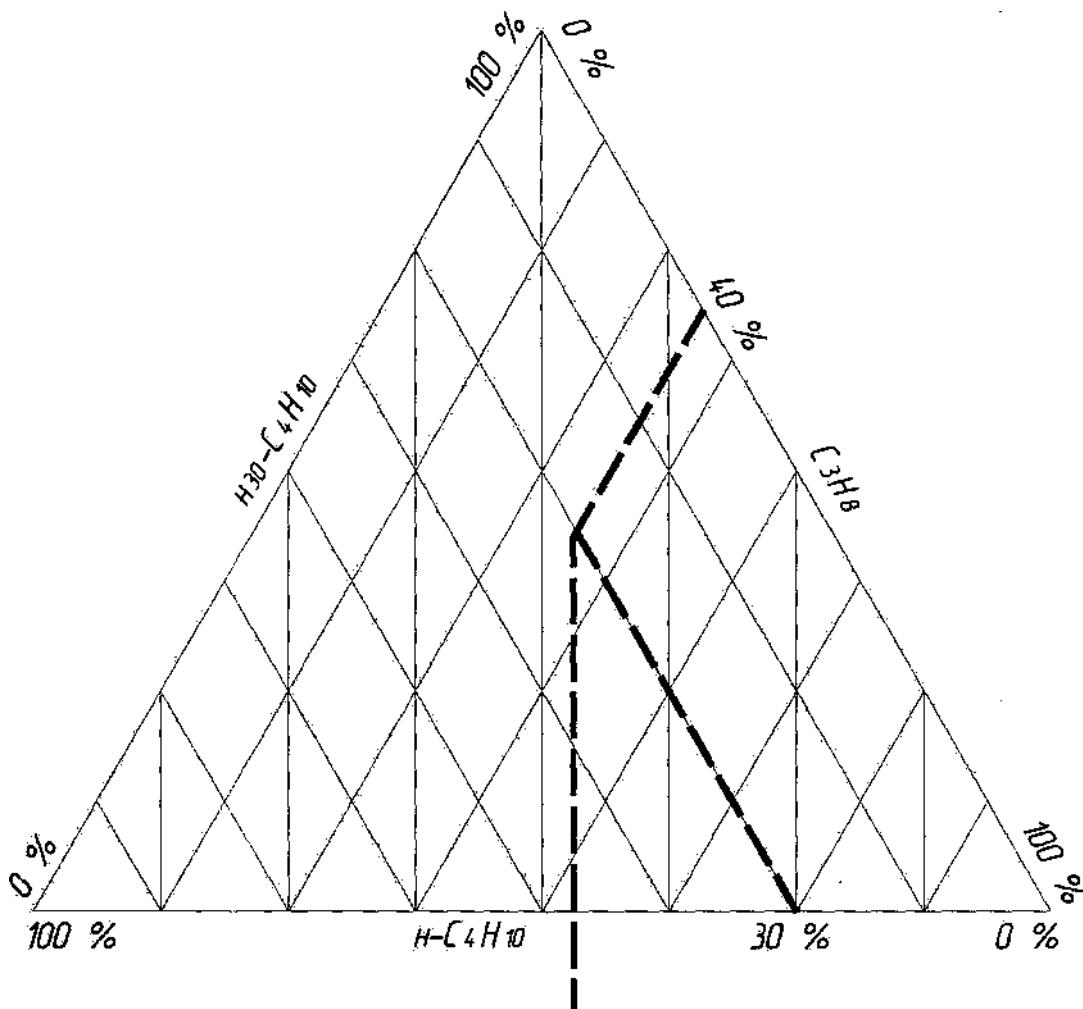


Рис 3.1 - Номограмма В. Черли, определение точки росы

Для определения точки росы смеси необходимо найти пересечение линий процентного содержания двух компонентов с вертикальной линией точки росы, значения которой отложены на линии, параллельной содержанию н-бутана.

ПРИМЕР. Найти точку росы для смеси, содержащей пропан - 40%, н- бутан - 30% и изобутан - 20%.

Решение: Достаточно найти пересечение линии, соответствующей 40% C_3H_8 с линией, соответствующей 30% н-СЛю*

Опустив из точки пересечения вертикальную прямую на шкалу температур, находим точку росы смеси $t_{mp} = -13^{\circ}\text{C}$.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

3.1 Практическое занятие №1, 2 (4 часа).

Тема: «Основы образования рынка энергии и мощности»

3.1.1 Задание для работы:

1. Изучить общие законы рыночной экономики.
2. Рассмотреть основы структурной реформы электроэнергетики.
3. Рассмотреть вопросы организации купли-продажи энергии.

3.1.2 Краткое описание проводимого занятия:

1. Общие законы рыночной экономики

Энергетика, как и все хозяйство нашей страны, пока еще робко вступает в рыночные отношения, поэтому необходимо хотя бы приближенно и в общих чертах охарактеризовать *основные законы рыночной экономики*. Как известно, вся экономическая наука разделяется на *общую и конкретную экономику*, или экономику отраслей материального производства. Общеэкономическая теория создает теоретическую базу для конкретной экономики, определяет основные концепции отраслевых экономических дисциплин. Именно с этих позиций здесь и следует коснуться общеэкономических вопросов.

Во всем мире и на протяжении, по крайней мере, двух веков человеческая мысль исследовала общие законы экономики и добилась убедительных результатов. Фундаментальные исследования проведены многочисленной плеядой видных экономистов, среди которых не последнее место занимают и наши соотечественники. Сейчас существует довольно много научных мнений и школ, описывающих как общие принципы рыночной экономики, так и частные, хотя и очень существенные ее моменты.

Однако в настоящее время нет единого, общепризнанного перечня экономических законов, действующих в обществе с товарно-денежными отношениями. Не ставя задачи рассматривать существующие мнения, следует назвать основные законы *рыночной экономики* применительно к конкретной экономике:

- 5)закон стоимости;
- 6)закон максимальной прибыли;
- 7)закон планомерного, пропорционального развития экономики;
- 8)закон роста благосостояния народа.

Закон стоимости. Определяет суть взаимоотношений в процессе товарообмена на свободном рынке. Согласно этому закону, каждый товар, представленный продавцом (производителем) на рынок, имеет свою стоимость. Стоимость товара определяется как стихийно складывающаяся рыночная цена (Π), соответствующая общественно необходимым затратам труда, и может характеризоваться выражением:

$$\Pi = c + V + m, \quad (1)$$

где c – капитал, затраченный для производства данного товара. По современной терминологии – это основные производственные фонды, точнее – их часть, перенесенная на

продукцию и равная сумме амортизационных отчислений, и все материальные затраты, включая стоимость оборотных средств; V - живой труд, выступающий в виде стоимости рабочей силы, т.е. равный величине оплаты труда; m – прибавочная стоимость, прибыль, составляющая основной стимул производства.

Естественно, что продавец хотел бы получить за свой товар максимально возможную прибыль, для чего следует назначить максимально высокую цену. Однако каждый товар, с точки зрения покупателя, имеет некоторую потребительскую стоимость, степень его полезности, поэтому неизвестно, захочет ли покупатель покупать товар по предложенной цене.

Таким образом, во взаимодействии стоимости и потребительской стоимости происходит формирование рыночной цены, устраивающей и продавца, и покупателя. Иными словами, цена складывается в результате балансирования спроса и предложения на рынке.

Закон максимальной прибыли. Он отражает стремление продавца-производителя к получению от своей производственно-хозяйственной деятельности максимальных выгод. Величина общей массы прибыли:

$$m = (\Pi - S) \cdot \Pi, \quad (2)$$

где Π – рыночная цена, р./ед.; S – себестоимость производства единицы продукции, р./ед.; Π – объем продаж, единицы продукции.

Как видно из выражения (2), получить максимальную массу прибыли принципиально можно тремя путями:

- 4) максимально повысить продажную цену, но тогда товар не будет продаваться, покупатели обратятся к конкурентам, продающим этот товар по более низкой цене;
- 5) максимально снизить себестоимость производства;
- 6) увеличить объем производства и продажи; однако неизвестно, нужно ли это рынку, найдет ли такое количество товара сбыт.

С учетом рыночной конъюнктуры и механизма формирования рыночной цены на товары главным способом увеличения прибыльности является *снижение себестоимости* путем всестороннего совершенствования производства, включая весь цикл производственно-хозяйственной деятельности. Таким образом, стремление к максимальной прибыли приводит к совершенствованию производства.

Закон планомерного пропорционального развития экономики. В недавнем прошлом он считался исключительной прерогативой социалистического строя, в условиях «общенародной» (точнее – государственной) собственности.

Действительно, этот закон, как и другие экономические законы, является объективным, не зависящим от воли людей. И в первый период своего развития капитализм не был способен организовать планомерное и, главное, пропорциональное развитие национальной экономики.

В результате существенноискажались пропорции в экономических комплексах стран, происходили периодические экономические депрессии, спады, кризисы. Но позднее, начиная с 30-х гг. XX в., после глубокого кризиса 1929-1931 гг., правительства наиболее развитых стран стали регулировать рынок, планировать (по западной терминологии – програмировать) развитие экономики с помощью соответствующего законодательства и национальных экономических программ. И в последующие годы серьезных экономических кризисов не наблюдалось.

В то же время при социалистическом строе излишняя централизация планирования, неоправданные мелочные предписания сверху подавляли местную инициативу, исключали рыночное саморегулирование. А громоздкость бюрократического аппарата и как результат –

фактическая неуправляемость экономики – привели к серьезному нарушению пропорций в государственном хозяйстве, застою (стагнации) и последующему глубокому экономическому кризису.

Таким образом, человечество, и особенно наша страна, на собственном горьком опыте познало *необходимость строгого соблюдения закона планомерного пропорционального развития для бескризисного функционирования национальной экономики*.

Диспропорции, вынужденно возникающие в национальной экономике многих стран (вследствие географических, этнографических, национальных и других особенностей), сегодня вполне успешно компенсируются мировым рынком. В какой-то мере надеются на это и в нашей стране. Однако, в силу уникальности России (территория, климат, менталитет и пр.), выход из кризиса у нас возможен только при соблюдении нужных пропорций и планомерного развития отечественной экономики. Многое в этом отношении может быть достигнуто на путях возобновления – разумеется, на новом качественном и экономическом уровне – государственного планирования общественного воспроизводства, при разработке и осуществлении национальных программ на 3, 5, 7 лет, любой другой приемлемый срок. При этом государственное планирование должно касаться лишь макроэкономических категорий – общих для страны в целом объемов, структуры, пропорций и темпов развития производства с участием всех форм собственности.

Закон роста материального благосостояния народа. В нашей стране он неустанно провозглашался во всех партийных и правительственные решениях. Однако на деле существовала масса ограничений, в результате которых большая часть населения имела низкий, хотя и гарантированный (в большинстве случаев) уровень жизни.

В капиталистических странах такой лозунг отсутствовал. В эпоху первоначального накопления капитала и на первых этапах развития там действительно существовали жесткая эксплуатация и низкий жизненный уровень тружеников.

Однако впоследствии сработали объективные факторы:

5) низкий уровень жизни – низкий уровень потребления продукции, производимой владельцами капиталистической собственности. А при увеличении оплаты труда рынок существенно оживляется за счет роста спроса;

6) повышение оплаты и создание нормальных условий труда – результат деятельности мощного профсоюзного движения;

7) совершенствование и усложнение производства требовало все более квалифицированной рабочей силы. Иными словами, стоимость рабочей силы со временем значительно возрастила, т.е. существенно повышался общий жизненный уровень народа;

8) возникновение новых, весьма выигрышных способов мотивации труда – участие работников *в собственности, в прибылях и в управлении*, когда работники становились акционерами, т.е. совладельцами своих предприятий. И тогда они получали дополнительные стимулы к эффективной работе и одновременно – существенное повышение собственных доходов в виде дивидендов по акциям.

Таким образом, *развитие экономики объективно требует повышения уровня благосостояния народа*.

2. Основы структурной реформы электроэнергетики

Переход России к рыночной экономике обусловил необходимость проведения структурных реформ в электроэнергетике России и создания новых форм внутриотраслевых и межотраслевых экономических отношений. В отрасли проведены акционирование и частичная приватизация предприятий. Одновременно с акционированием предприятий электро-

энергетики осуществлялась ре- структуризация, вызванная неравномерным размещением генерирующих мощностей и зависимостью большинства регионов от межсистемных перетоков электроэнергии и мощности.

Выбранный способ формирования отраслевой структуры капитала, при котором контрольный пакет акций большинства отраслевых компаний принадлежит Российскому акционерному обществу «ЕЭС России», обеспечил определенную преемственность управления в условиях трудного переходного периода. Сложившаяся структура управления отраслью, которая во многом воспроизводит прежнюю систему административно-отраслевого управления, но действует уже на основе имущественных отношений, позволила за этот период решить главную задачу – обеспечить устойчивое энергоснабжение потребителей. Но функционирование частично реформированной электроэнергетики выявило ее слабые стороны, которые наряду с неблагоприятными внешними факторами (спад производства, неплатежи и др.) привели к снижению отраслевой эффективности.

Не обеспечивается оптимальный режим работы электростанций, что стало одной из причин увеличения удельного расхода топлива, возросли потери энергии в электрических сетях и увеличилась относительная численность эксплуатационного персонала предприятий. Из-за спада потребления электроэнергии более чем на порядок выросли резервы установленных мощностей в Единой энергетической системе России. Образовавшийся избыток мощности, составляющий сегодня около 70 млн. кВт, способствуя поддержанию надежной и устойчивой работы Единой энергетической системы России, дополнительной финансовой нагрузкой на потребителей, поскольку оплачивается ими.

Существенно снизилась эффективность капитального строительства (инвестиционного процесса). Это является в основном результатом действующего порядка финансирования электроэнергетики, предусматривающего формирование финансовых источников за счет включения инвестиционной составляющей в тарифы на электрическую и тепловую энергию. Возможность получения значительных инвестиционных ресурсов за счет их «принудительного» включения в тарифы для конечных потребителей освобождает акционерные общества электроэнергетики от необходимости поиска потенциальных инвесторов, снижает требовательность к отбору эффективных проектов. Кроме того, финансирование электроэнергетики через регулируемые тарифы перекладывает весь инвестиционный риск на потребителей электроэнергии, сокращает их собственные инвестиционные возможности по модернизации производства, что не способствует энергосбережению, преодолению экономического спада и восстановлению конкурентоспособности российской промышленности.

Все отмеченные обстоятельства вызвали необходимость создания и административного оформления *Федерального оптового рынка электрической энергии и мощности* (ФО-РЭМ). Дальнейшее развитие этого общероссийского рынка на основе конкуренции потребует серьезных изменений в естественной монополии электроэнергетической отрасли.

Основная часть российской электроэнергетики сконцентрирована в *Российском акционерном обществе «ЕЭС России»* (РАО ЕЭС). Это крупная холдинговая компания, контролирующая электростанции, межсистемные линии электропередачи региональные энергоснабжающие компании и акционерное общество «Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы России».

Конфликт интересов возникает при функционировании оптового рынка, когда РАО ЕЭС, имеющее собственные генерирующие мощности, одновременно контролирует оперативно- технологическое управление оптовым рынком, процессы отбора генерирующих мощностей и распределения нагрузки между всеми производителями, работающими на этом рынке. Выполнение операторских функций и повышение доверия участников оптового рын-

ка к механизму его функционирования требуют *разделения функций владельца* генерирующих мощностей и *оператора оптового рынка*. Дискриминация проявляется и по отношению к атомным электростанциям, функционирующими на оптовом рынке, в части их загрузки.

Кроме того, РАО ЕЭС объективно не заинтересовано в появлении на оптовом рынке новых генерирующих мощностей конкурирующих компаний, поскольку выход на оптовый рынок новых, более эффективных электростанций вытесняет мощности этого акционерного общества и ведет к снижению его доходов, поэтому для электроснабжения российских потребителей с минимальными затратами, создания благоприятных условий для притока российских и иностранных инвестиций в объекты электроэнергетики необходимо развивать конкуренцию при производстве электрической энергии. Создание оптового рынка возможно только на основе конкуренции, а также при государственном регулировании и контроле тех сфер хозяйственной деятельности, где конкуренция нецелесообразна или невозможна: передача и распределение электроэнергии, управление оптовым рынком и т.п. Ожидаемым результатом конкуренции станет возникновение жестких требований к снижению производственных издержек и повышению экономической эффективности электроэнергетических организаций.

Развитие Федерального общероссийского оптового рынка электрической энергии и мощности ведется по следующим основным направлениям:

4) формирование новой системы организации оптовой торговли электроэнергией, работающей на конкурентной основе, с охватом всех регионов России, в которых она технически реализуема и экономически целесообразна;

5) формирование цены электрической энергии на спотовом рынке на основе конкурентного отбора заявок на ее продажу при данном уровне спроса, определяемом на основе заявок на покупку электрической энергии;

6) контроль Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации за процессами формирования цен на спотовом рынке* и в случае необходимости установление предельного уровня на заявляемые цены.

Для создания организационных предпосылок при развитии оптового рынка, проведения в оправданных масштабах децентрализации управления коллегия представителей государства в Российском акционерном обществе «ЕЭС России» уполномочена проводить государственную политику, направленную на:

а) создание независимой организации – *оператора оптового рынка* – для выполнения операторских функций (без получения прибыли) на оптовом рынке, включая осуществление расчетов и платежей;

б) разработку технико-экономических обоснований для создания на базе тепловых электростанций РАО «ЕЭС России», включая действующие и строящиеся электростанции ряда независимых генерирующих компаний, каждая из которых не будет занимать монопольного положения ни в одной из энергозон оптового рынка. Вся ответственность за развитие, реконструкцию, модернизацию, вывод из эксплуатации генерирующих мощностей будет возложена на новые генерирующие компании.

ГЭС, выполняющие общесистемные функции, не передаются в состав генерирующих компаний и сохраняются в составе РАО «ЕЭС России». Тарифы на электрическую энергию и мощности, поставляемые этими ГЭС на оптовый рынок, продолжают регулироваться Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации;

в) проведение реструктуризации Единой энергетической системы России по инициативе коллегии представителей государства в РАО ЕЭС.

* Спотовый рынок электроэнергии – рынок наличного товара, на котором цены определяются на основе конкурентного механизма отбора ценовых заявок, сообщаемых электростанциями оператору рынка за сутки вперед до реальной поставки электроэнергии.

3. Организация купли-продажи энергии

В 2003 г. президент РФ подписал пакет законов об электроэнергетике и таким образом дал ход реформе энергоотрасли в России.

Необходимость преобразований в энергетике была вызвана рядом серьезных причин. Еще в 1980 гг. стали проявляться признаки застоя: производственные мощности обновлялись заметно медленнее, чем росло потребление электроэнергии. В конце 1990 гг. это явление приняло угрожающие масштабы. Энергетике требовалось преобразования, которые создали бы стимулы для повышения эффективности энергокомпаний и позволили бы существенно увеличить объем инвестиций в отрасли в целях обеспечения долгосрочного надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

В течение 4 лет в энергетике России в соответствии с утвержденным правительством планом реформирования проходили радикальные изменения: менялась система государственного регулирования отрасли, формировался конкурентный рынок электроэнергии, создавались новые компании. Кроме того, в ходе реформы менялась структура отрасли: осуществлялось разделение естественно монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций и вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, создавались структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности. Так, на Дальнем Востоке вместо «Амурэнерго», «Хабаровскэнерго», «Дальэнерго» и «ЛуТЭКа» были созданы Дальневосточная энергетическая компания, Дальневосточная распределительная сетевая и Дальневосточная генерирующая компания, объединённые в энергохолдинг ОАО «ДЭК».

Сегодня реформа завершена на 90-95%.

1 сентября 2006 г. на всей территории России заработал конкурентный рынок электроэнергии – это было бы невозможно без реформирования системы. Конкурентный рынок дал оптовым потребителям право выбирать себе поставщика и покупать энергию по приемлемой цене.

В стране отмечается огромный спрос на электричество: согласно расчетам правительстваенных экспертов он растёт на 5 % в год. На удовлетворение этого спроса и увеличение надёжности энергосистемы направлена инвестиционная программа РАО «ЕЭС России», утвержденная государством. Её масштабы впечатляют. К 2011 г. в России должны быть введены в строй новые электростанции общей мощностью 40900 МВт, из них энергокомпании РАО «ЕЭС России» построит энергообъекты мощностью около 34000 МВт. Общий объём инвестиций холдинга в строительство электростанций и сетей составит 3,1 трлн.. р. – данные основаны на правительственном прогнозе о 5 %-ном росте потребления электроэнергии в год.

Реформа электроэнергетики ещё не завершена – она закончится в 2008 г. с закрытием РАО «ЕЭС России». Но приток инвестиций уже начался. Так, две генерирующие компании, первыми передавшие свои акции частным инвесторам, выручили \$ 3,5 млрд, которые направлены на строительство новых мощностей. Это в 7 раз больше, чем все вложения государства в энергетику за последние 15 лет.

Правительство России на заседании 19 апреля 2007 г. приняло за основу Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.

Отличительной особенностью электроэнергетики является длительный инвестиционный цикл. Для принятия решения о строительстве генерирующих мощностей инвесторам необходим прогноз спроса, а соответственно, и окупаемости проекта, на 15-16 лет.

Генеральная схема, представляющая собой краеугольный камень системы стратегического планирования развития отрасли в условиях рыночных экономики, дает инвесторам представление, где и какие мощности будут востребованы экономикой. Она подготовлена с учетом спроса российских регионов, заявленных ими темпов энергопотребления и планов по размещению новых энергоемких производств.

Основополагающий документ разработан на основе сценарных условий социально-экономического развития страны, предполагающих среднегодовой рост ВВП на уровне 6,2 % по базовому варианту либо 7,4% по максимальному варианту. В соответствии с первым вариантом электропотребление к 2020 г. достигнет 1710 млрд. кВт·ч, по второму варианту – 2000 млрд. кВт·ч. Для удовлетворения потребностей страны установленная мощность энергосистемы России должна достичь к 2020 г. 340 ГВт по базовому варианту либо 392 ГВт по максимальному варианту. Для этого необходимо обеспечить ввод новых энергоблоков в объеме 180 ГВт в первом случае или 232 ГВт – во втором. Структура генерирующих мощностей страны в 2020 г. будет выглядеть следующим образом: 19-20% АЭС, 13-14% – на ГЭС и гидроаккумулирующих станциях, 30-35% – на газовых и 31-38% – на угольных ТЭС. Сейчас соотношение составляет 16%, 18%, 43% и 23% соответственно.

Общий объем инвестиций, необходимых для развития электроэнергетики России по базовому варианту, в 2006-2020 гг. оценивается в 12,2 трлн.. рублей.

Реализация Генеральной схемы позволит вывести отрасль на новый технологический уровень, в основе которого – увеличение КПД электростанций, снижение удельных расходов топлива и сетевых потерь, повышение маневренности и управляемости ЕЭС России, ее избыточной сетевой инфраструктуры, обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний в рынке электроэнергии и мощности, а также способствующей усилению межсистемных связей.

Генеральная схема содержит решения по масштабам развития и размещения атомной и гидрогенерации. Еще одним приоритетом является минимизация негативного влияния производства и передачи электроэнергии на окружающую среду.

В июле 2008 г. в соответствии с принятыми правительством РФ решениями холдинг РАО «ЕЭС России» прекратит свое существование, но уже сегодня созданы практически все субъекты отрасли. Эффективно работают семь оптовых генерирующих компаний, объединяющих крупные электростанции в различных точках России. Менее крупные ТЭЦ и ГРЭС сопредельных регионов образуют территориальные генерирующие компании. Завершено создание инфраструктуры для конкурентной торговли электроэнергией, в том числе Федеральная сетевая компания и распределительные сетевые компании, Системный оператор и биржевая площадка – Администратор торговой системы. Федеральная и региональные сетевые компании полностью обеспечивают меж-системную передачу электроэнергии и ее доставку потребителям, выстроена вертикаль диспетчерского управления во главе с Системным оператором. Обеспечением электроэнергией потребителей занимаются уже более 100 сбытовых компаний – как входящих в энергохолдинг, так и независимых.

Компании холдинга РАО «ЕЭС России» обеспечивают 69,8% объема выработки электроэнергии и 32,7% общего отпуска тепла в России. Под их контролем находится 72,1% генерирующих мощностей и 69,0 процента общей протяженности линий электропередачи ЕНЭС России.

В 2006 г. почти полмиллиона человек, работающих в холдинге, обеспечили производство 695 млрд. кВт·ч электроэнергии, что на 4,4 % больше, чем в 2005 г. Отпуск тепловой энергии вырос на 2,7% и составил 477,8 млн. Гкал.

Компания холдинга РАО «ЕЭС России» надежно и бесперебойно снабжают потребителей теплом и электроэнергией. Даже в январе-феврале 2006 гг. в условиях аномально низких температур и беспрецедентного роста энергопотребления, ЕЭС России работала практически без сбоев. В целом в 2006 г. прирост энергопотребления в России составил 4,2%. И это несмотря на то, что температура воздуха в IV квартале 2006 г. была намного ниже средней.

За прошедший год существенно выросла капитализация РАО «ЕЭС России». Этот важнейший показатель эффективности деятельности компании составил на конец декабря 2006 г. в абсолютном значении \$42 млрд., увеличившись с начала 2006 г. на 130%. В этом году тенденция сохраняется. Например, на 15 июня 2007 г. капитализация уже достигла \$55 млрд.

В 2006 г. инвесторы существенно изменили оценку перспектив российской электроэнергетики и вновь созданных энергокомпаний. Так, в прошлом году средний рост капитализации ОГК составил 110%, распределительных компаний – 150%.

На положительную динамику капитализации РАО «ЕЭС России» существенное влияние оказали ключевые корпоративные события и решения правительства РФ. Это, прежде всего, введение новых правил работы рынков электроэнергии, успешное размещение первых дополнительных эмиссий акций генерирующих компаний, одобрение первой реорганизации РАО «ЕЭС России» на внеочередном общем собрании акционеров компании и др.

На фоне 9% инфляции в 2006 г. и высокого роста тарифов естественных монополий и ЖКХ фактические тарифы в среднем по отрасли увеличились на 9,5 %. Тарифы на электроэнергию, отпускаемую энергосбытовыми компаниями холдинга, увеличилась на 10,3%. Прирост предельных минимальных и максимальных уровней среднеотпускных тарифов на электроэнергию в 2006 г. по сравнению с 2005 г. в среднем составил 5,5% и 7,5% соответственно. Прирост утвержденных тарифов для конечных потребителей в 2006 году составил в целом по отрасли 7,5% при прогнозном темпе инфляции 8 процентов. Основным фактором, повлиявшим на превышение фактических темпов роста тарифов по сравнению с утвержденным, стало существенное отклонение фактических объемов и структуры потребления от предусмотренных в плановом балансе, утвержденном ФСТ.

Изучение практики функционирования ФОРЭМ в России и опыта крупных зарубежных объединений дает возможность наметить пути дальнейшего совершенствования существующей системы. Повышение общей эффективности возможно, при выделении из энергетического процесса производства – потребления областей, где целесообразна организация конкуренции.

Для электроэнергетики и ее непрерывного процесса производства – потребления – характерна следующая общая схема: добыча и поставка топлива; производство электроэнергии; передача электроэнергии по межсистемным связям; передача и распределение в сетях АО-энерго; реализация и потребление энергии.

Финансовый поток направлен в противоположном направлении – от потребителей, питающихся от распределительных сетей (или от сетей РАО ЕЭС), к производителям.

На каждом из этапов производственного процесса имеются место издержки, связанные с эксплуатацией, аппаратом управления, производятся амортизационные начисления и формируется прибыль, а также существует значительный объем затрат на ремонтные разного характера. Отдельным фактором являются инвестиционные расходы, включая научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР).

Требует затрат деятельность по обеспечению надежности электроснабжения и качества энергии, в результате чего нужны расходы на поддержание уровня резервов, обеспечение комплекса управления, ведение режимов, ликвидацию последствий аварий, других нештатных ситуаций, приводящих к нережимным ограничениям, накладываемым на элементы энергосистем (например, плановые и внеплановые ремонты, недостаток запасов топлива). Эти расходы приводят к недополученной выручке, что адекватно расходу в потоке наличности (рис. 2.1.).

По традиции в энергетике выделяются те виды деятельности, в которых в той или иной форме возможна оптимизация в результате развития конкуренции (табл. 2.1).

В большинстве случаев сотрудничество в данных областях ориентировано на длительные сроки, и конкуренция возможна лишь на стадии заключения долговременных соглашений.

Неэффективность в этих и других областях энергетического производственного процесса влияет на эффективность всей отрасли, которая, являясь базовой, затрагивает интересы общества в целом и каждого в отдельности. Целью государственного регулирования в электроэнергетике, в том числе лицензирования и контроля за тарифами, является стремление исключить возможность ошибочных, неэффективных решений или злоупотреблений, наносящих прямой ущерб обществу.

В 1992-1994 гг. в электроэнергетике была проведена реструктуризация, включавшая: акционирование и приватизацию;

выделение из состава энергообъединений 51 крупной электростанции в качестве самостоятельных субъектов и вывод их на федеральный оптовый рынок энергии и мощности (ФОРЭМ);

акционирование и приватизацию энергообъединений, создание на их базе 72 региональных энергокомпаний, которые должны были быть поставлены в равные «стартовые» экономические условия;

создание РАО ЕЭС как сетевой компании, обеспечивающей всем участникам ФОРЭМ равный доступ к межсистемным линиям электропередачи, и как холдинг владеющей 49 % акций всех региональных энергокомпаний и контрольными пакетами всех электростанций, выведенных на ФОРЭМ.

Конкуренция на рынках электроэнергии и мощности за рубежом развивается по двум направлениям:

а) вертикальная дезинтеграция: когда из вертикально интегрированных энергообъединений, охватывающих весь энергетический цикл (производство (генерацию), передачу, распределение и сбыт) выделяют энергокомпании по передаче и распределению, а затем от них отделяют распределительные компании;

б) усиление конкуренции между производителями электроэнергии за поставки на спотовый оптовый рынок, а затем и среди распределительных компаний-поставщиков – на розничный (потребительский) рынок электроэнергии.

Спотовый оптовый рынок электроэнергии и мощности обеспечивает за рубежом до 15-20 % текущих поставок электроэнергии и мощности потребителям. Основной же объем поставок осуществляется на основе долгосрочных контрактов (обязательств) между субъектами рынка; следовательно, сфера «чистой» конкуренции на оптовом рынке весьма ограничена. В то же время следует отметить наличие конкуренции и при заключении долгосрочных контрактов на поставки электроэнергии потребителям.

Концепция формирования и функционирования контрактного рынка электроэнергии и мощности включает:

долгосрочные контракты (многолетние договоры о поставках различных категорий электроэнергии и мощности и об оказании услуг);

краткосрочные договоры (неделя, месяц, квартал, сезон, год) на поставку электроэнергии и мощности и об оказании услуг.

На контрактном рынке должны различаться сделки по мощности, электроэнергии и на оказание услуг. Каждый контракт может включать несколько видов сделок.

Сделки по электроэнергии дифференцируются *по категориям*: «твёрдые» поставки электроэнергии; поставки дополнительной электроэнергии; транзит электроэнергии; прочие поставки.

Сделки по мощности дифференцируются на поставки «твёрдой» мощности; поставки дополнительной мощности; поставки аварийной мощности; предоставление оперативного резерва; прочие поставки.

Спотовый рынок может начать функционировать только после того, как будут выполнены все условия долгосрочных, а затем и краткосрочных контрактов. Рациональная работа спотового рынка определяется технологией диспетчерского управления, параллельной работой субъектов оптового рынка. На спотовом рынке сделки по мощности и электроэнергии не должны разделяться. Все они относятся либо к экономическим обменам электроэнергией, либо к поставкам мощности и электроэнергии в аварийных режимах, причем условия таких поставок должны быть определены в долгосрочных договорах.

3.1.3 Результаты и выводы:

В результате изучения теоретических вопросов по образованию рынка энергии и мощности на занятиях были изучены общие законы рыночной экономики; рассмотрены основы структурной реформы электроэнергетики, а также вопросы организации купли-продажи энергии.

3.2 Практическое занятие №3, 4 (4 часа).

Тема: «Труд, кадры и оплата труда в энергетике»

3.2.1 Задание для работы:

1. Рассмотреть вопросы организации труда в энергетике.
2. Изучить кадровое обеспечение предприятий систем энергообеспечения.
3. Рассмотреть вопрос связанный с заработной платой на энергопредприятиях.

3.2.2 Краткое описание проводимого занятия:

1 Организация труда в энергетике

Труд – это вклад в процесс производства, осуществляемый людьми в форме непосредственного расходования умственных и физических усилий. Совокупность умственных и физических способностей человека, его способность к труду называется рабочей силой.

В условиях рыночных отношений «способность к труду» делает рабочую силу товаром. Этот товар отличается следующими признаками:

- создает стоимость большую, чем он стоит;
- без его привлечения невозможно осуществлять любое производство;
- от него во многом зависит эффективность использования основных и оборотных средств.

В обеспечении эффективности производства важное значение имеет *структура кадров предприятия*.

Персонал предприятия (кадры, трудовой коллектив) – это совокупность работников, входящих в его списочный состав.

В мировой практике чаще всего используется классификация, при которой работники делятся на менеджеров и исполнителей. Менеджеры – это организаторы производства различных уровней.

В России персонал всех промышленных предприятий, в том числе и энергетических, подразделяется:

- на промышленно-производственный (ППП), работающий в основном, обеспечивающем и обслуживающем производствах. Включает:
 - эксплуатационный;
 - ремонтный;
 - административно-управленческий;
- непроизводственный, работающий в жилищно-бытовых, коммунальных, медицинских, продовольственных, пожарных службах, в столовых, военизированной охране и других подсобных подразделениях.

Для работы в энергетике – на электростанциях, в сетевых и других предприятиях, входящих в энергообъединения, требуется большой круг различных профессий и специальностей.

Промышленно-производственный персонал подразделяется на следующие категории:

- рабочие, непосредственно обслуживающие производственные процессы в основном, обеспечивающем и обслуживающем производствах;
- служащие, выполняющие преимущественно вспомогательные и административно-управленческие функции;
- инженерно-технические работники (ИТР), осуществляющие техническое, экономическое и организационное руководство производственно-хозяйственной деятельностью всего энергопредприятия, для чего требуется высшее или среднее специальное образование;
- младший обслуживающий персонал (МОП), выполняющий простые вспомогательные работы, как правило, не требующие профессиональной подготовки – уборку, охрану и т. п.;
- ученики различных специальностей и профессий, включая стаже-ров, временно прикомандированных для освоения новшеств и пр.

Для рабочих специальностей устанавливаются разряды, например, слесарь 3-го разряда, электромонтер 5-го разряда. Всего обычно, согласно тарифно-квалификационному справочнику, присваиваются шесть разрядов – с 1-го по 6-й в порядке возрастания квалификации.

Инженерно-техническим работникам обычно присваиваются категории: инженер 1-й категории, инженер-экономист 3-й категории, инженер-наладчик 2-й категории и т. д. Здесь квалификация оценивается в обратном порядке – самая высокая категория обычно 1-я, большие номера – более низкая квалификация. В редких случаях встречается категория выше 1-й – «нулевая».

Ввиду непрерывного характера энергетических производственных процессов на энергопредприятиях и вообще в энергетике работа ведется круглосуточно, поэтому значительная часть эксплуатационного персонала образует дежурный персонал.

Особая ответственность за бесперебойность энергоснабжения приводит к необходимости постоянного ремонтного обслуживания энергооборудования, в связи с чем на энерго-

предприятиях (на электростанци-ях или в энергосистемах) содержится значительное количество ремонт-ников, численность которых иногда составляет до 70 % общего состава энергетического персонала.

Сложное энергооборудование требует от энергетиков высокой профессиональной квалификации, знания помимо своей прямой специализации правил технического обслуживания и техники безопасности (ТО и ТБ) при работе с энергоустановками, которые постоянно усложняются при освоении все более сложного энергетического оборудования. Это требует, как ни в одной другой профессии, постоянного повышения деловой производственной квалификации.

В условиях рыночных отношений для работы в промышленности, в том числе и в энергетике, все большее значение приобретают экономические знания. Они становятся необходимыми не только руководящему составу, всем работникам аппарата управления энергопредприятий и энергосистем, но и руководителям более мелких подразделений – начальникам цехов, участков, бригадиром, что также требует специальной подготовки и переподготовки.

Любой труд должен быть определенным образом организован. Основные термины и понятия по организации труда следующие:

- организация труда – система мероприятий, обеспечивающих рациональное использование рабочей силы, которая включает соответствующую расстановку людей в процессе производства, разделение и кооперацию, методы нормирования и стимулирования труда, организацию рабочих мест, их обслуживание и необходимые условия труда;
- разделение труда – разграничение деятельности людей в процессе совместного труда;
- кооперация труда – совместное участие людей в одном или разных, но связанных между собой процессах труда;
- метод труда – способ осуществления процессов труда, характеризующийся составом приемов, операций и определенной последовательностью их выполнения.

Любой труд осуществляется на рабочем месте – производственном, рабочем или управлении, служебном. Вне зависимости от назначения этого места оно должно характеризоваться рядом понятий:

- рабочее место – зона, оснащенная необходимыми техническими средствами, в которой совершается трудовая деятельность исполнителя или группы исполнителей, совместно выполняющих одну работу или операцию;
- организация рабочего места – система мероприятий по оснащению рабочего места средствами, предметами труда и услугами, необходимыми для осуществления трудового процесса;
- условия труда – совокупность факторов производственной среды, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда.

Труд характеризуется также интенсивностью и качеством:

- интенсивность труда – степень расходования рабочей силы в единицу времени;
- качество труда – степень сложности, напряженности и хозяйственного значения труда.

Для соблюдения нормальных условий труда, уровня его производительности, а также для планирования труда как составной части производственно-хозяйственной деятельности труда должны нормироваться. *Нормирование труда* – установление меры затрат труда на изготовление единицы продукции или выработки продукции в единицу времени, выполнение заданного объема работ или обслуживание средств производства в определенных организационно-технических условиях.

Применяются следующие виды норм:

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

норма времени – время, затрачиваемое на производство единицы продукции или выполнение единицы работы;

норма обслуживания – количество единиц оборудования, обслужива-емого одним человеком;

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

Как видим, эти нормы образуют две пары, где каждая является обратной по отношению к другой:

- норма выработки – норма времени;
- норма обслуживания – норма численности.

Для нормирования управленческого труда применяется также *норма управляемости* – количество людей, которыми может эффективно управлять один руководитель.

По психофизическим возможностям среднего человека это количество составляет 7–8 человек. Так, если в бригаде количество работников больше восьми, то бригадиру требуется заместитель, который сам, подчиняясь бригадиру, от его имени будет управлять частью бригады – не более чем 7–8 подчиненными.

Широкое распространение получила бригадная форма организации труда или коллективный подряд. Эффективность этой формы доказана жизнью, однако такая организация целесообразна только там и тогда, где

и когда имеется возможность:

- четко определить конечный результат трудовой деятельности;
- достоверного дифференцированного учета этих результатов, расходов сырья, материалов и энергии;
- выделить бригаде (коллективу) рабочую зону и закрепить за ней необходимое оборудование и оснастку;
- бесперебойно обеспечивать необходимым сырьем, материалами и комплектующими;
- оценить прибыльность производственно-хозяйственной деятельности бригады (коллектива) как обособленной коммерческо-хозяйствен-ной производственной единицы.

Нормирование труда в энергетике имеет ряд особенностей, связанных прежде всего со спецификой отрасли. Так, нормы выработки и времени могут использоваться только в энергоремонтном производстве и неприменимы в основной деятельности энергетиков при производстве различных видов энергии и энергоносителей и снабжении ими потребителей, поскольку объем энергетического производства зависит только от потребителей.

Наиболее употребительны в энергетике нормы обслуживания и нормы численности. Но и здесь возникают сложности, так как при многообразии энергетического оборудования трудно оценить, сколько и какое оборудование должен обслуживать один человек. Для этого применяются условные единицы:

- единица ремонтосложности энергооборудования, с помощью которой оценивается практически любое оборудование;
- либо человекочасы или нормочасы для обслуживания соответствующих видов энергетического оборудования.

Для установления трудовых норм выработан ряд приемов и методов, получивших распространение в отечественной науке и практике. Некото-рые из них, наиболее трудоемкие и методически сложные, применяются только исследовательскими организациями, выпол-

няющими работу по за-казам предприятий. Многие могут применяться непосредственно работниками производственных предприятий – сотрудниками отделов труда и зарплаты.

На практике используются такие методы нормирования труда:

- хронометраж и самохронометраж рабочего времени, при котором устанавливаются фактические трудозатраты на проведение различных трудовых операций, связанных с выпуском продукции или выполнением работы (хронометраж применяется как рабочий прием и в других методах нормирования);
- экспериментальный метод, когда нормы разрабатываются при проведении специальных испытаний, которым добровольно подвергаются отдельные работники;
- метод моментных наблюдений, состоящий в периодических записях о характере выполняемых работ в каком-либо трудовом коллективе (бригаде, отделе и т. п.) и последующей специальной обработке этих наблюдений, в результате чего устанавливаются нормы трудозатрат на выполнение определенных работ;
- метод нормирования по элементам движений, представляющий собой сравнение фактического времени на выполнение отдельных движений (поднял руку, повернулся и т. д.) со временем усредненным, необходимым, исходя из физиологических возможностей человека.

Есть и другие, менее распространенные методы нормирования трудовых процессов, которые применяются специализированными организациями, впоследствии публикующими результаты своих исследований и практические рекомендации.

Установление рациональных норм трудозатрат имеет большое значение для оценки и последующего принятия мер в целях повышения производительности труда. Производительность труда в большинстве отраслей промышленности (Пл) определяется как отношение годового объема производства (П) к численности промышленно-производственного персонала (Л):

$$\Pi_{\text{л}} = \Pi / L . \quad (6.1)$$

Для энергетики определение производительности труда подобным образом нехарактерно, поскольку, как уже говорилось, объем производства от энергетиков практически не зависит. Так, в морозную зиму производительность труда работников отопительной котельной будет значительно выше, чем в теплую, хотя их фактические затраты труда не намного изменятся. Для электростанции можно представить такой случай, когда она стоит в резерве и не вырабатывает энергию. Получается, что производительность труда ее работников равна нулю? Конечно, нет.

Более показательной является оценка производительности труда в энергетике по коэффициенту обслуживания (Кобс):

$$K_{\text{обс}} \square \frac{Q_{\text{час}}}{L} \quad (6.2)$$

или

$$K_{\text{обс}} \square \frac{E_{\text{обс}}}{L} , \quad (6.3)$$

где Кобс – коэффициент обслуживания, ед. производительности/чел., или ед. оборудования/чел.;

$Q_{\text{час}}$ – часовая энергетическая производительность оборудования, кВт (МВт), Гкал/ч, а

также Гкал холода/ч, м³/ч и т. д.;

Еобс – количество единиц обслуживаемого энергетического оборудования, приведенное к общим единицам – единицам ремонтосложности, человеко- или нормочасам и т. п.

Для других энергетических и неэнергетических объектов коэффициент обслуживания может рассчитываться с использованием других единиц, наиболее подходящих для конкретных условий. Так, в сетевых предприятиях он может иметь размерность км/чел., т. е. показывает, сколько километров сетей обслуживается одним работником предприятия. Для наладчиков на заводах этот коэффициент может иметь размерность станков/чел., для автремонтников – автомашин/чел., причем условных автомашин, усредненных (легковых различного класса, грузовых разной грузоподъемности) по показателям обслуживания и т. д. Долгое время здесь оставался дискуссионным также вопрос о численности персонала – производительность труда какого именно персонала оценивается: только рабочего, промышленно-производственного или общего, включая административно-управленческий? Сегодня в большинстве случаев участвующим в производственно-хозяйственной деятельности считается весь персонал, поскольку ни без инженерно-технических работников, ни без управленцев производственно-хозяйственный процесс не может осуществляться должным образом.

Эти показатели, как видим, не зависят от годового производства энергии или энергоснабжающих, а оценивают трудоемкость работ по поддержанию оборудования в постоянной эксплуатационной готовности, обеспечению его работоспособности и нужной производительности.

2 Заработка плата на энергопредприятиях

Заработка плата – цена, выплачиваемая за использование труда наемного работника. Различают:

- 1) номинальную заработную плату – сумма денег, полученная наемным работником;
- 2) реальную заработную плату – совокупность товаров и услуг, которые можно приобрести на эти деньги с учетом их покупательной способности.

Для большинства населения развитых стран заработка плата представляет основной источник существования, она составляет, как правило, $\frac{2}{3}$ – $\frac{3}{4}$ национального дохода.

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

1. Сдельная оплата предусматривает свои разновидности. *Прямая сдельная оплата* – по установленным ставкам за производство единицы продукции или работы. Иногда такая оплата предусматривает выполнение установленных норм выработки или времени, и размер оплаты напрямую зависит от объема произведенной продукции или работы.

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

Сдельно-премиальная система – оплата за установленный объем выработки ведется по прямой сдельной, но при перевыполнении планового задания работники премируются, при-

чем размер премий чаще всего устанавливается в определенном размере за каждый процент перевыполнения задания против установленных норм.

Косвенная сделенная оплата – устанавливается для оплаты вспомогательных работников (ремонтников).

Сдельно-аккордная система – оплата увеличивается за каждый день, на который можно сдать производственный объект досрочно.

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

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

2. Повременная система оплаты труда позволяет определить сумму оплаты труда работника за отработанное время. Применяется то-гда, когда производственный процесс строго регламентирован, когда функции работника сводятся к наблюдению за процессом либо когда используется конвейер со строго заданным ритмом.

Также имеет свои разновидности.

Простая повременная форма оплаты (система тарифных ставок или должностных окладов) основывается на тарифно-квалификационной системе.

Тарифно-квалификационная система – совокупность нормативов, с помощью которых регулируется уровень заработной платы различных групп и категорий работников в зависимости:

- от квалификации работников;
- сложности выполняемой работы;
- условий, характера и интенсивности труда;
- условий (в том числе природно-климатических) выполнения работ;
- вида производства.

Основными элементами тарифно-квалификационной системы являются:

- тарифно-квалификационные справочники – группируется весь перечень возможных видов работ, а также определяются знания, навыки, умения, квалификация, требуемые для их выполнения;
- тарифные сетки – устанавливают соотношение в оплате труда, которая растет в зависимости от сложности и требуемой квалификации;
- тарифные ставки – определяют размер оплаты за работы, отнесенные к разряду при выполнении 100 % норм выработки или времени. Ставка 1-го разряда – это база для определения ставок следующих разрядов. Тарифная ставка 1-го разряда не может быть ниже минимального размера оплаты труда, установленного государством;
- тарифные коэффициенты – показывают во сколько раз уровень оплаты работ данного разряда выше уровня оплаты работ первого разряда;
- надбавки и доплаты за работу с отклонениями от нормальных условий труда.

Система тарифных ставок в недавнем прошлом устанавливалась практически для всех отраслей материального производства единой по всей стране. Сейчас эта система, во-первых, носит рекомендательный характер, и, во-вторых, предусматривает не фиксированные тариф-

ные ставки, а соотношения между ставками разных разрядов – тарифные коэффициенты (табл. 6.1).

В энергетике применяются свои тарифные сетки и коэффициенты. Так, в АО «Мосэнерго» в основу такой системы положена единая тарифная сетка, включающая разряды от 0 до 22-го. Тарифный коэффициент 1-го разряда принят равным 1, нулевого разряда – 0,9, а 22-го разряда – 9,79.

Рабочие в зависимости от квалификации имеют ступени оплаты от 1 до 6.

Практически тарифные разряды рабочих соответствуют разрядам Еди-ного тарифно-квалификационного справочника (ЕТКС). Единая тарифная сетка устанавливает для каждого разряда работников минимальный должностной оклад, кроме того, имеются еще несколько ступеней оплаты.

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

Повременно-премиальная система имеет много разновидностей, различия между которыми в основном сводятся к установлению пред-мета премирования.

Прежде главным условием премирования было выполнение плано-вых заданий, которые и устанавливались так, чтобы их легко можно было выполнить и перевыполнить, причем в критических ситуациях широко была распространена практика «корректировки» планов в сторону понижения. Кроме того, имелось множество других показателей, позволявших претендовать на премии: освоение новой техники, экономия сырья, материалов, энергоресурсов, повышение производительности труда, повышение качества продукции или работ и т. п.

Многие из этих показателей действительно отражают повышение эффективности производства, и их выполнение заслуживает поощрения. Большинство из них трудно учитываемо, вследствие чего премирование носило преимущественно волевой, необъективный характер. Особенно это проявлялось в многочисленных системах внутрипроизводственного хозяйственного расчета, что привело к дискредитации самого этого понятия.

Среди производственных факторов, от которых зависит премирование, в энергетике главными были выполнение плановых заданий и показателей энергопроизводства (например, коэффициент эффективного использования установленной мощности), безаварийность работы энергооборудования, бесперебойность энергоснабжения и некоторые другие. Далеко не всегда эти показатели напрямую увязывались с основным экономическим показателем производственно-хозяйственной деятельности – с прибылью.

В то же время большинство показателей, за выполнение которых предусматривалось премирование работников, в новых условиях рыночных отношений не следует отвергать только потому, что системы отношений, где они использовались, дискредитировали себя при тоталитарном управлении производством. В настоящее время созданы все предпосылки для введения объективно оцениваемых внутрипроизводственных коммерческих (бывших хозрасчетных) отношений в энергосистемах между входящими в него предприятиями, на энергопредприятиях между его цехами, службами и другими подразделениями.

Различные формы повременной оплаты труда являются основными в энергетике. Как и везде, здесь преобладает повременно-премиальная система. В настоящее время выбор систем премирования с учетом конкретных форм и показателей всецело зависит от предприятий, которые должны быть заинтересованы в установлении прямой зависимости премирования от конкретных результатов труда.

В энергетике премии начисляются к должностному окладу за фактически отработан-

ное время, включая:

- надбавки за высокую квалификацию;
- доплаты за совмещение профессий, замещение;
- доплаты за работу в ночное время, в праздничные, выходные дни, сверхурочное время.

Каждое энергопредприятие самостоятельно разрабатывает положение о премировании рабочих с учетом тех основных показателей, которые утверждены энергосистемой для руководителей, таких как отсутствие аварий, вызванных неудовлетворительной организацией эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергооборудования, выполнение графика нагрузки энергосистемы. Примеры устанавливаемых на энергопредприятиях показателей премирования рабочих ведущих профессий приведены в табл. 6.2.

Бестарифные системы оплаты труда – заработная плата зависит от квалификационного уровня работника, коэффициента трудового участия (КТУ), фактически отработанного времени.

В последнее десятилетие довольно широкое распространение получили коллективные формы оплаты труда, по типу прежних систем аккордной оплаты, предусматривавшейся в редких случаях – при выполнении сверх-урочных, «авральных» работ.

Коллективный или бригадный подряд предусматривает оплату конечного результата трудовой деятельности, для четкой фиксации которого необходимо выполнение ряда условий. Общий заработка между членами трудового коллектива распределяется по так называемому *коэффициенту трудового участия*, рассчитываемому исходя:

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

На практике определение КТУ свелось к расчету по двум первым показателям – по тарифной ставке и по фактически отработанному времени, ибо выявление и оценка других изначально заявленных факторов трудового участия бывает затруднительна и подчас необъективна.

Развитие коллективных форм организации и оплаты труда привело к тому, что в трудовые коллективы, работающие по такой системе, объединились значительные группы людей. Например, коллективный подряд мог охватывать целую производственную смену, поскольку только ее совместный труд позволял оценить конечный результат производственно-хозяйственной деятельности. Тогда для распределения общего заработка между отдельными участками (бригадами), работающими в одну и ту же смену, стали рассчитывать коэффициент трудового вклада (КТВ), для определения которого требовался учет многих производственных факторов, порой трудно определяемых: как, например, распределить общий заработка между бригадой эксплуатационников и бригадой наладчиков оборудования, на котором эксплуатационники работают. Стали возникать системы оценок по баллам, также не всегда объективные. Подобные же системы появлялись и при попытках перевести на прин-

ци-пы коллективного подряда оплату инженерно-технических работников с установлением коэффициентов качества труда, повышающих или понижающих оплату. Эти системы также страдали субъективностью и потому широкого распространения не получили.

При рыночных отношениях, когда прибыльность производства напрямую зависит от конечных результатов труда, описанные коллективные формы оплаты труда вполне могут получить применение при должной объективности оценок на базе достаточно достоверного производственно-го учета.

При любой форме оплаты труда общий фонд образуется следующим образом:

- 1) начисляется тарифный фонд заработной платы (Фзп) независимо от способов его образования;
- 2) начисляется премиальный фонд (как правило, в определенном проценте – $p_{пр}$);
- 3) производится начисление на эту величину единого социального налога ($p_{соц}$), включающего отчисления фонд социального страхования, пенсионный фонд и в фонд обязательного медицинского страхования;
- 4) производится начисление в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний ($p_{нс}$).

Тогда общий фонд оплаты труда (Фот), входящий в себестоимость продукции, образуется как:

$$\Phi_{от} = \Phi_{зп} + 1 \cdot p_{пр} + 1 \cdot p_{соц} + p_{нс}. \quad (6.4)$$

В настоящее время применяются следующие системы оплаты труда:

- 1) *тарифная система*;
- 2) *бестарифная система* – определение размера заработной платы каждого работника в зависимости от конечного результата работы всего рабочего коллектива;
- 3) *система плавающих окладов* – ежемесячное определение размера должностного оклада работника в зависимости от роста (снижения) производительности труда на участке, обслуживаемом работником, при условии выполнения задания по выпуску продукции;
- 4) *система оплаты труда на комиссионной основе* – установление размера заработной платы в виде фиксированного процента дохода, получаемого предприятием от реализации продукции (работ и услуг);
- 5) *контрактная система* – позволяет устанавливать индивидуальные заработные платы.

Наибольшее распространение на государственных и других крупных предприятиях получила тарифная система оплаты труда. При всех ее преимуществах в условиях переходного периода при неустойчивой экономике, кризиса неплатежей эта система часто приводит к банкротству предприятий. Это в значительной степени связано с тем, что вся система налогов, таких как соцстрах, пенсионный фонд, фонд медицинского страхования и т. д. производится от выплаты зарплаты, а не фактически полученной зарплаты. Когда у предприятия нет денег, а зарплата за отработанное время или за произведенную продукцию уже выплачена, соответственно, начислены и все налоги на зарплату, а оплачивать их нечем. За неуплаченные налоги начисляются пени (хотя зарплата не выплачена), и сумма пени при задержке их оплаты через 3–4 месяца начинает превышать величину самих налогов. Образуется замкнутый круг: даже если предприятие работает хорошо, но его продукция не оплачивается, поскольку у потребителя нет денег, на предприятие начисляются пени и предъявляются штрафные санкции, которые списываются с его банковского счета в безусловном порядке. И даже при поступ-

лении денег в такой ситуации предприятие может оказаться фи-нансовым банкротом.

Одним из эффективных способов спасения предприятия от неоправ-данных (прежде-временных) налогов, пени и финансовых санкций является переход на бестарифную систему оплаты труда. В этом случае зарплата персоналу начисляется только тогда, когда поступили деньги, и есть из чего выплачивать зарплату и налоги в размерах, которые определяются разме-ром поступивших на расчетный счет средств. Эта система выгодна пред-приятию и его руководству, но не выгодна рабочим и обслуживающему персоналу, так как человек работает и не знает, оплатят ли его труд и в ка-ком объеме. В период нестабильности экономики – это один из возмож-ных путей сохранить работоспособное предприятие.

В условиях рынка, когда предприятие имеет право само распоря-жаться заработанными средствами, особенно актуальны вопросы моти-вации труда.

Мотивация – совокупность внутренних и внешних движущих сил, которые побуждают человека к деятельности. Выделяют следующие виды стимулов:

- 1) материальные – включают денежные (зарплата, премии и др.) и неденежные (путёвки, лечение, транспорт и др.);
- 2) нематериальные – включают социальные (престижность труда, возможности карье-рного роста), моральные (уважение окружающих, на-грады), творческие (возможность са-мосовершенствования, самореализа-ции).

Главным условием высокопроизводительного труда на любом предприятии является ликвидация отчуждения персонала от интересов предприятия (фирмы). *Наиболее действен-ной хозяйственной мотивацией признается участие персонала в собственности, прибылях и управлении.*

Применение каждого из этих мотивов в отдельности также полезно, но значительные результаты могут достигаться только при такой комплексной заинтересованности работни-ков.

В нашей стране в зависимости от способа проведенной приватизации предприятий возможны три вида участия персонала в собственности:

- 1) персонал полностью владеет имуществом предприятия;
- 2) персонал владеет контрольным пакетом акций предпria-тия;
- 3) персонал владеет частью акций, не составляющей контролльного пакета.

В энергетике в настоящее время трудовые коллективы владеют в среднем 15 % акций территориального акционерного общества энергетики и электрифика-ции.

Для сравнения: 70 % работников концерна «Сименс» (ФРГ) владе-ют 20 % всего капи-тала. Мировой опыт показывает, что доходы от вла-дения собственностью обычно составля-ют 10–15 % совокупного дохода работника.

Тогда общий заработка работников-акционеров предприятий, кроме основной части – из фонда оплаты труда, может включать также:

- премирование по результатам работы за год (так называемая «три-надцатая зарпла-та»);
- выплаты по дивидендам;
- доходы от непроизводственной деятельности предприятий (уча-стие в деятельности банков, бирж, дивиденды по акциям сторонних предприятий и т. п.).

Чем сильнее мотивация труда, тем более высокое качество и ответ-ственность приоб-ретает сам труд и, как следствие, резко улучшаются все показатели производственно-хозяйственной деятельности. В идеале весь трудовой коллектив при правильно организован-ной мотивации труда должен составлять команду единомышленников, связанную общими

материальными, духовными и нравственными интересами.

3.2.3 Результаты и выводы:

На практических занятиях были рассмотрены вопросы организации труда в энергетике, изучено кадровое обеспечение предприятий систем энергетики, а также рассмотрен вопрос связанный с заработной платой на энергопредприятиях.

3.3 Практическое занятие №5, 6 (4 часа).

Тема: «Цены и тарифы на энергетическую продукцию»

3.1.1 Задание для работы:

1. Рассмотреть основные принципы региональной тарифной политики.
2. Провести сравнительный анализ методов установления цены на электроэнергию в России и США.
3. Изучить понятие цены и тарифа в электроэнергетике.
4. Изучить современные системы тарифов, используемые в России.
5. Рассмотреть тарифное стимулирование потребителей-регуляторов.

3.3.2 Краткое описание проводимого занятия:

1 Основные подходы к ценообразованию в условиях рынка

Энергетические тарифы являются прежде всего ценами и потому должны подчиняться законам рыночного ценообразования.

Обычно цена на любую продукцию формируется на рынке в зависимости от соотношения спроса и предложения. Любой производитель должен получить за свою продукцию такую сумму, чтобы покрыть издержки производства и получить минимальную прибыль для обновления оборудования, развития производства, выживания в условиях рынка.

Издержки фирмы делятся на два вида: постоянные и переменные. Валовые издержки – сумма постоянных и переменных издержек. Цена за товар должна быть не ниже валовых издержек. Хотя максимальная цена на конкурентном рынке определяется спросом, а минимальная – валовыми издержками, любая фирма при установлении цены должна учитывать и цены конкурентов.

Выступая на рынке, производители следуют экономическому закону максимальной прибыли, стремятся извлечь максимальную выгоду. Поэтому цена формируется под влиянием соотношения спроса и предложения на соответствующую продукцию.

На конкурентном рынке фирма выбирает цену на товар, руководствуясь следующими методами ценообразования:

- особенностями товара;
- поведением потребителей и изменением спроса (степенью его эластичности);
- ценами конкурентов.

Фирмы могут повышать цены до любого уровня на товары, не имеющие государственного контроля по ценам. Государственное регулирование осуществляется для продукции предприятий-монополистов в интересах общества. Мошенническое повышение цен встречается при сбыте товаров широкого потребления.

Цены и тарифы на энергетическую продукцию значительно меньше подвержены ры-

ночной конъюнктуре, так как, во-первых, спрос на энергию практически постоянен, неэластичен, и, во-вторых, топливная промышленность и энергетика в основном являются естественными моно-полистами. В этих условиях регулированием цен на энергетическую продукцию занимается государство, устанавливая региональные тарифы на энергию и некоторые виды топлива.

Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в РФ определены на федеральном уровне следующими нормативными правовыми документами:

1. Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ.
2. Федеральным законом «Об электроэнергетике».
3. Постановлением Правительства РФ «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» от 26 февраля 2004 г. № 109.
4. Постановлением Правительства РФ «Об утверждении основ ценообразования в сфере жилищно-коммунального хозяйства» от 17 февраля 2004 г. № 89.
5. Методическими рекомендациями по расчету тарифов.

Тарифы формируются в соответствии с указанными документами. Органами государственного регулирования тарифов выступают:

- Федеральная служба по тарифам (ФСТ);
- органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации. ФСТ регулирует тарифы на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую организациями, поставляющими электрическую энергию на оптовый рынок, услуги по передаче электрической энергии по сетям, услуги по оперативно-диспетчерскому управлению и иные услуги, оказываемые на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

На ФОРЭМ существует конкуренция только между производителями электрической энергии. Цена на ФОРЭМ устанавливается федеральной службой по тарифам.

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации регулируют тарифы на электрическую и тепловую энергию (за исключением тепловой энергии, вырабатываемой организациями, поставляющими электрическую энергию на оптовый рынок).

На региональном рынке электрической энергии в рамках каждого АО «Энерго» в настоящее время конкуренция отсутствует, а цена на электрическую энергию утверждается региональными комиссиями.

На региональном уровне устанавливается стоимость 1 кВт·ч электрической энергии для разных потребителей в рамках, определенных на федеральном уровне, предельных (минимального и максимального) уровней тарифов. То есть тариф для разных потребителей разный, это так называемое *перекрестное субсидирование*. Также в рамках предельных (минимального и максимального) уровней тарифов устанавливаются тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям.

Следует отметить, что не на всю территорию Томской области электроэнергия поступает от Томскэнерго. К сожалению, есть такие населенные пункты, где отсутствуют распределительные сети Томскэнерго, а электроэнергия поступает от дизельных электростанций (Александровского, Каргасокского, Верхнекетского, Тегульдетского, Асиновского, Парabelьского, Колпашевского районов).

Стоимость электроэнергии от дизельных электростанций гораздо выше, чем в Томскэнерго, поэтому принято решение о бюджетном дотировании разницы в ценах для населения из расчета 800 кВт·ч в год на 1 чел. Для областного бюджета – это около 95 млн рублей в год.

Население рассчитывается за электричество, как правило, по счетчикам. Для электро-

плит к тарифу применяется коэффициент 0,7. 30-километровая зона для Томска отменена. С 1993 по 2002 гг. в соответствии с постановлением Правительства РФ от 15 октября 1992 г. № 763 население, проживающее в 30-километровых зонах вокруг действующих атомных электростанций, оплачивало электроэнергию по льготному 50-процентному тарифу. Действие льготного тарифа отменено постановлением Правительства РФ от 24 августа 2002 г. № 630 с 2003 г. Вместе с тем, в целях недопущения негативных последствий отмены указанного льготного тарифа и в соответствии с Федеральными законами «О радиационной безопасности населения» и «Об использовании атомной энергии», Правительство РФ в 2003–2004 гг. возмещало расходы на применение льготного тарифа из Фонда софинансирования социальных расходов. Для этого соответствующим субъектам федерации был установлен повышенный уровень возмещения расходов на предоставление субсидий гражданам на оплату жилья и коммунальных услуг. Однако Федеральным законом «О федеральном бюджете на 2005 год» повышенный уровень возмещения расходов соответствующим субъектам Российской Федерации уже не был предусмотрен.

Регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию производится теперь не только по представлению энергоснабжающими организациями расчетов и обоснований, но и по инициативе регулирующего органа. В качестве периода регулирования принимается календарный год. Так, если производитель имеет высокую цену производства и соответственно низкую рентабельность, он при необходимом обосновании, подтвержденном экономическими расчетами, имеет право по согласованию с региональной комиссией повысить отпускные тарифы не более чем на 15 %. Если требуется более резкое увеличение тарифа, это возможно только с разрешения ФСТ при обоснованности такого повышения очень вескими причинами.

2 Основные принципы региональной тарифной политики:

1. Экономическая обоснованность тарифа, т. е. тариф не должен быть ни завышен, ни занижен. В обязательном порядке проводится экспертиза тарифов. Определение состава расходов при осуществлении регулируемой деятельности и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. В цены и тарифы не включаются расходы организаций, связанные с привлечением этими организациями избыточных ресурсов, недоиспользованием (неоптимальным использованием) производственных мощностей, а также иные необоснованные расходы, например, финансирование за счет регулируемой деятельности работ и услуг, не относящихся к ней. То есть в этом случае регулирующий орган обеспечивает баланс экономических интересов производителей и потребителей услуг.

2. Создание условий для привлечения инвестиций. Инвестированный в производство капитал учитывается в тарифе при условии утвержденной инвестиционной программы.

Открытость информации о ценах и тарифах. Так, в администрации Томской области создана Межведомственная комиссия по тарифной политике, на заседаниях которой проводятся коллегиальные обсуждения тарифов перед их утверждением. Например, 2004 г. прошли серьезные обсуждения тарифов на тепло и электричество, в результате чего тарифы подорожали значительно меньше, чем предлагалось. Все нормативные правовые акты по установлению тарифов публикуются в СМИ.

4. Сокращение перекрестного субсидирования. Так, с 1 января 2004 г. на территории Томской области была отменена практика установления различных по величине тарифов в

зависимости от групп потребителей на услуги теплоснабжения. Но в настоящее время пока сохраняется перекрестное субсидирование на электроэнергию. Это может привести к резкому одномоментному росту тарифа. В этом секторе существует перекрестное субсидирование по уровням напряжения: высокий уровень субсидирует низкий. На высоком уровне работают два энергоемких предприятия ЗАО «ЭСКОМ» и ООО

«Томскнефтехим», которые потребляют около 44 % электроэнергии. В 2004 г. эти предприятия заявили о своих намерениях выйти на оптовый рынок электроэнергии. Если бы ФСТ разрешила такой выход, то для оставшихся потребителей тариф бы возрос следующим образом: для населения – на 50 %, прочих потребителей – на 40 %. Такой одномоментный вывод энергоемких потребителей на оптовый рынок повлечет за собой ряд негативных последствий:

- уменьшение объема товарной продукции ОАО «Томскэнерго» привело бы к снижению налогооблагаемой базы;
- значительный рост тарифов для группы «Прочие потребители» снизил бы конкурентоспособность их продукции;
- увеличилась бы нагрузка на бюджет в связи с ростом оплаты электроэнергии по высоким тарифам.

Появились бы основания (превышение предельных максимальных уровней тарифов на электроэнергию, установленных на федеральном уровне) для отмены тарифов на 2005 г., что ухудшило бы финансовое состояние ОАО «Томскэнерго», других энергоснабжающих организаций и парализовало бы их деятельность. Следует понимать, что сокращая перекрестное субсидирование, мы создаем благоприятные условия для развития реального сектора экономики.

5. 100-процентная оплата услуг потребителем при усилении мер адресной социальной помощи малообеспеченным слоям населения.

Каковы основные направления тарифной политики на уровне государства в секторе естественных монополий? Основная задача – разделить сектор естественных монополий на реальную монополию и ее конкурентоспособный сектор.

В электроэнергетике естественной монополией являются только сети, по которым осуществляется передача и распределение электроэнергии, а производство – это конкурентоспособный сектор. С 2004 г.

В России началась так называемая распаковка региональных АО «Энерго», когда предприятия наподобие Томскэнерго разделялись на 5–6 пред-приятий, само основное производство – отдельно, транспортировка – отдельно, вспомогательные производства – тоже отдельно. Гарантированный объем заказов от предприятия основного производства предприятиям вспомогательных производств (например, ремонтные работы) планируется год от года снижать и увеличивать долю вспомогательных работ, размещаемых на основе конкурса, т. е. будут созданы условия для сокращения себестоимости вспомогательных и основных работ.

Распаковка Томскэнерго намечена в 2005 г. Свободный рынок электроэнергии будет создан не одномоментно, а постепенно. Сейчас вводится так называемый рынок 5–15, в Европейской части России он начал функционирование в прошлом году, а в Сибири скорее всего будет введен в этом году. Что такое рынок 5–15? Это когда от 5 до 15 % электроэнергии будут продаваться по свободным, нерегулируемым ценам. Летом 2004 г. на совещании, проводимом ФСТ, была озвучена информация о том, что ряд производителей продавали энергию на свободном рынке дешевле, чем была установлена ее цена регулирующим органом.

В систему тарифов входят:

1) тарифы на электрическую энергию на оптовом рынке и/или их предельные (минимальные или максимальные) уровни, включая регулируемый сектор (двуставочные тарифы), сектор отклонений (двуставочные с учётом повышающих коэффициентов) и сектор свободной торговли (предельные уровни);

2) тарифы на электрическую энергию и тепловую энергию на розничном рынке (не могут быть выше предельного уровня);

3) тарифы (размер платы) на услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии и на розничном рынке тепловой энергии.

При регулировании тарифов могут устанавливаться:

1) тарифы (фиксированные размеры тарифов на единицу продукции, работ, услуг);

2) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов. При регулировании тарифов может применяться:

1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);

2) метод экономически обоснованной доходности

инвестированного капитала; 3) метод индексации тарифов.

В основном используется метод «экономической обоснованности» или его называют «издержки плюс». Метод заключается в следующем: все материальные затраты рассчитываются исходя из отраслевых нормативов расходов и уровня цен на материальные затраты на следующий год (либо официальный прогноз цен, либо регулируемые цены, либо цены договоров, заключенных на основании проведенных конкурсов, при отсутствии указанных данных применяются прогнозные индексы изменения цен по отраслям промышленности), при отсутствии отраслевых норм расхода применяются экспертные оценки. Расходы на оплату труда учитываются в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями. При установлении цен и тарифов учитываются национальные стандарты, санитарные правила и нормы и другие акты законодательства Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, а также акты органов местного самоуправления, регулирующие сроки, качество, периодичность и объемы работ по оказанию услуг.

Фактически тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Расчетный годовой объем производства продукции и оказываемых услуг определяется исходя из формируемого ФСТ сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии в рамках ЕЭС России по субъектам РФ.

В необходимую валовую выручку включаются:

· планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организации (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и вне-реализационные расходы);

· расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения);

· валовая прибыль, которая должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала компанией. Определяется регулирующим органом на основании официального прогноза уровня инфляции с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на финансовом рынке в отчетный период. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка РФ, но не может быть ниже минимальной доходности облигаций федерального займа;

· а также сумма налога на прибыль организации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы.

Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают

в себя следующие основные группы расходов:

- 1) капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- 2) выплату дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- 3) взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- 4) прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

То есть такой подход можно назвать нормативным.

На федеральном уровне используется метод «прайс кэп», заключающийся в установлении верхней и нижней границ тарифов (электричество и тепло).

Возможно и применение метода индексации тарифов, но этот метод может использоваться при инфляции меньше 12 %. Метод индексации является дополнительным методом установления цен и тарифов, в соответствии с ним цены и тарифы, установленные с использованием метода экономической обоснованности, меняются с учетом индексов-дефляторов, устанавливаемых Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации.

Применение в течение одного расчетного периода разных методов установления цен и тарифов в отношении организаций, осуществляющих одни и те же регулируемые виды деятельности, не допускается.

Следует отметить, что в последние годы тарифная и бюджетная политики согласованы. Незапланированное при формировании бюджета изменение тарифов в течение года возможно только при изменении бюджета.

3 Сравнительный анализ методов установления цены на электроэнергию в России и США

При ценообразовании на электроэнергию в РФ учитываются «затраты плюс прибыль», как и в других странах, к примеру в США. Однако подходы к методам установления прибыли в регулируемой цене разные.

В США сначала определяется тарифная база, которая измеряет величину капитала, используемого компанией для осуществления регулируемых видов деятельности. Затем рассчитывается «разумная и справедливая» норма прибыли на капитал (равная стоимости при-

влечения капитала).

Дозволенная норма прибыли оставляется достаточной для того, чтобы избежать «бегства» капитала в другие инвестиционные проекты.

Обычно регулирующий орган разрешает энергокомпании норму прибыли, соответствующую норме прибыли в конкурентных областях со сходным хозяйственным риском. В тарифную базу не включаются строящиеся объекты до ввода их в эксплуатацию. Очень редко регулирующие комиссии включают в тарифную базу строящиеся объекты при их 70-процентной готовности, при полной уверенности в успешном завершении строительства и вводе их в эксплуатацию.

Регулируемая цена в США равна текущим затратам производства, рассчитываемым по ставке разумной нормы прибыли, примененной к установленной тарифной базе.

В России «потребность в прибыли» исчисляется как сумма прибыли, которая требуется прежде всего для осуществления планируемых производственных капиталовложений, финансирования социальной сферы предприятий, выплаты налогов.

Основное отличие: в РФ в цене продукции учитывается полная величина предстоящих капиталовложений, а в мировой практике – стоимость привлечения действующего капитала (процент на капитал).

В США регулирующие комиссии контролируют расходы компаний-монополистов, надзирая за их сметами и вынося по ним решения, и определяют и дают разрешение, какие затраты учитывать как текущие расходы, а какие – как капиталовложения. На любые капиталовложения (независимо от источника финансирования) компания должна получить сертификат у регулирующего органа, если она желает, чтобы в дальнейшем созданные активы принимались в расчет при установлении тарифов.

В электроэнергетике США одна треть капиталовложений осуществляется за счет внутренних источников (амortизационных отчислений и нераспределенной части прибыли), а две трети – из внешних источников за счет заимствования на рынке капитала и эмиссии акций.

Регулирующая компания принимает меры для предотвращения преувеличения данных о валовой стоимости использования капитала (амортизация плюс требуемая отдача от капиталовложений) и стоимости привлеченного капитала.

Активы – совокупность имущества и денежных средств, принадлежащих компании.

Эмиссия акций – выпуск в обращение ценных бумаг, которые удостоверяют внесение ее владельцем доли в акционерный капитал (уставный фонд) акционерного общества.

В США естественные монополии эффективно контролируются

– производится контроль за их эксплуатационными и капитальными расходами на основе детального ежедневного изучения каждого аспекта деятельности компаний и всех заключенных ими сделок.

Государство в США через контролирующие органы регулирует прибыльность естественных монополий на основе оценки их затрат, так как у последних есть прямой интерес преувеличить затраты на величину валовой стоимости использованного капитала.

Согласно экономической теории максимизация чистых общественных выгод измеряется суммой дополнительных затрат потребителей и производителей. Достигается максимальная экономическая эффективность работы предприятий при равенстве цен предельным издержкам производства.

В случае если цена какого-либо блага не равна предельным издержкам производства, то цена не будет подавать правильных сигналов по-потребителям и производителям, чтобы оптимальное количество блага было запрошено и произведено.

Для естественных монополий характерно то, что их средние затраты выше предельных, и ценообразование по предельным затратам для них убыточно.

В связи с этим возникают некоторые проблемы.

Появляется необходимость покрывать вышеуказанные дефициты за счет налоговых поступлений, приводя этим в дисбаланс систему рыночных цен.

У естественных монополий при гарантированном покрытии их убытков ослабляется мотивация к эффективной работе и ослабляется ответственность акционеров за эффективное использование капитальных вложений.

Следующим аспектом, который необходимо учитывать при цено-образовании товара «электрическая энергия», является то, что спрос на электроэнергию колеблется во времени. Днем промышленные и бытовые потребители потребляют больше электроэнергии, чем вечером, зи-мой – больше, чем летом. Готовность энергосистемы удовлетворить пиковый подъем спроса обеспечивается за счет содержания производственных мощностей, которые в другое время не используются. Во всех странах с развитой рыночной экономикой применяется пикообразное ценообразование, при котором существуют более высокие цены на продукцию в периоды пикового спроса и низкие – в прочие периоды (зимой цены выше, а летом ниже).

Ценообразование в РФ не построено на рыночных представлениях о затратах, и поэтому постоянные издержки зимой раскладываются на больший объем производимой электроэнергии, чем летом. В результате получается, что себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии ниже зимой, чем летом.

Подобное ценообразование не стимулирует потребителей к выравниванию графика нагрузки энергосистемы, следствием этого являются значительные перепады в загрузке производственных мощностей и удорожание электроэнергии. При построении цен на электроэнергию важно учитывать, что издержки на производство единицы электроэнергии (1 кВт) в период пикового спроса включают стоимость дополнительных производственных мощностей на производство и транспортировку продукции.

4 Понятие цены и тарифа в электроэнергетике

Понятие цены и тарифа как дифференцированной цены является важной технико-экономической категорией, от которой зависят основные показатели производственно-хозяйственной деятельности, т. е. финансовая и экономическая устойчивость предприятия.

В электроэнергетике понятие «тариф» применяется в двух значениях.

1. В соответствии с общепринятым понятием тариф – это ставка, по которой производится оплата за потребленную электроэнергию.

2. Под тарифом понимают также тарифную систему (структуру тарифа), по которой производится оплата.

Тарифы на электроэнергию должны отражать все виды затрат при производстве, передаче и распределении электрической энергии и обеспечивать рентабельность функционирования энергоснабжающих организаций. С другой стороны, тарифы должны стимулировать потребителей к снижению энергоемкости и оптимизации режима электроснабжения, не препятствуя в то же время повышению энергоооруженности труда.

Кроме того, тарифы должны учитывать качество электрической энергии, надежность электроснабжения и величину напряжения установленных электроприемников потребителя.

Дифференциация цен на энергетическую продукцию (как, впрочем, и в некоторых других отраслях, например на транспорте) производится по некоторым

признакам:

- по числу часов использования максимума энергопотребления;
- по участию потребителя в максимуме нагрузки энергосистемы;
- по заполнению суточного графика нагрузки;
- по уровню энергопотребления и др.

Тарифы на энергию и энергоносители можно классифицировать следующим образом:

Одноставочные тарифы – оплата фактически потребленной энергии по определенной ставке. При этой тарифной системе не учитывается режим электропотребления, а также снижение затрат на производство при увеличении потребления электроэнергии. Последнего недостатка лишена регressiveвая тарифная система. При регressiveвой системе тарифов ставка тарифа уменьшается по мере увеличения потребления.

Так расплачиваются с поставщиками все бытовые, сельскохозяйственные потребители электроэнергии, а также промышленные и приравненные к ним, если их присоединенная мощность не превышает 750 кВ·А.

В большинстве случаев одноставочные тарифы приняты при оплате тепловой энергии и других энергоносителей. Величина одноставочного тарифа существенно отличается для разных регионов страны в зависимости от местных условий – цены и качества топлива, технико-экономических показателей электростанций, удельного веса ГЭС в покрытии графика нагрузки и др. Она также неодинакова для различных групп потребителей – промышленных и приравненных к ним, бюджетных (финансирующихся из федерального или местного бюджета), сбытовых, коммерческих структур и т.п.

Двуставочные тарифы – оплата заявленного максимума нагрузки (основная ставка) независимо от того, используется величина этого максимума или нет; и плата за фактически потребленную энергию по счетчику (по так называемой дополнительной ставке).

Такой порядок расчетов введен для всех промышленных и приравненных к ним потребителей, присоединенная мощность которых выше 750 кВ·А. В последнее время иногда крупные потребители аналогичным образом рассчитывается и за тепловую энергию.

Двуставочные тарифы были введены для более полного учета затрат производителей электрической энергии.

Основной является ставка за максимальную среднюю получасовую нагрузку в часы максимума энергосистемы, указанную в договоре между потребителем и энергоснабжающей организацией. Кроме этого, могут быть и другие системы двуставочных тарифов, например тариф, учитывающий электропотребление в часы минимальных нагрузок энергосистем.

Можно выделить следующие типы двуставочных тарифов:

Двуставочный тариф с основной ставкой за присоединенную мощность.

Это условный показатель, отвечающий на вопрос: какое время (в часах) должен проработать потребитель с максимальной нагрузкой P_h , чтобы потребить количество электроэнергии, фактически потребляемое за год W . Очевидно, чем выше число часов использования максимума, тем плотнее график энергопотребления и тем ниже цена за 1 кВт·ч. Это и есть стимулирующая роль двуставочного тарифа.

Предполагалось, что этот тариф будет стимулировать потребителей к увеличению загрузки трансформаторов на пунктах приема электроэнергии, снижению их суммарной установленной мощности, что повлечет за собой снижение установленной мощности генераторов и трансформаторов в энергосистеме. Практика показала, что последняя из перечисленных целей при использовании этого тарифа практически не достигается. В связи с этим был произведен переход к двуставочному тарифу с основной ставкой, учитывающей

участие потребителя в максимуме нагрузки энергосистемы.

Регулируя неравномерность электропотребления, предприятия могут также существенно сократить свои текущие затраты, получить дополнительную прибыль.

В настоящее время имеются расчеты с потребителями по двуставочному тарифу также и за тепловую энергию, расходуемую на техно-логические нужды.

Двуставочный тариф с оплатой максимальной нагрузки в часы максимума энергосистемы.

Двуставочный тариф с основной ставкой за мощность потребителя, участвующего в максимуме энергосистемы, учитывающий также электро-потребление в часы минимальных нагрузок энергосистемы (ночью).

β_2 – дополнительная плата за потребленную энергию в часы суток, когда нет минимальных нагрузок, причем $\beta_2 > \beta_1$.

В отличие от предыдущего, этот тариф более полно стимулирует потребителя к переносу части нагрузки наочные часы, когда нагрузка энергосистемы минимальна и электроэнергия вырабатывается самыми экономичными агрегатами.

Стимулируют потребителей к увеличению электропотребления в ночное время и снижению нагрузки в периоды максимума энергосистемы и так называемые дифференцированные трехставочные тарифы.

Многоставочные тарифы – двуставочный тариф дополняется дифференциированной оплатой: повышенные тарифы в часы максимума нагрузки и льготный тариф на электроэнергию вочные часы, «ночной тариф» на так называемую «провальную энергию» – в часы «провала» нагрузки. Такой порядок расчетов имеет смысл только для крупных потребителей. Многоставочные тарифы введены в некоторых регионах России и для бытовых потребителей – тариф возрастает при повышении потребления энергии.

При тарифе, дифференциированном по времени суток (зонный тариф), дням, неделям, сезонам года предусматриваются три ставки:

- за электроэнергию, потребленную в часы утреннего и вечернего максимума (β_3);
- в часы полупиковой нагрузки (β_2);
- в часы провала нагрузки (β_1), причем $\beta_3 > \beta_2 > \beta_1$.

Разновидностью дифференциированного тарифа могут стать особые тарифы при повышенной надежности энергоснабжения, если она нужна некоторым потребителям.

Введение двуставочного и многоставочных тарифов преследует одну цель – заинтересовать потребителя в выравнивании графика энергопотребления, что существенно улучшает условия и технико-экономические показатели работы энергопроизводителей.

Ввиду дороговизны топлива, а также вследствие кризисных явлений в экономике в некоторых российских регионах для потребителей, рассчитывавшихся по одноставочному тарифу (при присоединенной мощности $< 750 \text{ кВ}\cdot\text{А}$), ввели своеобразное «экономическое лимитирование» электропотребления.

Кроме того, в энергетике применяются в ряде случаев штрафные и повышенные тарифы на электроэнергию, например для сокращения потребления реактивной мощности по показателю tg^{\square} .

Штрафные тарифы – постоянные или одноразовые экономические санкции за невыполнение договорных обязательств. Так, введена оплата по штрафному тарифу за количество энергии, перерасходованной или недоиспользованной по сравнению с величиной, определенной хозяйственным договором. Предъявляются штрафы потребителям за нарушение качественных показателей:

- за искажение синусоидальности кривой тока (генерацию высоких гармоник);

- за недовозврат или порчу возвращаемого конденсата при паро-снабжении от ТЭЦ, которые должны возместить затраты ТЭЦ на подго-товку (химическую очистку) воды взамен потерянного конденсата;
- за повышенную температуру сетевой воды в обратных магистра-лях, что свидетельст-вует о недоиспользовании температурного потенци-ала теплоносителя и приводит к увели-чению затрат электроэнергии на его перекачку;
- за повышенное потребление реактивной мощности – по коэффи-циенту мощности и др.

Штрафы могут предъявляться также потребителями к поставщику за некачественное энергоснабжение, в частности за перерывы электро-питания, вызывающие на предприятиях существенный производствен-ный ущерб. Тогда энергоснабжающая организация должна оплатить недоотпущенную электроэнергию по штрафному (обычно семикратному) тарифу.

Следует отметить, что ущерб от перерывов электропитания у про-мышленных потребителей с непрерывным циклом производства, свя-занный с остановкой технологических процессов, порчей оборудования, браком продукции, аварийными сбросами продуктов и энергоносителей, может измеряться многими миллионами рублей. Тогда компенсация за не-доотпуск энергии, который, возможно, длился всего лишь се-кунды, ни в какой степени не покрывает этот ущерб.

Льготные тарифы – уже упоминавшийся льготный тариф на «ноч-ную» электроэнер-гию, премирование (разовое снижение тарифа) за повы-шение (в определенных пределах) коэффициента мощности (tg^{\square}) и др. Кроме «ночного» тарифа другие льготы потребителям в настояще вре-мя предоставляются редко.

5 Современные системы тарифов, используемые в России

Потребители электрической энергии (кроме населения, сельскохозяйственных потребителей и перепродавцов) при регулировании тари-фов распределяются на две группы:

1-я группа – промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше, при расчете с которыми плата взимается по двуставочному та-рифу;

2-я группа – остальные потребители, при расчетах с которыми пла-та взимается по од-ноставочному тарифу.

По соглашению между потребителями и энергоснабжающей орга-низацией может при-меняться двуставочный тариф, определяемый сто-ронами в пределах установленного уровня одноставочного тарифа.

Расчеты за электрическую энергию с потребителями 1-й группы за заявленную получа-совую мощность в часы максимума энергосистемы должны производиться до начала или в первых числах расчетного периода по отдельному платежному документу энергоснабжаю-щей органи-зации.

Конкретный срок платежа определяется сторонами в договоре.

В случае *превышения* потребителем договоренной величины элек-трической мощности в часы максимума энергосистемы оплата произво-дится за фактически потребленную в рас-четном периоде мощность по действующему тарифу с применением санкций за превышение догово-ренной величины электрической мощности в установленном законода-тельством по-рядке и разме-ре.

Если фактическая нагрузка потребителя оказывается *ниже* дого-ворной, то оплачивает-ся величина мощности, указанная в договоре.

Следует отметить, что это обстоятельство снижает стимулирующее воздействие тарифа к уменьшению потребителем своей нагрузки в часы максимума энергосистемы. В зарубежной практике известны тарифы, при которых уменьшение нагрузки по сравнению с договорной поощряется либо снижением ставки, либо выплатой потребителю специальной единовременной премии. Эти поощрения делаются за счет средств, об-разующихся в связи с возможностью присоединения дополнительных потребителей без необходимости ввода энергоснабжающей организацией новых генерирующих и трансформаторных мощностей, линий электропередач и т. п.

За израсходованную энергию потребители первой и второй групп платят по показаниям счетчика электрической энергии.

Население оплачивает используемую им электрическую энергию в пределах своего жилого дома, даже если оно занимается индивидуальной трудовой деятельностью по тарифам для бытовых потребителей.

При занятиях индивидуальной трудовой деятельностью вне пределов жилого дома население рассчитывается по тарифам, установленным для промышленных потребителей после заключения договора или соглашения с энергоснабжающей организацией.

При наличии раздельного по зонам суток учета расхода электро-энергии расчеты с населением производятся по дифференцированным соответствующим образом тарифам:

- часы ночного минимума – по тарифу, составляющему 25 % от уровня тарифа, установленного для населения;
- в остальное время суток – по тарифам, установленным для населения.

Электрическая энергия, отпускаемая на нужды отопления и горячего водоснабжения при установленной мощности приемного устройства 31 кВт и выше, оплачивается по тарифам, дифференцированным по зонам суток.

Тариф на электрическую энергию в часы ночного минимума электрических нагрузок устанавливается на уровне топливной составляющей. Тариф в остальное время суток рассчитывается исходя из тарифов ночного минимума и среднего тарифа для соответствующих групп потребителей.

При отсутствии необходимых приборов учета потребления по зонам суток объемы электропотребления указываются в договоре.

Потребители, использующие электронагревательные устройства до 31 кВт, могут по согласованию с энергоснабжающей организацией расчитываться за потребленную электроэнергию по тарифам, дифференцированным по зонам суток.

Потребители, применяющие электронагревательные установки до 10 кВт включительно, платят по тарифам, установленным для населения.

Тарифы на электроэнергию для потребителей в каждом регионе России устанавливаются региональной комиссией (РЭК).

Для стимулирования потребителей соблюдать заданный энергосистемой режим потребления и (или) выработка реактивной мощности вводятся специальные скидки или надбавки.

Скидки (надбавки) за потребление и генерацию реактивной мощности применяются при работе с потребителями, имеющими ежемесячное потребление выше 30 тыс. кВт·ч, кроме населения.

Скидки применяются в том случае, когда показатели качества электроэнергии (отклонения напряжения и частоты, коэффициенты несинусоидальности, обратной и нулевой последовательности, размах изменения напряжения) ухудшены по вине энергоснабжающей орг-

ганизации.

Надбавки применяются, если перечисленные выше показатели качества электрической энергии (кроме отклонений напряжений и частоты) ухудшены по вине потребителя.

Величина скидок (надбавок) зависит от относительного времени превышения нормального допустимого значения показателя качества, установленного ГОСТ 13109–97, и относительного времени превышения максимально допустимого значения, установленного в том же ГОСТе.

Суммарные скидки (надбавки) определяются суммой скидок (надбавок), начисленных по каждому показателю качества.

При расчетах за электроэнергию по двуставочному или дифференцированному тарифу скидки (надбавки) применяются к средней (расчетной) величине двуставочного или дифференцированного тарифа, включающего плату за мощность и энергию.

Оплата по тарифу со скидкой (надбавкой) за качество электрической энергии производится за весь объем электрической энергии, отпущенной (потребленной) в расчетный период.

6 Тарифное стимулирование потребителей-регуляторов

Энергосистема несет значительные дополнительные затраты, вызванные неравномерностью режима потребления, а следовательно, и выработки электроэнергии. Это связано с необходимостью использования специальных пиковых мощностей, характеризующихся, как правило, повышенными капиталовложениями и удельными расходами топлива. Отсюда следует, что одним из путей снижения затрат на выработку электроэнергии является выравнивание графика нагрузки энергосистемы.

Выравнивание графика нагрузки энергосистемы может быть осуществлено за счет потребителей-регуляторов, которые снижают свои нагрузки в часы пиковых нагрузок энергосистемы и переносят их во внепиковые зоны. При этом, чем более неравномерен будет режим электропотребления (чем меньше будет нагрузка потребителя в пиковой зоне графика нагрузки энергосистемы и чем больше во внепиковой), тем эффективнее будет потребитель-регулятор. Однако предприятие заинтересовано в регулировании ГН энергосистемы только при наличии дифференцированных по времени суток тарифов за электроэнергию, так как регулирование ГН связано с определенными затратами и потерями со стороны потребителей электроэнергии. Особенно выгодны энергосистеме мощные предприятия-регуляторы, являющиеся базовой нагрузкой энергосистемы.

3.3.3 Результаты и выводы:

На практических занятиях были рассмотрены основные принципы региональной тарифной политики; проведен сравнительный анализ методов установления цены на электроэнергию в России и США; изучены понятие цены и тарифа в электроэнергетике и современные системы тарифов, используемые в России, а также рассмотрено тарифное стимулирование потребителей-регуляторов.

3.4 Практическое занятие №7, 8 (4 часа).

Тема: «Реализация, прибыль и рентабельность в промышленности и энергетике. Финансирование развития энергетики»

3.4.1 Задание для работы:

1. Изучить объемные показатели промышленного производства.

2. Оценить сумму реализации продукции в энергетике.
3. Рассмотреть прибыль и рентабельность промышленности и энергетике.
4. Рассмотреть методику расчета численности персонала на предприятии.

3.4.2 Краткое описание проводимого занятия:

1. Объемные показатели промышленного производства

Для определения результатов производственно-хозяйственной деятельности предприятий всех отраслей промышленности используют *показатель объема производства*, который, будучи помноженным на продажную цену, показывает *доход* предприятия.

Понятие объема производства (в стоимости или натуральном выражении) в отечественной теории и практике определяется рядом показателей, существенно отличающихся друг от друга.

Валовый объем производства (вал) ($\Pi_{\text{вал}}$) – вся продукция, уже произведенная и еще незавершенная (), находящаяся на разных стадиях производственного цикла.

Аналогом валового объема производства в натуральном выражении в энергетике является величина *выработка энергии* $W_{\text{выр}}$.

Товарный объем (товар) ($\Pi_{\text{товар}}$) – готовая продукция, предназначенная к реализации (на продажу). Очевидно, что

$$\Pi_{\text{товар}} = \Pi_{\text{вал}} - \Delta \Pi_{\text{незав}}$$

В энергетике товарному объему (в натуральном выражении) соответствует *количество энергии, отпущенное потребителю*:

$\Pi_{\text{товар}} = W_{\text{отп}}$, т.е. величина выработанной энергии за вычетом собственных нужд и потерь в сетях:

$$W_{\text{выр}} = W_{\text{отп}} - \Delta W_{\text{с.н.}} - \Delta W_{\text{пот}}$$

Реализованная продукция (реализация, сумма реализации) (R) – проданная и оплаченная продукция. Отличается от товарного объема на величину проданной, но неоплаченной продукции (суммой неплатежей):

$$R = \Pi_{\text{товар}} - \Delta \Pi_{\text{неплат.}}$$

В экономике энергетики сумма неплатежей называется *абонентской задолженностью А*:

$$R = \Pi_{\text{товар}} - A.$$

Чистая продукция (ЧП или НЧП – нормативно-чистая) ($\Pi_{\text{чп}}$) – стоимость, вновь созданная живым трудом, включает фонд оплаты труда ($\Phi_{\text{от}} = I_{\text{фот}}$) и прибыль (m):

$$\Pi_{\text{чп}} = I_{\text{фот}} + m.$$

Следует отметить, что фонд оплаты труда $I_{\text{фот}}$ не равен издержкам по зарплате $I_{\text{зп}}$, поскольку в нем кроме основной, дополнительной зарплаты и премий, оплачиваемых за счет себе стоимости, содержится также премиальный фонд, образуемый из прибыли.

Чистая продукция отличается от суммы реализации на величину материальных затрат M , равных издержкам производства I без стоимости рабочей силы, экономическое выражение которой в данном случае $I_{\text{зп}}$ (статья по заработной плате в составе годовых издержек):

$$\Pi_{\text{чп}} = R - M.$$

Материальные затраты выражаются формулой:

$$M = I - I_{зп}$$

Условно-чистая продукция (УЧП) ($\Pi_{учп}$) – стоимость, вновь созданная живым трудом и трудом, овеществленным, содержащимся в машинах, оборудовании и других основных производственных фондах. Она больше чистой продукции на величину амортизационных отчислений (I_a) от стоимости основных фондов («амортизации»), экономическая сущность которых – фиксирование постепенного (ежегодного) переноса стоимости основных фондов на продукцию:

$$\Pi_{учп} = \Pi_{чп} + I_a = I_{зп} + I_a + m.$$

В энергетике аналоги чистой и условно-чистой продукции можно найти в энергоремонтном производстве. Если ремонтные работы выполняются из материалов и с использованием оборудования заказчика, то объем такого производства следует рассчитывать как *чистую продукцию*, поскольку он будет состоять из зарплаты ремонтников и запланированной прибыли ремонтного предприятия. Если эти работы производятся с применением собственного оборудования, объем работ будет представлять собой *условно-чистую продукцию*, так как кроме зарплаты и прибыли сюда войдет амортизация собственного ремонтного оборудования.

2. Сумма реализации продукции в энергетике.

Понятие «сумма реализации продукции» в промышленности и в энергетике наиболее распространено для выражения объема производства и возникает при продаже энергетической продукции – энергии, энергоносителей и энергетических услуг:

$$R = \mathcal{E}_1 \cdot T_1 + \mathcal{E}_2 \cdot T_2 + \mathcal{E}_3 \cdot T_3 + \dots \pm A + Y \text{ (р./г.)},$$

где R – сумма реализации энергетической продукции, р./г.; $\mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2, \mathcal{E}_3\dots$ – количество каждого вида реализованной продукции – различных видов энергии и энергоносителей, ед. энергии/г.; T_1, T_2, T_3 – соответствующие тарифы (среднеотраслевые или средние для данной энергосистемы, энергопредприятия), р.ед. энергии (услуг); A – сумма абонентской задолженности, обычно со знаком «-», «+», возникает при предоплате, р./г.; Y – выручка от оплаты различных услуг, в том числе неэнергетического характера, оказываемых энергетиками сторонним организациям, р./г.

Поскольку наиболее распространенными видами являются электрическая и тепловая энергия, формула расчета суммы реализации чаще выглядит так:

$$R = W \cdot T_s + Q \cdot T_q \text{ A} + Y \text{ (р./г.)},$$

где W – количество отпущененной энергии, КВт·ч/г.; Q – количество теплоты, отпущенное потребителям, Гкал/г.; T_s – средний тариф на электроэнергию, рассчитанный как средневзвешенная величина всех тарифов, используемых производителями для расчета с потребителями; р./КВт.ч; T_q – средний тариф за тепловую энергию, также рассчитанный по всей энергосистеме или другому энергопроизводителю, с учетом штрафных тарифов и других возможных особенностей платежей, р./Гкал.

Как видно из формулы, сумма реализации зависит от объемов проданной энергетической продукции, причем, сумма выручки от продажи без вычета абонентской задолженности представляет собой товарную продукцию.

Энергетика, как известно, не может сама устанавливать объем производимой продукции, поскольку это полностью зависит от потребителей, к которым производитель привязан энергетическими коммуникациями – электрическими, тепловыми и другими сетями. В то же время у энергетиков есть некоторые возможности для стимулирования повышения объема потребления. Для того чтобы потребители выполняли свои договорные обязательства, порядок пользования электрической и тепловой энергией предусматривает штрафные тарифы (5 и 10-кратные) при перерасходе или «недорасходе» энергии по сравнению с договором. Стимулом к повышению электропотребления является также льготный ночной тариф.

Повышение объемов производства и продаж является одним из главных путей увеличения массы прибыли любого предприятия, в том числе и энергетического, в соответствии с законом максимальной прибыли.

3. Прибыль и рентабельность промышленности и энергетике

Прибыль представляет собой стоимость прибавочного труда или денежное выражение прибавочной стоимости, полученной в процессе производства. Она вычисляется в большинстве случаев как разность между суммой реализации (R) и издержками (I) или как разность между рыночной ценой (Π) и себестоимостью (s), умноженной на объем производства (Π):

$$m_0 = R - I = (\Pi - s) \cdot \Pi \text{ (р./г.)},$$

где m_0 – общая или балансовая прибыль, р./г.

Действующей в условиях товарно-денежных (рыночных) отношений закон максимальной прибыли вынуждает производителей стремиться к увеличению этого показателя всеми возможными способами. Таких способов всего три.

4. *Повышение продажной цены.* Однако в условиях стабильного рынка для большинства товаров эта цена диктуется рыночной конъюнктурой, отражая общественно необходимые затраты труда. Но производители-монополисты, в том числе и энергетика как естественный монополист, имеют некоторую возможность поднимать цены (тарифы) на свою продукцию в пределах, ограниченных антимонопольным законодательством и другими мерами государственного регулирования рынка.

5. *Снижение себестоимость продукции.* Это основной путь повышения эффективности производства, причем наиболее целесообразно техническое перевооружение на базе самой совершенной техники. Возможны и другие пути – реконструкция, модернизация, совершенствование организации производства и др. Чем ниже себестоимость и цена производства по сравнению с конкурентами на рынке, тем выше прибыль.

6. *Увеличение объемов производства.* Для этого необходимо изучить потребности рынка, возможности вытеснения конкурентов и провести другие маркетинговые исследования. И если рынок испытывает потребность в данном продукте, то следует принять меры к расширению производства и увеличению объемов продаж, даже если это приведет к снижению (возможно, временному) рыночной цены, ибо общая масса прибыли должна увеличиться. Однако энергетики не могут, как правило, увеличивать объем производства по своему усмотрению, кроме отдельных случаев при работе на сторону (ремонтные, строительно-монтажные работы, освоение технологических «хвостов»). По мере формирования рынка

энергетической продукции, при появлении независимых, конкурирующих между собой энергопроизводителей в энергетике, по-видимому, может возникнуть нормальная рыночная ситуация, когда одни производители будут расширять объем своего производства за счет вытеснения других. Текущими мерами являются постоянное поддерживание оборудования в хорошем техническом состоянии путем регулярного и качественного ремонтного обслуживания, режимная оптимизация работы оборудования, его оптимальная загрузка в каждый момент времени и др.

Основные пути снижения себестоимости видны при анализе технико-технологических факторов, определяющих величину отдельных статей эксплуатационных затрат. Естественно, в энергетике главным для повышения эффективности производства является снижение удельных расходов топлива на единицу энергии.

В распоряжении предприятия остается не вся прибыль, рассчитанная по формуле (7.11), а только ее часть, чистая или расчетная прибыль (m_p), остающаяся после вычета из нее различных налогов и обязательных платежей (Н):

$$m_p = m_0 - H$$

В настоящее время часть налогов включается в себестоимость продукции отдельной статьей, отчисления в пенсионный фонд учитываются в издержках по зарплате, а остальная, большая часть, платится из прибыли предприятия. Из балансовой прибыли вычитываются именно те налоги, которые выплачиваются из прибыли предприятия.

Налогообложение предусматривает разные виды налоговых отчислений, для каждого из которых определяется своя налоговая база (приводятся только некоторые виды налогов):

- акцизы, т.е. увеличение продажной цены (оплачивается потребителями);
- налог на добавленную стоимость – от суммы реализации продукции (увеличивает продажную цену, поэтому оплачивается потребителями);
- налог на имущество (на собственность) – от стоимости основных производственных фондов;
- штрафы за вредные выбросы – по штрафным тарифам за каждый вид выброса (включается в себестоимость);
- налог за пользование автодорогами – в зависимости от наличного автотранспорта (из себестоимости);
- отчисления в местный (региональный, муниципальный) бюджет за пользование трудовыми ресурсами и на содержание городской инфраструктуры – в зависимости от численности персонала (из себестоимости);
- налог на прибыль (из прибыли) и т.д.

В налоговой политике государства рассматриваются прежде всего адресаты налоговых поступлений для формирования бюджетов – региональных, федерального, местных.

К федеральным налогам и сборам относятся: налог на добавленную стоимость, акцизы; налог на прибыль организаций; налог на доходы от капитала; подоходный налог с физических лиц; взносы в государственные внебюджетные фонды; государственная пошлина; таможенная пошлина и т.д.

К региональным налогам и сборам относятся: налог на имущество организаций; налог на недвижимость; дорожный налог; транспортный налог; налог с продаж; налог на игорный бизнес; региональное лицензионные сборы.

К местным налогам и сборам относятся: налог на имущество физических лиц; земельный налог; налог на рекламу; налог на наследование или дарение; местные лицензионные

сборы (табл. 1).

Кроме прибыли результаты производственно-хозяйственной деятельности характеризуются еще таким показателем как *доход* (хозрасчетный доход) *предприятия*. Эта величина, остающаяся у производителя после реализации продукции – сумма реализации за вычетом всех материальных затрат. *Доход предприятия* численно должен быть равен показателю *чистой* (или *условно-чистой*) *продукции* и имеет тот же экономический смысл.

Объекты обложения		Формы налогов
Доход	Доход (прибыль) предприятия	Налог на доходы (прибыль) предприятия
	Заработка плата	
	Совокупный годовой доход физических лиц	Подоходный налог с физических лиц
	Дивиденды, проценты по ценным бумагам	Налогообложение доходов (дивидендов, процентов), полученных по акциям и иным ценным бумагам, принадлежащим предприятиям
Имущество	Владение имуществом	Налог на имущество предприятия
		Налог на имущество физических лиц
		Налоги, направляемые в дорожные фонды
	Передача имущества	Налог на дарение, наследование
Обращение и потребление товаров	Вывоз-ввоз товаров за границу	Таможенные пошлины
	Потребление товаров	Акцизы
		Налог на добавленную стоимость
		Налог на реализацию горючесмазочных материалов

Для оценки производственно-хозяйственной деятельности предприятия применяется показатель рентабельности производственных фондов – отношение прибыли (m_p или m_0 , р./г.) к величине производственных фондов ($F_{пр}=F_{осн}+F_{об}$, р.), который отвечает на вопрос: сколько рублей прибыли дает каждый рубль, вложенный в производственные фонды. В зависимости от разновидностей прибыли рентабельность может быть балансовой (r_b) или расчетной (r_p):

$$r_b = \frac{m_0}{F_{пр}} = \frac{m_0}{F_{осн} + F_{об}}$$

$$r_p = \frac{m_p}{F_{пр}} = \frac{m_p}{F_{осн} + F_{об}}$$

Другим показателем, оценивающим прибыльность предприятия, является рентабельность производства ($r_{п-b}$ и $r_{п-p}$) – отношение прибыли (балансовой или расчетной) к издержкам производства:

$$r_{п-b} = \frac{m_0}{И}$$

$$r_{п-p} = \frac{m_p}{И}$$

Рентабельность производства показывает, насколько продажная цена выше себестоимости. Это хорошо видно после некоторых преобразований формул:

$$R = \frac{R - И}{И} = \frac{R}{И} - 1 = \frac{\Pi}{S} - 1$$

Этот показатель может использоваться для государственного контроля и регулирования рыночных цен.

Распределение общей прибыли предприятия между производственными подразделениями, например, между предприятиями, входящими в энергосистему, представляет собой довольно сложную хозяйственную задачу. Базой таких расчетов является *условная (приведенная) мощность* предприятий, входящих в энергосистему. Для электростанций – реальная установленная мощность, *KВт* или *МВт*. Для остальных подразделений энергосистемы – сетевых предприятий, диспетчерской службы, ремонтных заводов, строительных организаций, транспортных (автомобильных и железнодорожных) хозяйств, аппарата управления и др. – устанавливается их *условная производительность в условных МВт или КВт*. Кроме того, при распределении общей прибыли учитываются производственно-хозяйственные факторы, среди которых наиболее существенное значение имеют следующие.

1. Коэффициент эффективного использования установленной мощности – отношение рабочей (располагаемой) мощности к установленной или просто рабочая мощность (этот показатель используется только на электростанциях).

2. Годовое количество энергии, отпущенное потребителям (очевидно, также только для электростанций).

4. Численность персонала на предприятии

Другие оценочные показатели, свидетельствующие об успешной и эффективной работе, например, соблюдение сметы производственных затрат или снижение расходов против сметы, уровень расхода энергии на собственные нужды и величины (абсолютные и относительные), потерь в сетях, производительность труда (в энергетике всегда оценивается коэффициентом обслуживания – отношением установленной или приведенной мощности к численности работников) и т.п.

В зарубежной практике анализа финансово-хозяйственной деятельности предприятия принимаются три основные группы показателей рентабельности: показатели рентабельности продаж, рентабельность активов и капитала.

К показателям *рентабельности продаж* относятся коэффициент чистой рентабельности продаж; коэффициент рентабельности продаж по маржинальному доходу; коэффициент продаж по прибыли от реализации.

Коэффициент чистой рентабельности продаж рассчитывается как отношение чистой прибыли к выручке от реализации и характеризует долю чистой прибыли в объеме продаж предприятия.

Рентабельность продаж по маржинальному доходу определяется как отношение маржинального дохода, т.е. выручки от реализации за вычетом переменных затрат к выручке от реализации.

Рентабельность продаж по прибыли от реализации исчисляется как отношение прибыли от реализации к выручке от реализации. В некоторых случаях в числителе формулы может использоваться не прибыль от реализации, а прибыль до вычета налогов, процентов и амортизации (балансовая прибыль).

Показатель *рентабельности активов* отражает степень использования активов предприятия и определяется как отношение прибыли предприятия и выплачиваемых процентов по кредитам к средней величине балансовой стоимости активов предприятия. В числителе

может также использоваться значение чистой прибыли предприятия. Рентабельность активов рассчитывается как произведение показателей рентабельности продаж и оборачиваемости активов предприятия. Таким образом, прибыль предприятия, полученная с каждого рубля средств, инвестированных в его активы, зависит от скорости оборачиваемости имущества и от доли прибыли в выручке предприятия.

Факторный анализ рентабельности активов позволяет выявить что является причиной недостаточно высокого уровня этого показателя: рентабельность продаж, оборачиваемость активов или оба этих коэффициента вместе. Рост рентабельности реализованной продукции может быть достигнут путем повышения цен на продукцию, экономии затрат, увеличение доли более рентабельных видов продукции в структуре реализации. Повышение скорости оборачиваемости активов обеспечивается ростом объемов продаж при сохранении активов на прежнем уровне или снижением величины активов, в частности в случаях:

- снижение материально-производственных затрат при сохранение эффективного контроля за их уровнем;
- ускорение оборачиваемости дебиторских задолженностей;
- выявление и реализация избыточных активов, не приносящих экономических выгод для предприятия.

Коэффициент рентабельности собственного капитала представляет наибольшую аналитическую ценность для инвесторов, так как отражает степень эффективности использования акционерного капитала предприятия и является косвенной характеристикой доходности инвестиций акционеров в бизнес. Рентабельность собственного капитала обычно определяется как отношение чистой прибыли акционерного общества к величине балансовой стоимости его собственного капитала.

В состав собственных средств принято включать величину капитала, инвестированного акционерами, и сумму резервов, созданных за счет чистой прибыли акционерного общества. Рентабельность собственного капитала зависит от нормы чистой рентабельности продаж, оборачиваемости активов и соотношения общей величины капитала и собственного капитала предприятия. Низкое значение коэффициента рентабельности собственного капитала может быть обусловлено как низкой долей прибыли в цене реализованной предприятием продукции, наличием производственных мощностей, так и излишней мобилизацией акционерного капитала.

3.4.3 Результаты и выводы:

В результате изучения тематики были изучены объемные показатели промышленного производства; оценена сумма реализации продукции в энергетике; рассмотрены прибыль и рентабельность промышленности и энергетике, а также рассмотрена методика расчета численности персонала на предприятии.

3.5 Практическое занятие №9, 10, 11, 12 (8 часов).

Тема: «Теоретические основы управления в энергетике»

3.5.1 Задание для работы:

1. Проанализировать энергетическое предприятие и его особенности.
2. Изучить принципы построения структур управления энергетическими предприятиями.
3. Оценить законы и принципы управления, общее понятие об управлении.

4. Рассмотреть основные категории: методы управления, функции управления, области управления, объекты управления.

3.5.2 Краткое описание проводимого занятия:

1.13.2 Краткое содержание вопросов:

1. Энергетическое предприятие и его особенности

К энергетическим предприятиям относят электростанции, котельные, предприятия тепловых и электрических сетей. Продукцией энергетического предприятия является электроэнергия и тепло, а главной задачей - бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией и теплом в необходимом количестве.

Энергетические предприятия в отличие от предприятий других отраслей и подотраслей промышленности имеют следующие особенности:

они не только производят продукцию, но и осуществляют ее транспорт (передачу) и распределение. Электроэнергию вырабатывают электрические станции (конденсационные, атомные, теплоэлектроцентрали, гидроэлектростанции). В настоящее время появляются и другие электростанции - гидроаккумулирующие (ГАЭС), геотермальные и т.п. Передача и распределение электрической энергии осуществляется предприятиями электрических сетей. Тепло производят на ТЭЦ и в котельных, а передачу и распределение его - предприятия тепловых сетей;

процесс производства представляет собой непрерывную цепь превращений энергии. В этой цепи выделяют три фазы, четко отличающиеся по своим функциям и задачам: 1) производство или превращение энергии используемых энергоресурсов в тот вид энергии, который необходим потребителю; 2) транспорт произведенной энергии и ее распределение между отдельными приемниками; 3) потребление энергии, состоящее в ее преобразовании в другие виды энергии, используемые в различных приемниках, или в изменении параметров энергии.

Процесс производства, передачи, распределения и потребления энергии протекает практически одновременно и непрерывно. Непрерывность процесса производства энергии, в свою очередь, приводит к следующим различиям:

- имеется абсолютная соразмерность производства и потребления энергии, т.е. отсутствуют местные скопления полуфабрикатов и продукции;
- исключено бракование продукции и изъятие ее из потребления;
- отсутствует проблема сбыта, из-за чего невозможно затоваривание;
- нет необходимости складировать продукцию, так как все, что производится, потребляется в тот же момент.

Невозможность складирования энергии обуславливает принципиальное отличие работы энергетических предприятий, которое состоит в том, что объемы выработки энергии подчинены потребителю и изменяются в соответствии с его потребностями. Невозможность бракования продукции (энергии) и изъятия ее из потребления возлагает на энергетические предприятия особую ответственность за постоянное качество энергии, т.е. поддержание в заданных пределах ее параметров, основными характеристиками которого являются:

для электрической энергии - напряжение и частота;
для тепловой энергии - давление и температура пара.

Это требование обусловлено тем, что снижение качества энергии приводит к снижению качества продукции, выпускаемой потребителями энергии (например, колебание частоты тока при производстве бумаги приводит к изменению скорости движения поточной линии).

нии, соответственно к изменению толщины слоя массы, поступающей на линию, и толщине бумаги, т.е. к браку продукции), снижению ресурса потребляющих устройств и повышенному расходу энергии.

Энергетические предприятия тесно связаны с промышленностью, транспортом, связью, коммунальным и сельским хозяйством - со всей совокупностью разнообразных приемников электрической и тепловой энергии, что предопределяет жесткую зависимость производства энергии от режима потребления, т.е. имеет место постоянное изменение производства энергии в течение суток, недели, месяца, года. В основе этого лежат, с одной стороны, природно-климатические факторы (колебания температуры, изменение естественного освещения и т.п.), а с другой - особенности технологического процесса различных предприятий и отраслей народного хозяйства, режима труда и отдыха, изменения бытовой нагрузки. Указанные особенности обуславливают необходимость обеспечения достаточно высокого уровня надежности работы энергетических предприятий для выполнения главной задачи - бесперебойности энергоснабжения потребителей. Перебои в энергоснабжении наносят предприятиям и в целом народному хозяйству большой ущерб: приводят к нарушению нормальной работы потребителей, порче оборудования и сырья, снижению планируемых объемов продукции и соответственно к убыткам.

Существенной особенностью производства энергии является относительно быстрое развитие аварийных ситуаций, при которых отказ одного элемента влияет на работу других, связанных с ним. Например, в 1957 г. первопричиной крупной аварии в Молдавской энергосистеме явилась неправильная (ложная) работа дифференциальной защиты одного блока «генератор-трансформатор», включенного по схеме «четырехугольник», а именно:

при вводе нового выключателя и настройке дифференциальной защиты блока была допущена ошибка;

защита сработала во время прохождения номинального тока через защищаемую зону и отключила блок;

момент отключения блока совпал с прохождением максимума нагрузки, что и послужило началом аварии, развитие которой привело к полному отключению энергосистемы (с потерей собственных нужд) и связи с диспетчером.

Энергетические предприятия допускают как изолированную, так и совместную, параллельную работу. Надежность энергоснабжения повышается при большем числе энергетических предприятий, работающих совместно и когда имеется возможность резервирования друг друга. Поэтому основная часть энергии вырабатывается на энергопредприятиях, объединенных в районные энергетические системы, связанные между собой общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения энергии.

Энергетическая система имеет общий резерв мощности, который вводится при авариях и отключениях какой-либо ее части. Системы, связанные между собой линиями электропередачи, образуют объединенную (в частности, межрайонную) энергосистему. В свою очередь, объединенные энергосистемы образуют единую энергосистему России, в которой резервы мощности становятся общими.

В энергетическом хозяйстве особое значение имеет оперативное управление работой отдельных электростанций, предприятий электрических сетей и энергосистемой в целом. Это обусловлено, во-первых, быстротой протекания переходных процессов в энергосистеме, во-вторых, зависимостью режима работы энергопредприятий и объема выработки энергии от изменения метеорологических, климатических и других условий. Таким образом, в процессе эксплуатации электростанций и энергосистемы в целом возникает необходимость оператив-

но корректировать заданную производственную программу и, следовательно, подчинять режим работы отдельных электростанций диспетчерской службе энергосистемы, в которую они входят.

2. Принципы построения структур управления энергетическими предприятиями

Производственная структура энергопредприятий. Потребности технологического процесса в конкретных условиях вызывают необходимость деления предприятий (т.е. всего коллектива людей, занятых выпуском определенного вида продукции, с помощью имеющихся в их распоряжении средств) на более мелкие производственные подразделения - рабочие места, самостоятельные участки, участки внутри цехов, цеха.

Рабочее место - это часть производственной площади, где рабочий или группа рабочих выполняют определенные операции по обслуживанию процесса производства, используя при этом соответствующее оборудование и технологическую оснастку. Группы рабочих мест образуют *производственные участки*, где осуществляется часть производственного процесса по выполнению технологического процесса в целом. Участок - первичная структурная производственная единица предприятия, возглавляемая мастером. Участки, объединенные между собой производственными связями, образуют производственный *цех* - основную структурную единицу промышленного предприятия. Принято различать цеха основного, вспомогательного производства и непромышленных хозяйств. В цехах *основного производства* предприятия осуществляются производственные процессы по качественному изменению энергии (например, по превращению химической энергии топлива в тепловую и электрическую энергию).

Цеха и подразделения *вспомогательного производства* обеспечивают основному производству необходимые условия для нормальной работы. Они выполняют ремонт оборудования, снабжение материалами и запасными частями, транспортом и т.п.

К *непромышленным* относятся хозяйства, продукция и услуги которых не входят в основную деятельность предприятия. В их функции входит обслуживание бытовых нужд персонала предприятия (жилищное хозяйство, детские сады, дома отдыха и т. п.).

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электростанций и сетей все устанавливаемое оборудование, здания и сооружения должны быть закреплены за соответствующими производственными цехами, службами и лабораториями, а внутри них за мастерами и другим персоналом.

Состав, функции и взаимоотношения цехов, производственных служб, отделов и других подразделений энергопредприятий определяются утвержденными организационными структурами управления энергопредприятиями. Под *управлением* понимается процесс, посредством которого обеспечивается упорядочение и функционирование объекта управления. Управление производством предполагает установление согласованности между индивидуальными работами и общими функциями, необходимость которых возникает при выполнении всего производственного процесса. Управление производством включает в себя: получение и обработку данных, принятие на основе поставленных целей и полученной информации конкретных плановых и других управлеченческих решений, организацию их выполнения, контроль за ходом производственного процесса, организацию учета и отчетность.

Сложность функций управления вызывает необходимость в специальном аппарате управления. Его возглавляют руководители, которые по своему положению могут и обязаны выносить решения, воздействующие на производственные звенья. В состав аппарата управления входят руководители разного рода функциональных органов, отвечающих за те или

иные уровни планирования, учет и т.п. Аппарат управления при оптимальной численности и структуре должен обеспечивать обоснованность управленческих решений, своевременность их выработки и принятия, оперативную передачу исполнителям, четкую организацию выполнения решений. Простейшая организационная структура - *линейная*, при которой все функции управления сосредоточены у руководителя предприятия. Централизация всех функций в руках линейного руководителя обеспечивает простоту и экономичность, уменьшает возможность противоречивости и неувязанных заданий подчиненным. Однако такая структура может быть использована при небольших масштабах производства. С возрастанием сложности и масштабов производства до определенных пределов линейный руководитель не в состоянии справиться со своими функциями и в помощь линейному руководителю создаются функциональные подразделения - службы (отделы) для изучения положения дел и подготовки решений. Они подчинены линейным руководителям, специализированы по функциям. В итоге *линейно-функциональная* структура управления сохраняет единство распорядительства и ответственность линейного руководителя в условиях специализации (по функциям) управленческой деятельности.

Организационная структура энергопредприятия (электростанция, электрические или тепловые сети) имеет пять блоков:

1) руководство - директор с заместителями, главный инженер с заместителями. Число заместителей зависит от мощности и технологических особенностей электростанции, например сложности оборудования и состава сооружений, вида топлива и т.п. Директор может иметь заместителей по общим вопросам, капитальному строительству, хозяйственным и социальным вопросам, кадрам, охране и гражданской обороне. Главный инженер (он же первый заместитель директора) может иметь заместителей по эксплуатации, ремонту, модернизации и освоению новой техники; 2) персонал при руководстве (у директора и заместителей) - инспектор по кадрам, инженер по подготовке кадров, инженер по режиму, старший инженер по эксплуатации, старший инженер по охране труда и технике безопасности, юрисконсульт, группа хозяйственного обслуживания;

6) функциональные отделы - производственно-технический, планово-экономический, бухгалтерия, отдел материально-технического снабжения, комплектации (последний - при строительстве или расширении предприятия);

7) непромышленные подразделения - цеха, службы, лаборатории, участки внутри цехов, рабочие места;

8) непромышленные подразделения - структура жилищно-коммунального хозяйства, соцкультбыт и т. п.

Энергопредприятия входят в состав АО-Энерго или являются дочерними предприятиями РАО «ЕЭС России». В первом случае организационная структура энергопредприятий утверждается генеральным директором АО-Энерго, во втором - председателем правления РАО «ЕЭС России».

К основным задачам управления относятся:

планирование производства и реализации продукции;

планирование теплоэнергетического (водно-энергетического) баланса;

организация и осуществление производства продукции (выработка электроэнергии, тепла или электроэнергии и тепла);

организация и осуществление оперативного руководства;

планирование, организация и производство ремонта энергооборудования, зданий и сооружений;

организация и планирование труда и заработной платы;
учет и отчетность.

Функции некоторых руководителей энергопредприятий. Управление энергопредприятием возглавляет директор, который руководит всей его деятельностью. Он несет полную ответственность за выполнение выпуска продукции и диспетчерских указаний. Директор в пределах предоставленных ему прав распоряжается всеми средствами и имуществом предприятия, осуществляет контроль и проверку исполнения, руководит подбором и воспитанием кадров, несет ответственность за соблюдение финансовой, производственной и трудовой дисциплины на предприятии, обеспечивает охрану собственности, режим экономии и рентабельность производства. Руководство производственно-технической деятельностью директор осуществляет через своего заместителя - главного инженера, отвечающего за технические вопросы эксплуатации предприятия, который организует разработку и внедрение передовых методов производства, а также следит за рациональным использованием оборудования, сырья, материалов и рабочей силы. Под руководством главного инженера производится ремонт оборудования, техническая учеба и подготовка инженерно-технических работников энергопредприятия.

Производственно-технический отдел (ПТО) энергопредприятия выполняет следующие виды работ:

разрабатывает режимы наилучшего использования, эксплуатационные нормы и режимные карты работы оборудования, проекты планов выработки энергии и планы технико-экономических показателей на планируемый период по предприятию в целом и отдельным цехам;

организует технический учет работы оборудования;

ведет учет расхода материалов, электроэнергии на собственные нужды;

составляет необходимую техническую отчетность;

обрабатывает первичную техническую документацию;

анализирует выполнение установленных режимов и технических норм работы оборудования;

разрабатывает мероприятия по экономии топлива (на ТЭС) и рациональному расходованию воды (на ГЭС), а также по снижению потерь электроэнергии (в предприятиях электрических сетей);

организует повышение квалификации персонала;

организует и контролирует производственный инструктаж персонала;

составляет темы по рационализации и рассматривает рационализаторские предложения и т.п.;

составляет общестанционный график ремонта оборудования;

участвует в составлении сетевых графиков ремонта оборудования, а также в приемке оборудования из ремонта;

контролирует выполнение графика ремонта;

разрабатывает заявки энергопредприятия на материалы, запасные части и оборудование;

контролирует соблюдение установленных норм расходования материалов;

обеспечивает внедрение передовых методов ремонта и т. п.

Планово-экономический отдел (ПЭО) на тепловых станциях:

разрабатывает перспективные и текущие планы работы электростанции и ее цехов;

осуществляет контроль за ходом выполнения плановых показателей;

разрабатывает мероприятия по повышению производительности труда;

занимается вопросами организации, нормирования и оплаты труда.

При отсутствии в структуре электростанции ПЭО эти работы выполняет ПТО.

Отдел материально-технического снабжения обеспечивает энергопредприятие материалами, инструментами и запасными частями, составляет заявки, заключает договоры на материально-техническое снабжение и реализует их.

Отдел кадров осуществляет подбор кадров, оформляет прием, переводы и увольнения работников электростанции.

Бухгалтерия ведет учет хозяйственной деятельности электростанции, осуществляет контроль за правильным расходованием средств и соблюдением финансовой дисциплины, осуществляет бухгалтерский отчет и отчетность.

Каждый цех возглавляется начальником цеха, который подчинен по производственно-техническим вопросам главному инженеру, а по административно-хозяйственным вопросам - директору. Начальник цеха организует работу коллектива цеха по выполнению плановых заданий, распоряжается средствами цеха, имеет право поощрять работников цеха и налагать на них дисциплинарные взыскания в пределах штатного расписания, устанавливать тарифные разряды рабочим, а также имеет право найма и увольнения (кроме инженерно-технических работников и мастеров) и т. д. Отдельные участки цеха возглавляются мастерами, которые отвечают за выполнение плана, расстановку и организацию труда рабочих, использование и сохранность оборудования, расходование материалов, фонда заработной платы, охрану труда и технику безопасности, правильное нормирование труда, руководят работой бригадиров и бригад рабочих на энергопредприятии.

3. Понятие об управлении. Законы и принципы управления

Управление - это процесс сбора, обработки, передачи и предоставления информации о состоянии управляемого объекта; разработки вариантов управленческого решения; выбор наилучшего решения по заранее выработанным критериям его оптимальности; организация выполнения принятого решения для достижения поставленных целей; контроль исполнения и сбор информации о новом состоянии управляемого объекта.

Другое определение содержит характеристику основного средства ведения управленческого процесса:

Управление - это процесс движения информации: учетной по восходящей ветви (от объекта к субъекту управления) и руководящей по нисходящей ветви цикла управления (от субъекта к объекту управления).

Процесс управления следует рассматривать как цикл управленческих действий, проходящих определенные фазы (этапы), которые можно определить как:

3) *сбор информации* о состоянии управляемого объекта;

4) *первичная обработка и передача информации* от управляемого объекта (управляющей системы) к субъекту управления (в управляющую систему);

3) *предоставление информации* в удобном для восприятия виде должностным лицам и служащим в аппарате управления для первичного заключения о состоянии управляемого объекта;

4) *заключение о разработке некоего решения*, принимаемое для изменения каких-либо показателей (параметров) в управляемой системе руководителем определенного уровня, либо традиционно, по заведенному порядку работ, либо как само собой разумеющееся исходя из положения дел на управляемом объекте;

5) Разработка вариантов управленческого решения, в том числе и с оптимизационными расчетами и предварительными предложениями о выборе наилучшего из них, сделанных по известным или специально разработанным критериям оптимальности, с предварительным расчетом планового эффекта от реализации данного решения;

6) представление вариантов руководителю определенного уровня для окончательного выбора и принятия управленческого решения достижения поставленной цели;

10) организация выполнения принятого решения путем подготовки выпуска определенных руководящих документов - приказов, распоряжений, указаний (в том числе устных) и др.;

11) контроль исполнения принятого решения;

12) сбор информации о новом состоянии управляемого объекта после реализации принятого решения;

10) оценка эффективности принятого и реализованного решения;

11) анализ информации о новом состоянии управляемого объекта - здесь заканчивается один управленческий цикл и начинается другой с прохождением всех отмеченных стадий.

Таким образом, управление представляет собой непрерывный цикл действий управленческого персонала для достижения определенных целей и решения определенных задач. В числе этих целей и задач, если имеется в виду управление крупным социально-производственным объектом (регионом, городом, поселком, предприятием), - регулирование социальных отношений, развитие производства, расширение и совершенствование сервисной сферы и др. Для производственных объектов, в частности энергетических предприятий, главными целями и задачами управления является успешная производственно-хозяйственная деятельность для получения прибыли.

Целевая функция энергетики - это:

5) бесперебойность - специфическая для энергетики, не характерная ни для одной другой отрасли материального производства;

6) сбалансированность - производиться должно столько, сколько потребляется;

7) качество - соблюдение необходимых энергетических параметров: напряжение, частота, синусоидальность кривой тока - для электроэнергии; давление и температура - для пара и горячей воды; теплота сгорания, влажность, зольность - для топлива и др.;

8) экономичность - максимальная прибыльность при минимальных затратах;

5) соблюдение интересов трудового коллектива и собственника.

На выполнение производственных и экономических задач для достижения этих подцелей и выполнения всей целевой функции и направлен весь процесс управления.

Закон единства системы управления производством. Система должна быть построена таким образом, чтобы исключить или свести к минимуму посторонние возмущающие воздействия на производственный процесс. Иными словами, *один объект - один субъект управления*.

Закон пропорциональности производства и управления. Этот закон имеет три аспекта:

1) пропорциональность и соотносительность отдельных частей производства; 2) пропорциональное построение системы управления в соответствии с установленными функциями и решаемыми задачами; 3) пропорциональность (адекватность) управляемой и управляющей систем.

Закон оптимального соотношения централизации и децентрализации управления. Центральный аппарат управления предприятием (заводоуправление), как и центральные органы власти в стране, не могут и не должны вмешиваться в детали производственного про-

цесса, осуществлять мелочную опеку подчиненных подразделений. На местах управление должно проводиться руководителями соответствующего уровня компетенции, т. е. децентрализовано.

Закон участия трудящихся в управлении производством. Сейчас такой стимул появляется в виде *мотивации труда*, т. е. *при участии трудящихся в собственности, прибылях и управлении.*

В той или иной степени воплощением названных законов управления в конкретные направления деятельности являются *принципы управления*, нуждающиеся сегодня в некотором переосмыслении для рыночной экономики.

1) *Принцип единства политики и экономики* означает, с одной стороны, определение политических задач в развитии общества с учетом состояния экономики, а с другой - требование политического, законодательного обеспечения подъема и развития национальной экономики.

¹- *Принцип научности управления* имеет три аспекта: 1) необходимость учета в управлении взаимосвязи природных и общественных явлений (первый закон диалектики); 2) обязательность применения на практике научных положений теории управления; 3) современные требования широкого применения в управлении экономико-математических методов вычислительной техники.

7. *Принцип демократического централизма* означает необходим полного учета местных условий при централизованной выработке положений, а также делегирование существенной доли полномочий нижестоящим органам управления: из заведоуправления - в цех, от руководств цеха - на участки, в бригады.

8. *Принцип сочетания отраслевого и территориального управления* так же, как и принцип демократического централизма, означает сегодня необходимость наряду с отраслевыми интересами в полной мере учитывать интересы регионов.

9. *Принцип морального и материального стимулирования* (мотивации) труда является проявлением закона непрерывного роста благосостояния трудящихся, а также выражением одного из законов управления - участия в управлении трудящихся.

10. *Принцип планового ведения хозяйства* отражает необходимость следования одному из фундаментальных законов экономики - закону планомерного, пропорционального развития.

10. *Принцип ответственности*, означающий: создание четкой организационной структуры; тщательную разработку положений о подразделениях в организационной структуре, положений о правах и обязанностях руководителей всех уровней, должностных инструкций на каждом рабочем, в том числе управленческом месте; установление точно определенной материальной (коммерческой) ответственности подразделений и должностных лиц за упущения в работе; разработку положений о премировании и депремировании по совершенству четко определяемым и легко проверяемым показателям, и др.

11. *Принцип правильного подбора и расстановки кадров*, оптимальное кадровое обеспечение процессов производства и управления является непременным условием успешной производственно-хозяйственной деятельности.

12. *Принцип экономичности и эффективности.* Главным показателем положительных результатов производства и управления им является *прибыльность* управляемого объекта - предприятия, фирмы. Здесь также находит свое выражение один из основополагающих законов рыночной экономики - закон максимальной прибыли.

10. *Принцип преемственности хозяйственных решений.* Любое решение, принимаемое верхними эшелонами управления на предприятии (фирме), требует последующей

расшифровки, детализации на других, более низких уровнях управления. Очевидно, если при этом преемственность нарушается, принятное решение не может быть выполнено достаточно хорошо, в полном объеме и в нужные сроки. Многие из известных принципов управления, как правило, вытекают из названных. В частности, называется *принцип системности*, который состоит в непременном соблюдении цикличности управления с обязательным прохождением каждого этапа управленческого цикла.

4. Методы управления. Функции управления. Области управления. Объекты управления

Для управления производственно-экономическими системами выработан целый арсенал различных методов, которые применяются по отдельности или совместно, комплексно.

Методы управления образуют четыре группы:

- 5) организационно-распорядительные (или административно-распорядительные);
- 6) экономические;
- 7) социально-психологические;
- 8) социально-политические (идеологические).

Организационно-распорядительные методы - это управление с помощью приказов, распоряжений, указаний, не терпящих возражений и требующих неукоснительного выполнения. Одним из главных таких методов, дающий наибольший управленческий эффект, является подбор и расстановка кадров - производственных и управленческих.

Коллектив компетентных работников, единомышленников и в то же время специалистов каждый в своей области (по современной терминологии - «команда») наилучшим образом может справиться со своими задачами. Таким людям не надо подробно объяснять и обосновывать то или иное решение руководителя: они все понимают, как говорится, с полуслова, будучи объединенными общими целями.

Экономические методы управления во все времена давали наилучший управляющий эффект, поскольку содержат самую главную мотивацию в обществе с товарно-денежными отношениями - материальный стимул. Сегодня в числе этих методов можно назвать такие:

оплата труда в соответствии с квалификацией работника; о заставляет стремиться к повышению квалификации, расширению и улучшению трудовых навыков, в том числе и в управлении. Главным достоянием последних лет в этой области стала отмена ограничений в заработке.

- сейчас каждый работник имеет право зарабатывать столько, сколько сможет. Одна из задач руководства - создать необходимые условия для возможности таких заработков;

Существуют и другие формы и разновидности экономических методов управления: выдача льготных ссуд и кредитов; оплата социальных нужд работников; предоставление жилья - бесплатно или по льготным ценам; обеспечение медицинским и санаторным обслуживанием также по льготным ценам или бесплатно; оплата учебы самих работников и членов их семей и т.д. (Эти формы нередко относят к социально-психологическим методам управления, поскольку они экономически затрагивают социальную сферу жизни.)

Социально-психологические методы управления - методы, основанные на использовании социально-психологических факторов и направленные на управление социально-психологическими процессами, протекающими в коллективе, для оказания необходимого воздействия в интересах достижения поставленных целей.

К числу этих методов относится, например, социальная эстетика, производственный дизайн: хорошая, красивая обстановка в цехе, в отделе по наблюдениям специалистов снижает утомляемость, повышает производительность труда. Сюда же относится забота о соци-

альных нуждах работников. Одним из наиболее важных факторов такого управления является создание в коллективе здорового, комфортного психологического климата. Здесь важно выявить так называемого «неформального лидера» и стараться привлечь его к процессам управления.

Социально-политические методы управления состоят в стимулировании качественного труда на основе политических, нравственных, религиозных, патриотических убеждений работников.

Все перечисленные методы управления должны использоваться в комплексе, нежелательно, чтобы какие-то из них, даже экономические, преобладали. Из опыта развитых стран известно, что именно комплексный подход, разумное использование этих методов в рациональном сочетании дает наибольший управляющий эффект. Так, в Японии наряду с достаточно высокой и дифференцированной оплатой труда на предприятиях и в учреждениях существуют «комнаты психологической разгрузки», где работники могут снять нервное напряжение, освободиться от того состояния с помощью опытных психологов.

Совершенствование управления означает наилучшее выполнение всех управленческих действий и деловых процедур в указанном цикле управления, во всех его фазах. Следовательно, для этого необходимо обеспечить все условия, т. е. создать *информационную систему* как хороший инструмент для управления в условиях рынка.

Следовательно, для принятия верного решения любой и каждый руководитель должен иметь своеобразную, оперативно и в удобном виде предоставляемую «шпаргалку», набор возможных наилучших решений, из которых он быстро выберет подходящее для данного конкретного случая. Именно такие подсказки может дать информационная система, оперативно представляющая необходимую и достаточную управленческую информацию, обработанную по всем стадиям управленческого цикла с помощью современных средств в автоматизированных комплексах вычислительной техники.

Критерием качества управления является его эффективность. Для эффективного управления требуется решать очень большое количество управленческих задач, стараясь ни одну из них не упустить из вида. Затем на основе достоверных сведений и с должной оперативностью принять необходимые решения, организовать и проконтролировать их осуществление. Само понятие *эффективности* хорошо известно и формулируется как *достижение поставленных целей при минимуме затрат*. Вероятно, для каждого конкретного предприятия эффективность - это наибольшая прибыльность. Однако не следует забывать, что любое предприятие действует в определенной экономической среде и его частная эффективность в значительной мере зависит от эффективности всей экономики, всего хозяйственного комплекса страны.

Функции управления

Функция управления - это особый вид работ, однородных по своему назначению и обеспечивающих функционирование системы управления, выполнение всех этапов управленческого цикла подготовки, принятия и осуществления управляющего решения для достижения поставленной цели, а именно:

- 6) руководство работами во всех фазах цикла;
- 7) организацию информации, циркулирующей по всему циклу;
- 8) учет, т. е. сбор сведений о состоянии управляемого объекта;
- 9) анализ учетной информации как одно из условий подготовки управленческого решения;
- 10) нормирование различных показателей, выработка их эталонных значений для сравнения при анализе и для последующего планирования, а также отбор критериев для вы-

бора оптимального управленческого решения;

9) планирование как акт реализации принятого решения, включая организацию его выполнения;

10) контроль исполнения и регулирование процесса осуществления управленческого решения - завершение одного цикла управления и начало другого;

11) учет, т.е. сбор сведений о новом состоянии управляемого объекта после осуществления управленческого решения и т.д.

Перечень функций управления по-разному формируется в различных руководящих документах и в работах специалистов. Если рассмотреть «максимальный вариант» такого перечня, получим следующий классифицированный состав известных функций управления: *организация, учет, анализ, нормирование, планирование, контроль, регулирование*.

Иногда как одну единую функцию рассматривают «учет и контроль», «нормирование и планирование», «учет и анализ», «контроль и регулирование». В таких сочетаниях, безусловно, есть определенный смысл, поскольку, во-первых, эти функции взаимосвязаны в процессе выполнения и, во-вторых, в указанных парах одна из них превалирует и низводит другую до подчиненного положения, что также на практике часто оправдано. В любом случае эти функции накладываются на другие, упомянутые выше координатные оси декомпозиции, и таким образом так или иначе охватывают все «деловое пространство» управления. Каждая из функций оставляет достаточно сложный комплекс управленческих работ, и потому должна быть рассмотрена подробнее.

Функция «*.организация*» употребляется в качестве широкого, емкого термина относящегося ко всей управленческой, распорядительной деятельности.

Организация включает подфункции:

Руководство, осуществляемое административно-распорядительными, социально-психологическими, социально-политическими (идеологическими) и преимущественно экономическими методами;

организация взаимоотношений в процессах производства и управления, т. е. в управляемой, управляющей системах и при взаимодействии между людьми, имея в виду их экономическую заинтересованность в наиболее эффективном совместном труде;

организация информации во всех фазах и на всех промежуточных стадиях единого цикла управления при подготовке, принятии и осуществлении управленческого решения.

Учет представляет собой сбор информации о состоянии управляемого объекта и управляющей системы в их разных подразделениях на различных стадиях производственных и информационных процессов для целей управления во всех фазах управленческого цикла. Существуют следующие виды учета:

оперативный учет, т. е. сбор информации на оперативный момент времени, который в разных отраслях определяется по-разному - от мгновения (долей секунды) до суток;

статистический учет и отчетность, которые точнее следует определить как *текущие*, поскольку они призваны отражать состояние всей системы в *текущий момент*, границы которого также определяются по-разному - от суток или месяца, но всегда до года; существенным обстоятельством этой подфункции управления является наличие заявленной в названии отчетности, т.е. статистической (текущей) информации, почти всегда документированной;

бухгалтерский учет, который вместе с бухгалтерским анализом хозяйственной деятельности образует комплекс управленческих от выполняемых по устоявшейся и хорошо отработанной методике. *Анализ* представляет собой расчленение исследуемого объекта, предмета или явления на составные части, изучение этих частей и сравнение с эталонами, норма-

тивами для определения направлений совершенствования изучаемого объекта; обычно проводится (или должен проводиться по технико-технологическим и экономико-организационным критериям во всех производственных и управлеченческих подразделениях в основном для выработки управлеченческого решения.

В зависимости от периода, на материалах которого он проводится различается:

ретроспективный анализ, проводимый по материалам прошлых периодов (лет) и потому при наличии необходимых исходных сведений наиболее часто применяемый;

оперативный - на оперативный момент времени, особенно необходимый для быстротекущих процессов, например, в электроэнергетике тиже, однако используемый практически повсеместно, в том числе на оперативных совещаниях («оперативках», «летучках» и т.п.), но не всегда документально оформляется; при использовании вычислительной техники может проводиться действительно оперативно, с необходимой документальной фиксацией, иногда - в режиме реального времени, для чего требуются грамотная экономикой математическая постановка задач и добротное программное обеспечение;

текущий - проводимый на протяжении всего текущего (планового) периода, в частности, при выборе из вариантов управлеченческого решения наилучшего, оптимального; его результат отражается в управлеченческих документах, где акт анализа может и не отмечаться как вспомогательное средство управления;

анализ перспективных планов проводится при выборе наиболее целесообразного варианта какого-либо будущего решения, содержащегося в перспективном плане, и также часто не отражаемый как аналитический акт.

Из сказанного видно, что кроме ретроспективного анализа, применяемого преимущественно в исследовательских целях, анализ как функция управления не фиксируется в управлеченческой деятельности, способствуя достижению должного качества управления, но выполняя вспомогательные задачи, и потому не рассматривается и не оформляется как акт управления.

Нормированием называют процесс определения какой-либо нормы (лат. *norma* - руководящее начало, правило, образец), представляющей собой узаконенное установление, признанный обязательным порядок. В производственно-хозяйственной деятельности под нормированием понимают научно-техническое обоснование расхода какого-либо ресурса (сырья, материалов, энергии, трудозатрат, финансов и т.п.) Δ^1 производства единицы продукции или работы, в том числе и работ управления.

В энергетике это общее определение конкретизируется: *норма расхода энергетических ресурсов* - необходимое и достаточное, технически и номически обоснованное количество энергии для производства единицы продукции (работы, услуги) в реальных условиях энергетического или промышленного производства.

В практике хозяйствования наряду с понятием нормы широко используется термин «*норматив*», причем нередко оба этих понятия получают один и тот же смысл. Однако в ряде случаев, например, при производственном нормировании энергетических ресурсов, эти понятия строго разграничиваются, являясь дополнением одного другим. Тогда представляется целесообразным дать более четкое определение нормативу для его последующего использования, не путая с понятием нормы.

Норматив - количество ресурса, теоретически необходимого для выпуска единицы продукции или выполнения работы установленного качества, установленное научно-техническими расчетами без учета реальных организационно-технических условий производства; норматив всегда *меньше* нормы на величину неизбежных потерь (непредусмотрен-

ных затрат), возникающих вследствие эксплуатационных и режимных отклонений от запланированного хода технологических или производственно-хозяйственных процессов.

С учетом данных определений и пояснений следует сформулировать понятие нормирования как функции управления.

Нормирование - это процесс установления плановой меры, величины, численного значения или каких-либо других количественных или качественных показателей с разработкой соответствующего *норматива*; в практике производственно-хозяйственной деятельности в зависимости от времени применения норм различаются следующие виды нормирования:

текущее - разработка соответствующих норм на текущий, плана и период (обычно - на плановый год, иногда с разбивкой по кварталам и даже месяцам);

перспективное - разработка норм и нормативов на перспективу, в качестве которой принимаются сроки, большие, чем год.

Не следует классифицировать нормирование по видам норм как иногда делается в некоторых исследованиях, поскольку в данном случае рассматривая нормирование как функцию управления, отмечается ли его временные градации и не имеет никакого значения деление норм их назначению, степени агрегации, способу разработки и т.п.

Планирование - это целенаправленная деятельность государства (как его центрального аппарата, так и местных, региональных администраций) по определению на ближнюю и дальнююю перспективу объемов пропорций и темпов общественного воспроизводства во всех (государственных и негосударственных) секторах экономики при реализации экономических, социальных и научно-технических задач.

Планирование, отталкиваясь от этих глобальных задач в экономике страны, должно вестись тем детальней, чем меньше производственно-хозяйственный объект. Так, на уровне региона объемы, пропорции и темпы воспроизводства требуют достаточно подробной расшифровки и привязки к отраслям и даже к конкретным предприятиям. А на предприятиях план - руководящий документ всей деятельности, разумеется, без его догматической абсолютизации и при необходимой гибкости, мобильности и маневренности в условиях изменчивой рыночной конъюнктуры Именно с таких позиций следует рассматривать планирование как одну из важнейших функций управления.

С учетом традиций отечественной экономики для любого производственного объекта можно дать следующее определение: *планирование* - разработка программы (программирование) будущих действий в любой области деятельности с составлением программных документов -- *планов*.

По видам, определяемым плановыми сроками, различают планирование:

оперативное - на оперативный момент времени (в энергетике - мгновение, час, сутки);

текущее - на текущий, плановый период; обычно на год с разбивкой по кварталам и месяцам, и после каждого квартала (месяца) годовая плановая программа должна уточняться, корректироваться с учетом новой (рыночной) ситуации;

перспективное - на плановую перспективу, т. е. 5, обычно предполагает уточнение текущих плановых программ по прошествии каждого из текущих периодов (года);

долгосрочное - на период 10- 15 лет, обычно с разбивкой на меньшие перспективные сроки, с корректировкой последующих программ по прошествии одного из этих сроков;

Контроль и регулирование - две тесно взаимосвязанные функции,

чем контроль необходим только в целях регулирования выявленных отклонений от нормального (нормированного) хода производственно-хозяйственной деятельности, которые всегда могут иметь место в жизни. По периодам их осуществления они различаются как:

оперативные - на оперативный момент времени, что особенно важно для непрерывных быстропротекающих процессов, например при электроснабжении потребителей;

текущие - в текущий, плановый период, т.е. в течение года или в любой период, больший, чем оперативный.

Из рассмотрения каждой отдельной функции управления видно, что они вместе со своими подфункциями играют важнейшую роль в управлении социальной и производственно-хозяйственной жизнью страны, региона, города, предприятия, организации, учреждения. Для каждого конкретного случая их перечень может приниматься по соображениям целесообразности, наибольшей значимости той или иной функции и подфункции, а также исходя из требований оптимального кодирования. Для энергетических систем принят следующий перечень:

4. Общее управление (организация).
5. Перспективное планирование.
6. Текущее технико-экономическое планирование.
7. Оперативное планирование.
- 6- Оперативное управление, контроль и регулирование.
- 7- Оперативный учет.
- 6 - Бухгалтерский и статистический учет и отчетность.
- 7 - Анализ деятельности.
- 8 - Нормирование.

все эти функции в хозяйственной практике и при декомпозиции темы управления прилагаются (проецируются) на другие координатные оси, прежде всего на области деятельности и объекты управления.

Области управления

В самом общем виде можно дать следующее определение: *области управления* (области деятельности) - это специфические области производственно-хозяйственной и социальной деятельности, охватывающие производство продукции, работ и услуг; эксплуатацию производственных и непроизводственных объектов, включая землепользование - все виды экономической работы; различные аспекты финансовой деятельности; все виды снабжения, в том числе материально-технического различные виды технического, санитарного, архитектурно-планировочного и юридического надзора; социальное обеспечение и защиту населения.

Поскольку круг этих областей очень широк и не может быть достаточно подробно описан в одной координатной оси, для областей управления применяется ступенчатая классификация: сначала называются наиболее крупные, агрегированные области деятельности, которым присваивается 1-й порядок; каждая из областей 1-го порядка расшифровывается - образуются области 2-го порядка; при необходимости производится дальнейшая детализация - возникают области деятельности 3-го, 4-го и последующих порядков.

В энергетике (точнее - в электроэнергетических системах) областями 1-го порядка считаются:

- 10.Общее управление.
- 11.Баланс энергии.
- 12.Баланс мощности (при эксплуатации).
- 13.Баланс мощности (при развитии энергосистемы).
- 14.Труд, кадры и заработка плата.
- 15.Материально-техническое снабжение.
- 16.Себестоимость.

17. Финансирование и сбыт.
18. Присоединение и надзор.
19. Техническая подготовка производства.

Группировка и наименование этих областей 1-го порядка даны также исходя из соображений оптимального кодирования, чтобы иметь только десять областей.

Покажем один из вариантов классификации областей управления в энергетике, относящийся к электроэнергетическим системам. В промышленной энергетике, точнее энергетическом хозяйстве промышленных предприятий, возникают следующие области деятельности:

- 1) Потребление энергии (в энергетических и энергоиспользующих установках).
- 2) Использование энергии.
- 3) Эксплуатация энергетического и энергоиспользующего оборудования.
- 4) Режимы работы энергетического и энергоиспользующего оборудования.
- 5) Надежность системы энергоснабжения и работы энергооборудования.
- 6) Внутризаводской энергонадзор.
- 7) Ремонтное обслуживание энергооборудования.
- 8) Труд, кадры и оплата труда в энергослужбе.
- 9) Материально-техническое обеспечение энергохозяйства.
- 10) Экономическая работа в энергослужбе.
- 11) Развитие энергетического хозяйства предприятия.

Здесь как видим, не соблюден принцип оптимального кодирования. Однако энергohозяйство предприятий по своим масштабам и сложности управления не соизмеримо с электроэнергетическими системами. Поэтому здесь, как правило, не требуется дальнейшая Декшифровка областей деятельности.

Примерно так же происходит группировка и классификация областей 2-го и последующих порядков.

Объекты управления

Понятие «объект управления» может относиться к таким разнокачественным явлениям, что практически в каждом конкретном случае требуется уточнять, какого именно рода объект имеется в виду. Поэтому целесообразно дать развернутое определение.

Объект управления - это квалификационное понятие, которое может относиться к:

3) управляемой системе в целом (как антитеза «субъекту управления»- *управляющей системы*);

4) структурному подразделению крупного объекта управления (региона, города) - предприятию, организации, учреждению независимо от ведомственной принадлежности и формы собственности;

3) производственному илиправленческому подразделению предприятия и организаций - бюро, сектору, отделу, службе и т.п.;

Виду продукции, работ и услуг или предметов эксплуатации средств и предметов труда) - основным и оборотным производственным и непроизводственным фондам, сырью, материалам и т.п.;

характеристикам (свойствам) предметов (элементов) классификации по форме собственности, назначению, возрасту и др.

3.5.3 Результаты и выводы:

В результате проведения практических занятий были проанализировано энергетическое предприятие и его особенности, изучены принципы построения структур управления

энергетическими предприятиями, оценены законы и принципы управления, общее понятие об управлении, а также рассмотрены основные категории: методы управления, функции управления, области управления, объекты управления.

3.6 Практическое занятие №13, 14, 15, 16 (8 часов).

Тема: «Планирование мощности в энергосистеме и распределение нагрузки между агрегатами электростанций»

3.4.1 Задание для работы:

1. Изучить виды характеристик энергооборудования.
2. Рассмотреть расходные энергетические характеристики турбогенераторов.
3. Оценить распределение нагрузки между агрегатами электростанции.

3.4.2 Краткое описание проводимого занятия:

1. Виды характеристик энергооборудования

Энергетические характеристики оборудования отображают зависимость между входными, выходными параметрами и потерями.

Максимальная нагрузка - это наибольшая нагрузка Q_{max} , при которой котел может длительно работать без вредных последствий.

Характеристика относительных приростов расхода топлива котлом (дифференциальная характеристика) отображает изменение часового расхода топлива при увеличении тепловой нагрузки на 1 ГДж/ч:

Существует три вида характеристик: абсолютные (расходные), относительные и дифференциальные.

Абсолютные (расходные) характеристики отображают зависимость между количеством энергии, подводимой к агрегату (первичной), и получаемой от него (вторичной). Они используются для определения абсолютных значений расхода топлива и необходимой производственной мощности (соответствия производственной мощности котла и турбины).

Относительные характеристики используют для расчета первичной энергии при заданных нагрузках. К ним относятся удельные расходы топлива и теплоты, характеризующие экономичность работы оборудования, а также коэффициента полезного действия (КПД).

Дифференциальные характеристики применяют для определения оптимальных режимов работы агрегатов.

1.1 Энергетические характеристики котлов (парогенераторов)

Расходная характеристика парогенератора - это зависимость часового расхода топлива котлом от его полезной часовой тепловой нагрузки (рис. 1):

$$B = f(Q_{ч.к})^*.$$

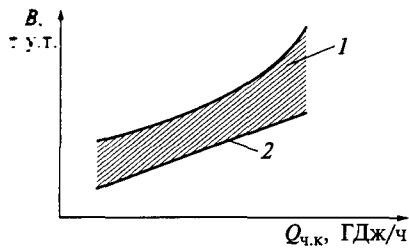


Рис. 1. Расходная характеристика котла: 1 - потери; 2 - полезная теплота

Расходные характеристики паровых котлов строятся на основе их тепловых балансов. Тепловой баланс может быть представлен в следующем виде, ГДж/ч:

$$Q_{ч.к.} = Q + \Delta Q,$$

где Q - полезно используемое тепло;

$$\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2 + \Delta Q_3 + \Delta Q_4 + \Delta Q_5.$$

$$r_k = \frac{\partial B}{\partial Q}.$$

Рассмотрим взаимосвязь между удельным расходом топлива B , относительным приростом расхода топлива котла r_k и КПД (рис. 3). Тангенс угла наклона расходной характеристики к оси Q в каждой точке соответствует удельному расходу топлива b т у.т./ГДж:,

Здесь ΔQ_1 - потери тепла с уходящими газами; ΔQ_2 - потери от химической неполноты сгорания; ΔQ_3 - потери от механической неполноты сгорания; ΔQ_4 - потери в окружающую среду; ΔQ_5 - потери с физической теплотой шлаков.

Зависимость отдельных видов потерь от полезной нагрузки устанавливается на основе испытаний парового котла и строится в пределах от минимальной нагрузки до максимальной (рис. 13.2).

Минимальная нагрузка - это наименьшая нагрузка Q_{min} , с которой котел может работать в течение длительного периода времени.

* Расходная характеристика составляется для установившегося режима и характерных условий эксплуатации (давление пара, температура питательной воды, вид топлива). Если при эксплуатации условия отличаются, то применяют нормы-поправки.

$$b = \frac{B}{Q_{ч.к.}}.$$

Угол наклона кривой, а следовательно, и его тангенс сначала уменьшаются, а затем в какой-то момент времени начинают увеличиваться. Соответственно и удельный расход топлива при росте нагрузки сначала снижается ($B_a > B_b > B_o$), а затем вновь начинает возрастать ($B_o = B_d$). В точке 1-удельный расход равен относительному приросту расхода топлива $\bar{B} = r_k$, так как луч совпадает с касательной, а относительный прирост расхода топлива численно равен тангенсу угла наклона касательной к энергетической характеристике. В этой же точке достигается минимум удельного расхода топлива и максимальное значение КПД, %,

$$\eta = \frac{0,0342}{b} 100; 0,0342 = 1/29,3,$$

где 29,3 - теплота сгорания 1 т.у.т., ГДж.

Таким образом, можно выделить три характерные зоны:

сниженных нагрузок (I) - является практически нерабочей, так как режим горения неустойчив;

средних нагрузок (II) - соответствует наиболее экономичной работе агрегатов, КПД близок к максимальному;

повышенных нагрузок (III) - является перегруженной, для нее характерно резкое возрастание потерь и снижение КПД.

2. Расходные энергетические характеристики турбоагрегатов

Расходные характеристики паровых турбоагрегатов зависят от системы их регулирования и представляют собой выпуклые кривые (рис. 4, *a*) или их сочетание (рис. 4, *в*).

При возрастании нагрузки угол наклона касательной уменьшается. Это объясняется постепенным открытием дроссельного клапана, пропускающего пар в проточную часть турбины, и снижением потерь дросселирования. В крупных турбинах для уменьшения потерь дросселирования применяют сопловое или клапанное регулирование, осуществляющее последовательным открытием нескольких клапанов. В точке включения такого клапана происходит скачкообразное увеличение относительного прироста расхода топлива ($tga_1 < tga_2$) из-за возрастания потерь дросселирования во вновь открываемом клапане (рис. 13.4, *б*).

Использование в практических расчетах криволинейных характеристик весьма сложно, поэтому их заменяют прямолинейными (рис. 5). Обычно проводят прямую через точки характеристики, соответствующие нагрузкам 50 и 100 %.

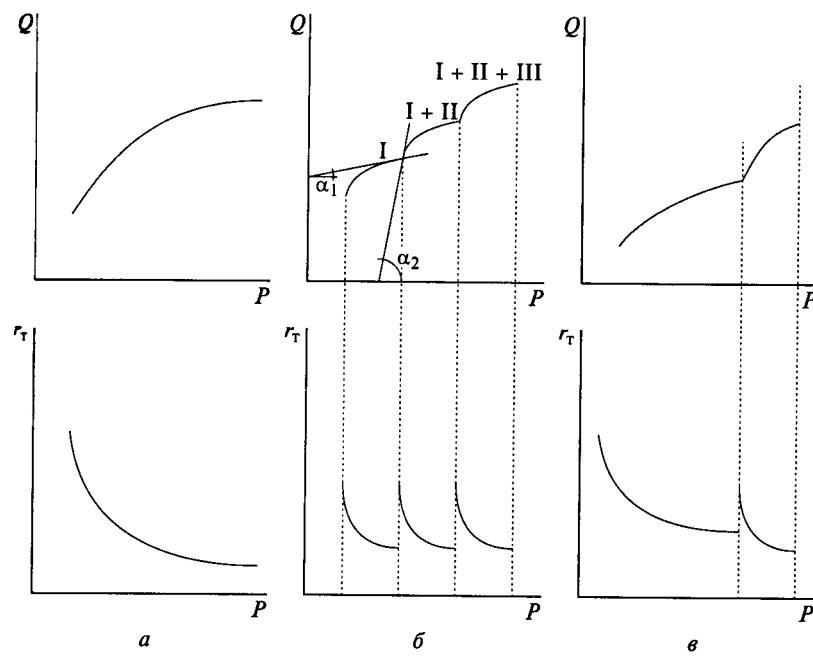


Рис. 4. Расходные характеристики паровых турбоагрегатов:
а - дроссельное регулирование; *б* - сопловое или клапанное регулирование; *в* - обводное регулирование; I, II, III - клапаны

Согласно упрощенной (спрямленной) расходной характеристике турбины с дроссельным и сопловым регулированием часовой расход тепла

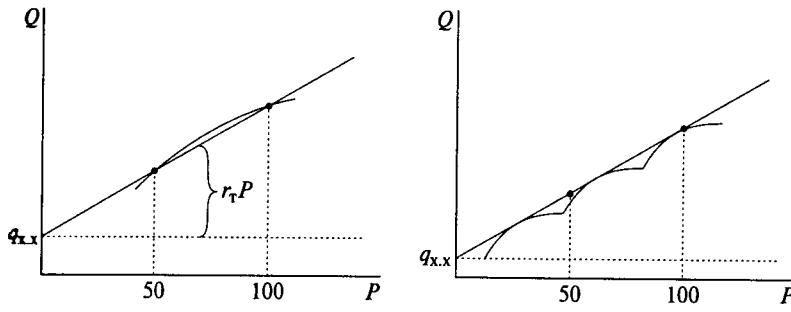
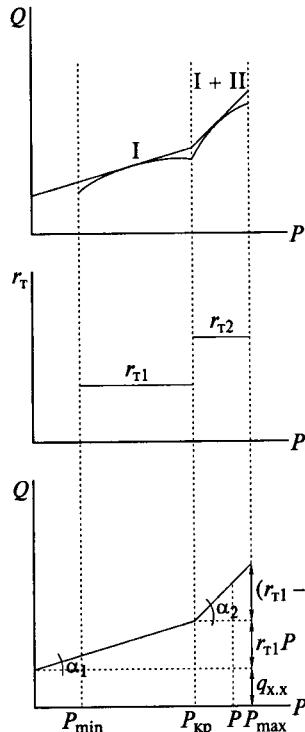


Рис. 5. Расходные характеристики паровых турбоагрегатов при замене криволинейных зависимостей прямолинейными: *а* - для одного турбоагрегата; *б* - для нескольких турбоагрегатов.

$$Q_q = q_{x,x} + r_t P,$$

где $q_{x,x}$ - часовой расход тепла на холостой ход агрегата, ГДж/ч (имеется в виду условный, получающийся в результате спрямленной характеристики часовой расход тепла на холостой ход; в дальнейшем изложении слово «условный» опускается; r_t - относительный прирост расхода тепла, т. е. отношение приращения расхода тепла ΔQ к приращению нагрузки ΔP или (для спрямленной характеристики) тангенс угла наклона характеристики к оси абсцисс, ГДжДМВт • ч); P - текущая электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт.

Таким образом, при любой нагрузке турбоагрегата часовой расход тепла складывается из постоянного не зависящего от нагрузки расхода тепла на холостой ход и нагрузочного расхода тепла, зависящего от нагрузки (возрастающего с ее увеличением и наоборот). Например: для турбины К-300-240 расходная характеристика $Q_q = 158,8 + 7,68P$, ГДж/ч.



Для увеличения пропуска пара через проточную часть турбин большой мощности применяется обводное регулирование, когда пар в обвод первых ступеней пропускается непосредственно в одну из промежуточных ступеней. В этом случае расходная характеристика представляет собой сочетание двух выпуклых кривых, из которых последняя имеет больший угол наклона (рис. 6).

В зоне действия клапана I

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{Q_{kp} - Q_{min}}{P_{kp} - P_{min}} = r_{t1},$$

а клапанов I и II

$$\operatorname{tg}\alpha_2 = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{Q_{max} - Q_{kp}}{P_{max} - P_{kp}} = r_{t2},$$

где Q_{kp} - расход тепла, соответствующий критической нагрузке; P_{kp} - критическая, или экономическая, нагрузка турбины, т.е. нагрузка при которой удельный расход тепла является наименьшим, МВт; r_{t1} , r_{t2} - относительные приrostы расхода теплоты турбоагрегата в зоне до критической нагрузки и перегруженной зоне, ГДжДМВт • ч).

При обводном регулировании часовой расход тепла на турбину

$$Q_q = q_{x,x} + r_{t1}P_{kp} + r_{t2}(P - P_{kp}) = q_{x,x} + r_{t1}P + (r_{t2} - r_{t1})(P - P_{kp}).$$

Часовой расход тепла при нагрузке, превышающей критическую, состоит: из расхода тепла на холостой ход q_{xx} ; расхода тепла на выработку электроэнергии, если вся она получается по характеристике, не имеющей излома, с относительным приростом r_t ; дополнительного расхода тепла из-за выработки части электроэнергии при нагрузке, превышающей экономическую, т.е. в зоне нагрузки с большим относительным приростом ($r_{m2} > r_{m1}$). Коэффициенты характеристики q_{xx} , r_{t1} и r_{m2} являются величинами постоянными для данных типов мощности и состояния агрегата. Они либо известны по данным завода-изготовителя, либо определяются проведением соответствующих испытаний.

Для теплофикационных турбоагрегатов при определенных значениях отборов пара часовой расход тепла, ГДж/ч,

$$Q_q = 334,4 + 7,404P + 0,415(P - 410), \text{ ГДж/ч.}$$

$$Q_q = q_{xx} + k_tD_t + k_nD_p + r_{t1}P + (r_{t2} - r_{t1})(P - P_{kp1}) + (r_{t3} - r_{t2})(P - P_{kp2}) + \dots,$$

где k_m и k_n - коэффициенты, характеризующие приrostы расхода тепла на турбоагрегат при неизменной электрической нагрузке и увеличении отбора пара отопительных и производственных параметров соответственно на 1 т/ч, ГДж/т пара; D_t и D_p - расход пара из регулируемых отборов отопительных и производственных параметров соответственно, т/ч; P - электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт; P_{kp1} - критические нагрузки, при которых изменяется величина относительного прироста расхода тепла, МВт; r_{ti} - относительные приросты расхода тепла на единицу электрической нагрузки соответственно в зонах от минимальной P_{min} до P_{kp1} , от P_{kp1} до P_{kp2} , от P_{kp2} до максимальной P_{max} ГДж/МВт·ч. Параметры (коэффициенты) характеристики получаются на ос-е диаграммы режимов по данным испытаний завода-изготовителя (рис. 7). С изменением величин отборов пара меняются чения минимальной, критических и максимальной нагрузок (8). Характеристика относительных приростов расхода теплоты турбоагрегатом для данной тепловой нагрузки определенных параметров представляет собой ступенчатый график (см. рис. 6). Число ступеней и их размеры определяются значениями минимальной, максимальной и критическими нагрузками.

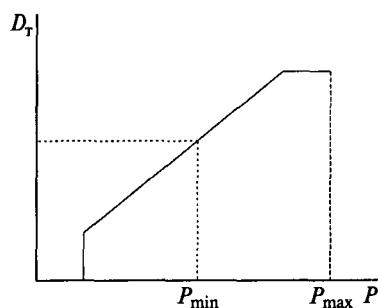


Рис. 7. Определение параметров (коэффициентов) расходной характеристики турбоагрегата на основе диаграммы режима

ными приростами расхода теплоты для отдельных диапазонов нагрузки.

Показателем, характеризующим экономичность турбины, является удельный расход тепла, ГДж/(МВт·ч):

$$q = \frac{Q_q}{P} = \frac{q_{xx} + r_{t1}P + \Delta r(P - P_{kp})}{P} = \frac{q_{xx}}{P} + r_{t1} + \Delta r \left(1 - \frac{P_{kp}}{P} \right).$$

Эта формула состоит из трех частей: гиперболической уменьшающейся, постоянной и гиперболической увеличивающейся. Коэффициент полезного действия

$$\eta = \frac{3,6}{n} = \frac{3,6}{n / P + r_1 + \lambda r_2 (1 - P / P_1)}.$$

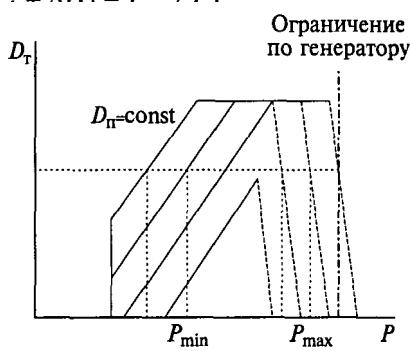


Рис. 8. Зависимость параметров расходной характеристики турбоагрегата от величины отборов пара

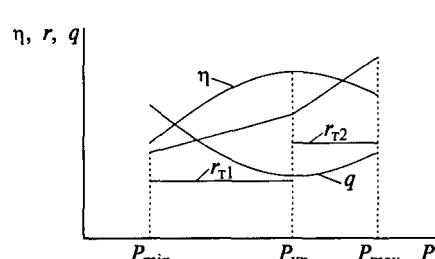
3. Распределение нагрузки между агрегатами электростанции.

3.1 Принципы оптимального распределения нагрузки между котлами в котельной

На основе характеристик для отдельных котлов строятся одноименные характеристики для котельной применительно к одновременно находящимся в работе котлам в данный период времени и оптимальному распределению тепловой нагрузки котельной между ними. Распределение нагрузки между совместно работающими агрегатами будет наиболее выгодным, когда выполнение данного общего графика нагрузки требует наименьшего количества первичной энергии. Тепловые нагрузки котлов, соответствующие этим условиям, будут совпадать, если в рассматриваемый период времени все работающие котлы данной котельной используют одинаковое топливо. Для достижения этих критерий необходимо, чтобы в каждый момент времени обеспечивалось равенство относительных приростов расхода топлива или относительных приростов стоимости топлива: $r_k1 = r_k2 = \dots = r_{ki}$.

Для построения характеристики относительных приростов котельной суммирование нагрузки отдельных котлов следует производить при одинаковых значениях относительных приростов расхода топлива или одинаковых значениях относительных приростов стоимости топлива.

В зоне нагрузок до P_{kp} удельный расход тепла снижается за счет уменьшения доли расхода пара на холостой ход ($q_{min} = q_{kp}$),



затем увеличивается за счет перегрузочного расхода тепла (рис. 9).

Так как в точке $P = P_{kp}$ удельный расход топлива минимальный, а КПД соответственно достигает максимального значения, то эта точка называется *экономичной нагрузкой турбоагрегата*.

Рис. 9. Относительные показатели работы турбоагрегатов

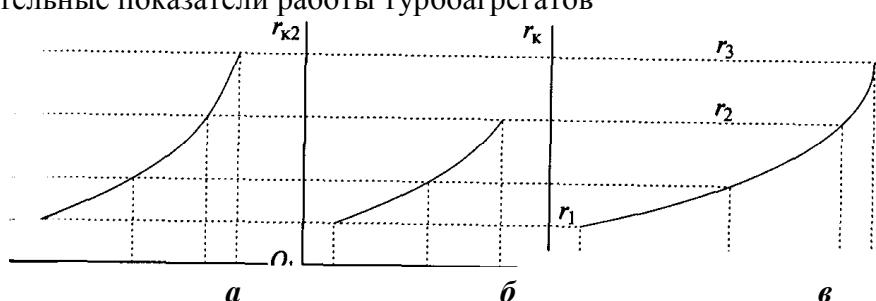


Рис. 10. Построение характеристики относительных приростов расхода топлива котельной: *a* - первого котла; *б* - второго котла; *в* - котельной

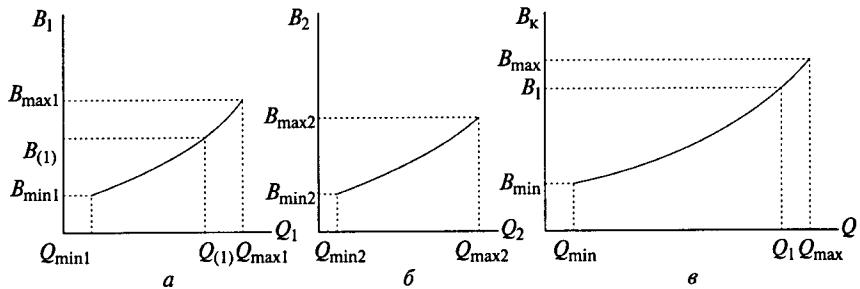


Рис. 11. Энергетические характеристики: *a* - первого котла; *б* - второго котла; *в* – котельной.

Расхода топлива котельной, состоящей из двух разнотипных котлов, имеет излом (рис. 10), который происходит в характерных точках, соответствующих минимальным и максимальным нагрузкам отдельных котлов. Например:

$$\begin{aligned}Q_{\min} &= Q_{\min 1} + Q_{\min 2} \text{ при } r_1; \\Q_1 &= Q_{(1)} + Q_{\max 2} \text{ при } r_2; \\Q_{\max} &= Q_{\max 1} + Q_{\max 2} \text{ при } r_3.\end{aligned}$$

Энергетическая характеристика котельной строится по тем же характерным точкам, что и характеристика относительных приростов расхода топлива (рис. 11). При этом используются энергетические характеристики отдельных котлов.

По тепловым нагрузкам отдельных котлов, соответствующим данному (одинаковому) значениюю относительного прироста расхода топлива, из энергетических характеристик находят соответствующие им расходы топлива. Суммируя эти величины, получаем расход топлива котельной при тепловой нагрузке, равной сумме тепловых нагрузок отдельных котлов:

$$\begin{aligned}B_{\min} &= B_{\min 1} + B_{\min 2}; \\B_1 &= B_{(1)} + B_{\max 2}; \\B_{\max} &= B_{\max 1} + B_{\max 2}.\end{aligned}$$

3.2 Распределение нагрузки между турбоагрегатами ТЭС

Для ТЭС по характеристикам турбоагрегатов (ТА) составляются характеристики относительных приростов (ХОП) расходов теплоты, энергетические характеристики машинного зала электростанции и режимные карты. Характеристика относительных приростов и энергетическая для электростанции в целом могут быть получены на основе одноименных характеристик котельной и машинного зала.

Относительный прирост (ОП) расхода топлива станцией является показателем экономичности работы станции или блока и показывает, на сколько изменится расход топлива станцией при изменении нагрузки на 1 кВт:

$$r_{ст(бл)} = r_k r_T.$$

Скачок на ХОП электростанции (рис. 13.2, *a*) связан с ХОП турбоагрегата (рис. 13.12, *б*), а пологовогнутая часть определяется ХОП котла (рис. 12, *в*). Если в машинном зале станции установлены однотипные агрегаты, то нагрузка между ними распределяется равномерно при минимально необходимом числе агрегатов, что позволяет дать каждому агрегату достаточно высокую нагрузку. Если агрегаты разнотипны по мощности и экономичности, то должно

быть произведено экономичное распределение электрической нагрузки между ними, т. е. заданная электрическая нагрузка распределяется между ними таким образом, чтобы в машинном зале расход тепла был минимальным.

Рассмотрим простейший пример. В турбинном цехе установлены два агрегата различного типа. При этом возможны два основных случая.

- Если $q_{xx1} < q_{xx2}$ и $r_{t1} < r_{t2}$, то любая нагрузка ТЭС должна покрываться турбиной № 1 (рис. 13, а).

$$Q_1 = q_{x,x1} + r_{t1}P_1;$$

$$Q_2 = q_{x,x2} + r_{t2}P_2.$$

I. Нагрузка ТЭС может быть покрыта полностью каждым из двух агрегатов. Их расходные характеристики определяются следующим образом:

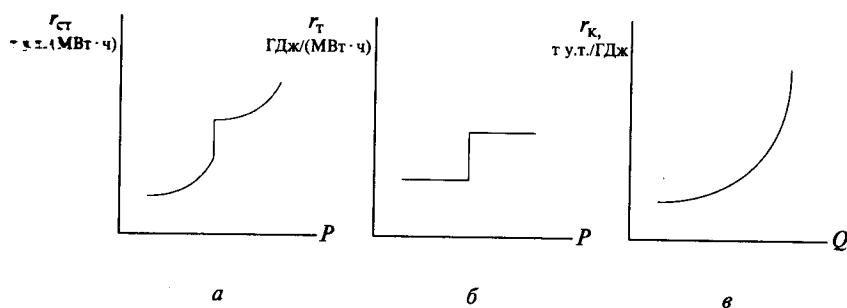


Рис. 12. Построение характеристики относительных приростов расхода топлива тепловой электростанцией: а - электростанции; б - турбоагрегата; в - котла.

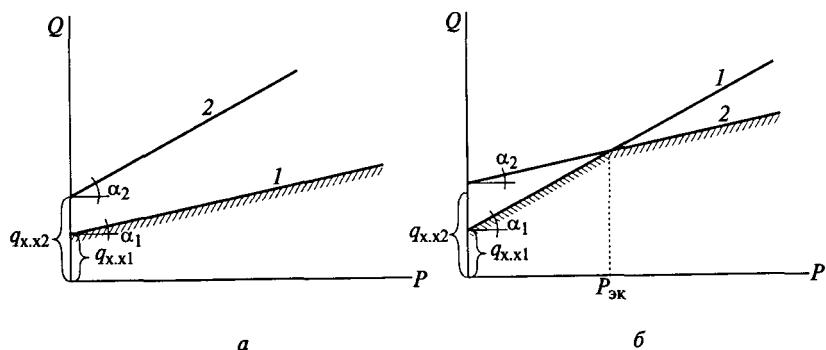


Рис. 13. Полное покрытие нагрузки ТЭС одним из агрегатов:

а - нагрузка ТЭС полностью покрывается турбиной № 1; б - в зоне $P < P_{жк}$ нагрузка ТЭС полностью покрывается турбиной № 1, в зоне $P > P_{жк}$ - полностью турбиной № 2; 1, 2 - расходные характеристики турбин

- Если $q_{xx1} < q_{xx2}$, $r_{t1} > r_{t2}$, $0 < P < P_{\max}$ (рис. 13.13, б), то в диапазоне $P < P_{жк}$ $Q_{\min} = Q_2$, следовательно, надо загружать турбину № 1; в диапазоне $P > P_{жк}$ ($\ln = Q_2$, следовательно, надо разгружать турбину № 1 и загружать турбину № 2; при $P = P_{жк}$ турбины равноЭкономичны.

Если сходящиеся характеристики не пересекаются в зоне номинальной мощности, то всю нагрузку должна взять на себя турбина № 1.

- Нагрузка ТЭС может быть покрыта только при совместной параллельной работе обоих агрегатов.

$$Q_{q\Sigma} = Q_{q1} + Q_{q2} = q_{x,x1} + q_{x,x2} + r_{t1}P_1 + r_{t2}P_2.$$

$$Q_{\text{u}\Sigma} = (q_{x,x1} + q_{x,x2}) + r_{t1}(P_1 + P_2) + (r_{t2} + r_{t1})P_2 = \\ = (q_{x,x1} + q_{x,x2}) + r_{t1}P_{ct} + (r_{t2} - r_{t1})P_2,$$

Допустим, что совместно работают два турбоагрегата, из которых первый имеет часовую расходную характеристику $Q_{\text{u}1} = q_{xx1} + r_{t1}P_1$, а второй $Q_{\text{u}2} = q_{xx2} + r_{t2}P_2$. Общий часовой расход тепла двух совместно работающих агрегатов составит

и графическое изображение расходной характеристики этих двух совместно работающих агрегатов будет иметь вид ломаной линии, точка излома которой может перемещаться при перераспределении нагрузки между агрегатами. Как видно из выражения общего расхода тепла, при любом распределении нагрузки между агрегатами суммарный расход тепла на холостой ход останется неизменным ($q_{xx1} + q_{xx2}$), а переменная часть расхода тепла будет тем меньше, чем больше нагружается агрегат, имеющий меньший относительный прирост расхода тепла.

Итак, в системе параллельно работающих агрегатов экономичность вариантов распределения нагрузки изменяется только за счет изменения дополнительного расхода энергии, так как расходы на холостой ход агрегатов имеют место при любом распределении нагрузки между ними. Следовательно, при возрастании нагрузки совместно работающих агрегатов в первую очередь должен нагружаться тот из них, у которого меньше относительный прирост расхода первичной энергии. Таким образом, оптимальное распределение достигается в порядке возрастания относительных приростов расходов тепла: $r_{m1} < r_{m2} < r_{Ti}$.

Режимная карта машинного зала тепловой станции - это зависимость электрической нагрузки отдельных турбоагрегатов от электрической нагрузки станции: $P_i = f(P)$. Режимная карта разрабатывается на основе ХОП определенного состава работающих турбоагрегатов применительно кенным тепловым нагрузкам и условиям эксплуатации и используется для оптимального распределения суммарной нагрузки ТЭС между ними.

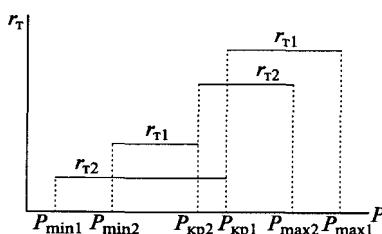
$$Q_1 = q_{x,x1} + r_{t1}'P + r_{t1}'(P - P_{kp}); \\ Q_2 = q_{x,x2} + r_{t2}'P + r_{t2}'(P - P_{kp}).$$

Допустим, что относительные приrostы расхода тепла по зонам нагрузки находятся в следующем соотношении (рис. 14):

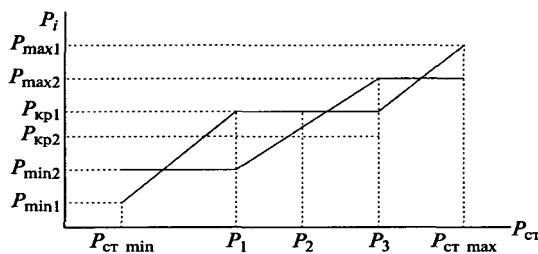
Допустим, что совместно работают два агрегата со следующими энергетическими характеристиками:

Технические минимумы нагрузки обозначим соответственно P_{min1} и P_{min2} . Тогда может быть построена режимная карта экономического распределения нагрузки между этими агрегатами при их совместной работе.

$$r_{t1} < r_{t2} < r_{t2}' < r_{t1}'.$$



По оси абсцисс (рис. 15) отложена общая нагрузка агрегатов станции (т. е. нагрузка турбинного цеха), а по оси ординат - нагрузка каждого из совместно работающих агрегатов. В первую очередь на график наносится технический минимум нагрузки цеха $P_{ctm \ min} = P_{min1} + P_{min2}$. Далее с увеличением нагрузки цеха догрузка агрегатов производится в последовательности возрастания относительных приростов (табл. 13.1).



Распределение тепловых нагрузок ТЭЦ производится в последовательности убывания удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, т.е. соблюдается принцип максимальной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Поэтому для ТЭЦ распределение электрических нагрузок между турбинами заключается в определении целесообразной дополнительной нагрузки конденсационной мощности, которая может меняться:

Сначала догружается агрегат № 1 до нагрузки P_{kp1} , за пределами которой относительный прирост возрастает. На графике это отображается наклонным к оси абсцисс отрезком прямой, показывающим, как с ростом нагрузки цеха увеличивается нагрузка агрегата № 1, в то время как нагрузка агрегата № 2 остается постоянной - на уровне технического минимума. Таким образом, в покрытии нагрузки цеха P_1 агрегат № 1 участвует величиной P_{kp1} а агрегат № 2 - величиной P_{min2}

$$\Delta N = P_{max} - P_{min}.$$

Распределение этой конденсационной мощности производится аналогично КЭС, т.е. в порядке возрастания относительных приростов. Если условие параллельной работы не соблюдается и турбины ТЭС включаются последовательно по мере нагрузки станами, то при распределении нагрузки между ними надо учитывать не только величину относительного прироста, но и расход тепла на холостой ход.

$$P_1 = P_{min2} + P_{kp1} = P_{ct\ min} - P_{min1} + P_{kp1} = P_{ct\ min} + (P_{kp1} - P_{min1}).$$

Далее возрастающая нагрузка цеха передается на агрегат № 2 (так как $r_{m2} < r'_{m2} < r'_{m1}$), который нагружается сначала до величины P_2 , а затем до P_3 , в то же время нагрузка агрегата № 1 остается на уровне P_{kp1} :

$$P_2 = P_{kp1} + P_{kp2} = P_1 - P_{min2} + P_{kp2} = P_1 + (P_{kp2} - P_{min2});$$

$$P_3 = P_{kp1} + P_{max2} = P_2 - P_{kp2} + P_{max2} = P_2 + (P_{max2} - P_{kp2}).$$

В последнюю очередь догружается агрегат № 1 в зоне

$$P_{ct\ max} = P_{max2} + P_{max1} = P_3 - P_{kp1} + P_{max1} = P_3 + (P_{max1} - P_{kp1}).$$

Распределение электрической нагрузки ТЭЦ зависит от того, как распределены между турбинами тепловые нагрузки.

3.4.3 Результаты и выводы:

На практическом занятии были изучены виды характеристик энергетического оборудования.; рассмотрены расходные энергетические характеристики турбогенераторов, а также оценено распределение нагрузки между агрегатами электростанции.