

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУ ВПО «АмГУ»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой энергетики
_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 2007 г.

ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ
УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальности 140101 – «Тепловые электрические станции»

Составитель: ст. преп. Храмцова Н.Н.

Благовещенск

2007 г.

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного
университета

Храмцова Н.Н.

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Тепловые и атомные электрические станции» для студентов специальности 140101 «Тепловые электрические станции». – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 54 с.

Учебно-методический комплекс предназначен для оказания помощи студентам специальности 140101 «Тепловые электрические станции» в изучении дисциплины «Тепловые и атомные электрические станции»: обеспечение знаний студентов в области эксплуатации и режимов работы основного и вспомогательного оборудования электростанции, методов расчета технико-экономических показателей оборудования и ТЭС в целом, условий обеспечения наибольшей экономичности электростанций.

© Храмцова Надежда Николаевна

© Амурский государственный университет, 2007

АННОТАЦИЯ

В рамках направления 650800 «Теплоэнергетика» на кафедре Энергетики реализуется подготовка дипломированного специалиста по специальности 140101. Государственный образовательный стандарт подготовки инженера по специальности 140101 "Тепловые электрические станции" включает изучение дисциплины "Тепловые электрические станции" в разделе СД.03.

Согласно учебному плану специальности данная дисциплина изучается на четвертом, пятом курсах обучения (восьмой, девятый семестр), предусмотрены следующие виды занятий и формы контроля

Наименование	Всего часов	8-й семестр	9-й семестр
Лекции	72	30	42
Практические занятия	29	15	14
Самостоятельная работа	29	+	+
Курсовая работа	30	30	
Курсовой проект	40		40
Вид итогового контроля		экзамен	экзамен
Общая трудоемкость дисциплины	200		

Учебно-методический комплекс дисциплины «Тепловые и атомные электрические станции» включает в себя:

Примерную программу дисциплины «Тепловые и атомные электрические станции» (Министерство образования Российской Федерации, 2000 г. Авторы: С.Г. Тишин, профессор МЭИ (ТУ).

1. Рабочую учебную программу дисциплины «Тепловые и атомные электрические станции» (Амурский государственный университет, кафедра «Энергетика», 2006. Автор – Липин В.М., ст. преподаватель каф. «Энергетика»);
2. Настоящий учебно-методический комплекс.

В настоящем учебно-методическом комплексе приведен краткий конспект лекций, методические рекомендации и методические указания по проведению практических занятий, график самостоятельной работы и методические указания по выполнению курсовой работы и курсового проекта, а также материалы по контролю качества образования (методические указания по организации контроля знаний студентов, критерии оценки знаний студентов и фонды тестовых заданий).

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ, ЕЕ МЕСТО В УЧЕБНОМ ПРОЦЕССЕ

1.1. Цель преподавания дисциплины

Предметом изучения дисциплины «Тепловые и атомные электрические станции» является изучение электростанций как единого технологического комплекса по производству электрической и тепловой энергии из органического или ядерного топлива. Рассматриваются вопросы эксплуатации, методы определения технико-экономических показателей и условий, обеспечивающих наибольшую тепловую и общую экономичность станции, методы расчета и построения принципиальной и развернутой тепловой схемы электростанции, выбор основного и вспомогательного оборудования.

1.2. Задачи изучения дисциплины

Задачей изучения дисциплины является обеспечение знаний студентов в области эксплуатации и режимов работы основного и вспомогательного оборудования электростанции, методов расчета технико-экономических показателей оборудования и ТЭС в целом, условий обеспечения наибольшей экономичности электростанций.

В результате изучения дисциплины студенты должны знать:

- классификацию тепловых и атомных электростанций
- основные технические и экономические требования к ТЭС и АЭС.
- методы расчета тепловой экономичности и основных энергетических показателей теплоэлектроцентралей и конденсационных электростанций
- методы расчета тепловой экономичности и основных энергетических показателей конденсационных и теплофикационных турбоустановок
- влияние параметров пара и промежуточного перегрева на экономичность электростанции, схемы промежуточного перегрева.
- методы расширения и модернизации электростанций.
- методы расчета регенеративной схемы подогрева питательной воды, распределения подогрева между подогревателями
- определение к. п. д. электростанции с учетом потерь пара и воды
- способы обеспечения промышленных потребителей паром и отпуска тепла для отопления. Схемы включения сетевых подогревателей, методы восполнения потерь теплоносителя.
- энергетические характеристики теплофикационных турбин с одним и двумя отборами пара.
- методы расчета принципиальной тепловой схемы
- экономические обоснования выбора основных агрегатов с учетом резерва и надежности.

- типы компоновок главного корпуса электростанций
- производственную структуру и организацию управления электростанциями.
- принципы распределения нагрузки между агрегатами и энергоблоками
- способы пуска агрегатов и энергоблоков
- годовые экономические показатели, нормирование энергетических показателей и отчетность электростанций.
- экономические показатели работы электростанций, зависимость стоимости электроэнергии от режима работы электростанции
- современные направления развития тепловой энергетики: парогазовые, газотурбинные электростанции.

Уметь:

- рассчитать расходы пара, тепла, топлива и коэффициенты полезного действия конденсационных электростанций без промперегрева и с промперегревом и теплоэлектроцентралей с учетом собственного расхода энергии;
- выполнить выбор основного и вспомогательного оборудования в зависимости от характеристик и назначения электростанции с учетом обеспечения ее максимальной экономичности и надежности
- рассчитать коэффициент теплофикации отопительной ТЭЦ.
- обосновать правильный выбор площадки под строительство электростанции
- рассчитывать годовые энергетические показатели электростанций
- рассчитывать годовые экономические показатели электростанций
- пользоваться справочной и учебной литературой, нормативными характеристиками оборудования.

1.3. Перечень дисциплин, освоение которых необходимо при изучении данной дисциплины

Математика: линейная алгебра, дифференциальное и интегральное исчисления, дифференциальные уравнения, численные методы, основы вычислительного эксперимента, вероятность и статистика.

Физика: молекулярная физика и термодинамика, электричество и магнетизм.

Механика: требования к конструкциям узлов теплотехнического оборудования, долговечность конструкции, динамика и прочность машин.

Теоретические основы теплотехники. Термодинамика: первый и второй закон термодинамики, водяной пар, циклы паротурбинных установок, тепловой и энергетический балансы паротурбинной установки.

Теоретические основы теплотехники. Тепломассообмен: способы теплообмена, конвективный теплообмен, теплообмен при фазовых превращениях, теплообмен излучением, сложный теплообмен.

Котельные установки и парогенераторы: технологическая схема парового котла, роль парового котла и парогенератора в схемах тепловых и атомных электрических станций, основные технологические схемы и конструкция элементов системы топливоподготовки и топливоподдачи, технологические схемы золоудаления и конструкция их элементов, тепловой баланс котельного агрегата, водный режим котельного агрегата, нестационарные процессы в парогенераторах и котлах, пуск и останов котла.

Турбины тепловых и атомных электрических станций: принцип действия турбин, конструкция паровой и газовой турбин, показатели экономичности турбоустановок, работа турбины при переменном режиме, турбины для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Водоподготовка: способы и методы подготовки питательной и сетевой воды, поддержание водно-химических режимов.

2. КРАТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

Теоретические сведения, необходимые для изучения дисциплины изложены в [1].

Тема 1

Энергетика и электрические станции

Мировая энергетика. Энергетика России и СНГ. Энергосистемы. ЕЭС России. Классификация электростанций. Теплоснабжение и теплофикация. Основные технические и экономические требования к тепловой электростанции. Структура технологической схемы ЭС и АЭС

Тема 2

Тепловая экономичность и энергетические показатели конденсационной электростанции

Баланс тепла и коэффициенты полезного действия конденсационной электростанции и ее установок. Расходы пара тепла и топлива на КЭС без промежуточного перегрева пара. Расходы пара тепла и топлива на КЭС с промежуточным перегревом пара.

Тема 3

Тепловая экономичность и энергетические показатели ТЭЦ

Расходы пара и тепла на теплофикационные турбоустановки. Коэффициенты полезного действия ТЭЦ. Расходы топлива на ТЭЦ; сравнение тепловой экономичности ТЭЦ с КЭС и отдельной выработкой тепла и электроэнергией.

Тема 4

Параметры пара и промежуточный перегрев

Зависимость тепловой экономичности конденсационных турбоустановок от начальных параметров пара. Параметры и схемы промежуточного перегрева пара. Применение высоких параметров и промежуточного перегрева пара на ТЭЦ. Расширение и модернизация действующих электростанций установками высоких параметров. Экономически выгодные значения параметров пара.

Тема 5

Регенеративный подогрев питательной воды

Расход пара и тепла на турбоустановку с регенеративным подогревом воды. К. п. д. турбоустановки с регенеративным подогревом воды. Одно- и многоступенчатый регенеративный подогрев воды. Распределение регенеративного подогрева воды между подогревателями турбоустановки без промперегрева. Регенеративный подогрев и его распределение между ступенями при наличии промперегрева.

Тема 6

Регенеративный подогрев воды и использование отработавшего тепла на электростанции

Регенеративный подогрев воды на ТЭЦ. Типы конструкций регенеративных подогревателей. Нагрев в поверхностных подогревателях. Экономически выгодная температура питательной воды. Использование отработавшего тепла турбин для подготовки топлива и подогрева воздуха в парогенераторной установке.

Тема 7

Потери пара и конденсата и их восполнение

Потери пара и конденсата. Баланс пара и воды на ТЭС и АЭС. Испарительные установки. Включение испарительных установок в схему конденсационной электростанции. Многоступенчатые испарительные установки. Устройство испарителей. Определение к. п. д. Электростанций с учетом потерь пара и воды.

Тема 8

Отпуск пара промышленным тепловым потребителям

Характеристики тепловых нагрузок промышленных предприятий. Отпуск пара из отбора турбины с возмещением потерь химически очищенной водой. Отпуск пара из отбора турбины с возмещением потерь дистиллятом испарительной установки. Отпуск пара внешнему потребителю через паропреобразовательную установку.

Тема 9

Отпуск тепла для отопления

Отопительная нагрузка. Вид теплоносителя, системы теплоснабжения и регулирование отпуска тепла для отопления. Типы теплофикационных турбин с отопительными отборами и покрытие основной и пиковой отопительной нагрузок. Схемы включения сетевых подогревателей и определение отборов пара на них. Сетевые подогревательные установки. Пиковые водогрейные котлы. Определение коэффициента теплофикации отопительной ТЭЦ.

Тема 10

Энергетические характеристики оборудования и энергоблоков. Переменный режим их работы

Энергетические характеристики конденсационных турбоустановок. Зависимость к. п. д. оборудования и энергоблока от нагрузки. Энергетические характеристики теплофикационных турбоустановок с одним регулируемым отбором пара. Энергетические характеристики теплофикационных турбоустановок с двумя регулируемым отборами пара. Зависимость к. п. д. теплофикационной турбоустановки от нагрузки. Характеристики теплообменников турбинной установки.

Тема 11

Принципиальная тепловая схема (ПТС) ТЭС и АЭС

Содержание и значение ПТС. Составление ПТС. Методика расчета ПТС конденсационной электростанции. Методика расчета ПТС теплоэлектроцентрали. Методы анализа принципиальных тепловых схем и их изменений.

Тема 12

Выбор оборудования электростанции

Виды электрической мощности и резерва. Экономические обоснования выбора основных агрегатов с учетом резерва. Оценка надежности агрегатов и энергоблоков. Выбор парогенераторов ТЭС блочной структуры и основных агрегатов ТЭЦ. Выбор вспомогательного оборудования.

Тема 13

Полная (развернутая) тепловая схема (РТС) и трубопроводы электростанций

Состав РТС. Примеры РТС. Трубопроводы электростанций: гидравлический расчет, механический расчет, определение напряжений в металлеб трубопровода, расчет самокомпенсации трубопроводов, Оценка надежности схем трубопроводов, арматура, опоры и тепловая изоляция трубопроводов.

Тема 14

Компоновка главного корпуса электростанции

Типы компоновки главного корпуса электростанции и отдельных его помещений. Современные компоновки главного корпуса. Типы компоновок глав-

ного корпуса мощных конденсационных электростанций. Компоновки главного корпуса ТЭЦ. Компоновки главного корпуса открытого типа.

Тема 15

Выбор площадки и генеральный план ТЭС и АЭС

Выбор площадки под строительство электростанции. Генеральный план электростанции.

Тема 16

Вопросы эксплуатации электростанций

Распределение нагрузки между агрегатами и энергоблоками. Пуск агрегатов и энергоблоков: методы пуска и основные пусковые схемы энергоблоков, режимы пуска энергоблоков. Управление работой оборудования электростанции и вопросы автоматизации: структура АСУ. Ремонт оборудования. Производственная структура и организация управления электростанцией. Системы безопасности АЭС.

Тема 17

Технико-экономические показатели электростанций

Определение к. п. д. электростанций с учетом собственного расхода энергии. Годовые энергетические показатели. Нормирование энергетических показателей и отчетность электростанций. Экономические показатели электростанций. Зависимость стоимости электроэнергии от режима работы электростанции. Замыкающие затраты в технико-экономических расчетах.

Тема 18

Электростанции газотурбинные, парогазовые и с МГД-генераторами

Газотурбинные электростанции разомкнутого и замкнутого цикла. Парогазовые электростанции. Электростанции с турбореактивными двигателями. Электростанции с МГД-генераторами.

3. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий

Практические занятия предусматривают решение задач по темам дисциплины. В начале практического занятия следует вспомнить необходимые для решения задач теоретические сведения (работа с аудиторией). Далее разбираются несколько (три, четыре – в зависимости от объема) типовых задач. Приводится (если это необходимо) алгоритм решения типовых задач. Разбираются примеры типовых ошибок. Далее для решения предлагаются более сложные задачи (одна, две), требующие креативного подхода.

3.2. Перечень тем практических занятий.

1. Выполнение технологических схем паротурбинной электростанции на примере БТЭЦ (3 часа).
2. Определение расхода пара, тепла и топлива на конденсационной электростанции без промперегрева (3 часа).
3. Определение расхода пара и тепла на турбоустановку с регенеративным подогревом воды (3 часа).
4. Потери пара и конденсата. Баланс пара и воды (4 часа).
5. Компоновка главного корпуса. (4 часа).
6. Выбор парогенераторов ТЭС (2 часа).
7. Выбор турбоагрегатов КЭС и ТЭЦ (3 часа).
8. Выбор площадки и генеральный план электростанции. Анализ выбора площадки Благовещенской ТЭЦ (3 часа).
9. Нормирование энергетических показателей ТЭС (2 часа).
10. Экономические показатели электростанций (2 часа).

3.3. План проведения практического занятия

Тема занятия: Выбор турбоагрегатов КЭС и ТЭЦ

Вопросы:

1. Типы турбоагрегатов?
2. Для чего предназначен конденсатор турбины?
3. Назовите основные элементы регенеративной схемы турбины
4. Что такое коэффициент теплофикации?

Теоретические сведения:

Номенклатура турбин и генераторов согласована по мощности, поэтому каждой турбине соответствует свой стандартный генератор.

На блочных КЭС: $N_{\text{турб}}^{\text{НОМ}} = N_{\text{бл}}^{\text{НОМ}}$

$N_{\text{КЭС}}^{\text{НОМ}} = \sum N_{\text{турб}}^{\text{НОМ}} = \sum N_{\text{бл}}^{\text{НОМ}}$

Для ТЭЦ набор турбин определяется отношением мощности отопительной и промышленной нагрузки. Главной для выбора турбин является тепловая нагрузка.

Если: $Q_{\text{п}} > Q_{\text{т}}$, устанавливают турбины типа ПТ, если $Q_{\text{п}} < Q_{\text{т}}$ – первая очередь турбины типа ПТ, а затем типа Т. Турбины типа Р (с противодавлением) устанавливают по необходимости и на второй очереди ТЭЦ.

Резервные турбины на ТЭЦ не устанавливаются.

Резервом $D_{\text{п}}$ являются: 1) возможность увеличения давления в отборе выше номинального за счёт снижения электрической нагрузки на мощность одного агрегата;

2) РОУ мощностью, соответствующей одному отбору $D_{\text{п}}$.

По $Q_T(D_T)$ резервом являются ПВК.

Турбоагрегаты изолированных ТЭЦ выбирают так, чтобы при выходе из строя одного из них, было обеспечено покрытие электрических и тепловых нагрузок с учётом допускаемого потребителями регулирования.

Решение задач:

Для решения задач задаются теплофикационные и производственные нагрузки ТЭЦ. Необходимо построить график тепловых нагрузок по продолжительности, определить коэффициент теплофикации, затем по полученным данным выбрать турбоагрегаты, а также пиковое оборудование, доказать правильность своего выбора.

4. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТОВ

4.1. Методические рекомендации по выполнению самостоятельной работы

Самостоятельная работа предусматривает:

- подготовку студентов к аудиторным лекционным и практическим занятиям;
- выполнение курсовой работы;
- выполнение курсового проекта.

Для усвоения дисциплины необходима систематическая самостоятельная работа, контроль которой осуществляется с помощью графика самостоятельной работы.

Темы аудиторных лекционных и практических занятий; темы и задания для курсовой работы и курсовому проекту; рекомендуемая литература приведены в рабочей программе дисциплины и настоящем учебно-методическом комплексе.

4.2. График самостоятельной работы студентов

№	Содержание	Объем в часах	Формы контроля	Сроки (недели)
1	2	3	4	5
1	подготовка к лекционным занятиям	1	Тестирование на лекции	1
2	подготовка к лекционным и практическим занятиям	2	Тестирование на лекции	2
3	подготовка к лекционным занятиям	1	Тестирование на лекции	3
4	подготовка к лекционным занятиям	1	Тестирование на лекции.	4, 5
5	подготовка к лекционным и практическим занятиям	2	Тестирование на лекции	6,7
6	подготовка к лекционным занятиям	1	Блиц-опрос на лекции.	8, 9

7	подготовка к лекционным и практическим занятиям	2	Блиц-опрос на лекции	10
8	подготовка к лекционным занятиям	1	Тестирование на лекции	11
9	подготовка к лекционным занятиям	1	Тестирование на лекции	12
10	подготовка к лекционным занятиям	2	Тестирование на лекции	13, 14
11	подготовка к лекционным и практическим занятиям	2	Блиц-опрос на лекции.	15
12	подготовка к лекционным и практическим занятиям	3	Тестирование на лекции	16
13	подготовка к лекционным занятиям	1	Блиц-опрос на лекции.	17
14	подготовка к лекционным и практическим занятиям	2	Блиц-опрос на лекции.	18
15	подготовка к лекционным и практическим занятиям	2	Блиц-опрос на лекции.	19
16	подготовка к лекционным и практическим занятиям	2	Тестирование на лекции	20, 21
17	подготовка к лекционным и практическим занятиям	2	Тестирование на лекции	22, 23
18	подготовка к лекционным занятиям	1	Блиц-опрос на лекции.	24

4.3. Методические указания по выполнению курсовой работы

Учебным рабочим планом специальности предусматривается выполнение курсовой работы на тему: «Расчет годовых показателей и выбор оборудования электростанции» по дисциплине «Тепловые и атомные электрические станции». Выполнение и защита курсовой работы является важной составляющей самостоятельной работы студентов.

Курсовая работа выполняется на листах формата А4 в объеме 25-30 страниц и графической части (2 листа), выполняемой в виде приложений на миллиметровой бумаге формата А4.

Задание на курсовую работу выдается преподавателем индивидуально на отдельном листе, который включается в курсовую работу. В задании указывается: тема курсовой работы, исходные данные, содержание курсовой работы, дата выдачи задания и срок сдачи выполненной курсовой работы.

Задание на курсовую работу

Наименование курсовой работы — «Годовые показатели и выбор оборудования ТЭЦ». Вариант задания выбирается студентом самостоятельно в соответствии со своим номером зачетной книжки по табл. 1—3. Исходными данными для работы служат:

- расчетная тепловая нагрузка производственно-технологических потребителей в паре $D_{п}^P$;
- давление и температура технологического пара – $p_{п}, t_{п}$;
- доля возврата и температура конденсата технологического пара - $\beta_{ок}, t_{ок}$;
- годовое число часов использования максимума производственно-технологической нагрузки $h_{тэц}^п$;
- доля сантехнической нагрузки в горячей воде от расчетной тепловой нагрузки производственно-технологических потребителей $\gamma_{ст}$;
- место сооружения ТЭЦ - по климатическим условиям города _____;
(название);
- численность населения жилого района или города присоединенного к ТЭЦ, _____ тыс.чел;
- тип системы теплоснабжения по сетевой (горячей) воде—открытая или закрытая;
- вид топлива, сжигаемого на ТЭЦ, - твердое или газомазутное.

Состав и объем курсовой работы

Расчеты должны быть выполнены в системе СИ. Их рекомендуется проводить в приведенной ниже последовательности. При этом обязательно указываются литературные источники, из которых взяты формулы, цифровые и другие данные, в соответствии со списком литературы в записке.

Расчетно-пояснительная записка должна содержать следующие разделы:

1. Задание на курсовую работу.
2. Введение.
3. Годовой отпуск теплоты от ТЭЦ.
 - 3.1. Производственно-технологическое теплопотребление.
 - 3.2. Коммунально-бытовое теплопотребление.
 - 3.3. Отпуск теплоты по сетевой воде.
4. Выбор основного оборудования ТЭЦ.
5. Литература.
6. Оглавление.

Ниже приводятся методические указания по выполнению расчетно-пояснительной записки курсовой работы.

Расчетно-пояснительная записка

1. Задание на курсовую работу

В начале расчетно-пояснительной записки приводится выбранный по номеру зачетной книжки вариант задания на курсовую работу.

2. Введение

Во «Введении» необходимо подчеркнуть роль и место ТЭЦ в энергоснабжении страны, привести данные, характеризующие состояние и перспективы развития теплофикации в России.

3. Годовой отпуск теплоты от тэц

Годовой отпуск теплоты от ТЭЦ определяется отдельно для производственно-технологических и коммунально-бытовых потребителей. Нужды производственно-технологических потребителей покрываются технологическим паром, а коммунально-бытовых потребителей - сетевой (горячей) водой. Для правильного выбора оборудования ТЭЦ необходимо учесть сантехническую нагрузку производственно-технологических потребителей, которая покрывается сетевой водой и добавляется к коммунально-бытовой нагрузке.

3.1. Производственно-технологическое теплоснабжение

1. Расчетная производственно-технологическая нагрузка определяется по формуле

$$Q_n^p = D_n^p \cdot [i_n - \beta_{ок} \cdot (i_{ок} - i_{хз}) - i_{хз}], \quad [\text{МВт и ГДж/ч}]^*, \quad (1)$$

где $i_n, i_{ок}, i_{хз}$ - энтальпии технологического пара, обратного конденсата и холодной (сырой) воды зимой (принимаются по известному, давлению и температуре, причем для холодной воды зимой температура $t_{хз} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$, давление $p_{хз} = 0,4 \text{ МПа}$), кДж/кг.

2. Годовой отпуск пара на производственно-технологические нужды

$$D_n^r = D_n^p \cdot h_{тэц}^n, \quad [\text{т}], \quad (2)$$

где D_n^p - тонн в час (т/ч).

3. Годовой отпуск теплоты на производственно-технологические нужды

$$Q_n^r = Q_n^p \cdot h_{тэц}^n, \quad [\text{ГДж}]. \quad (3)$$

На основе проделанных расчетов строится годовой график производственно-технологического теплоснабжения (на миллиметровой бумаге). Для этой цели по таблице 4 выбирается осредненный график теплоснабжения, соответствующий заданной величине $h_{тэц}^n$, и строится подобный график в абсолютных значениях тепловых нагрузок. Каждая ордината графика подсчитывается по формуле

$$Q_{mi} = \overline{Q_{mi}} \cdot \frac{Q_n^r}{\sum_{i=1}^{12} \overline{Q_{mi}}}, \quad [\text{ГДж/ч}], \quad (4)$$

где Q_{mi} - отпуск теплоты за текущий месяц [ГДж];

$\overline{Q_{mi}}$ - то же в относительных величинах по графику (рис. 2);

$\sum_{i=1}^{12} \overline{Q_{ni}}$ – сумма годовая относительных величин отпуска теплоты.

Расчетные тепловые нагрузки необходимо получать в мегаваттах и гигаджоулях, пользуясь соотношениями: 1МВт==3,6 ГДж/ч; 1МВт= 1·10³ кВт = 1·10⁶ Вт; 1 ГДж=1·10³ МДж=1·10⁶ кДж=1·10⁹ Дж

3.2. Коммунально-бытовое теплопотребление

Расчетные тепловые нагрузки

1. Расчетная нагрузка отопления

$$Q_o^p = Q_o^ж + Q_o^{об}, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (5)$$

где $Q_o^ж = q \cdot m \cdot f$ тепловая нагрузка жилых зданий; q — удельный расход теплоты на отопление жилых зданий, Вт/м² (таблица 4); $f=13$ м²/чел -норма жилой площади на 1 жителя; $Q_o^{об} = k \cdot Q_o^ж$ -тепловая нагрузка общественных зданий; k - коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление общественных зданий (принимается равным 0,25).

2. Расчетная нагрузка вентиляции

$$Q_b^p = k_1 \cdot Q_o^{об}, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (6)$$

где k_1 - коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию общественных зданий принимается равным 0,4).

3. Расчетная нагрузка горячего водоснабжения

$$Q_{гв}^p = q_{гв} \cdot m, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (7)$$

где $q_{гв}$ - укрупненный показатель среднечасового расхода теплоты па горячее водоснабжение в расчете на одного человека, Вт/чел (таблица 5).

4. Расчетная нагрузка коммунально-бытовых потребителей

$$Q_k^p = Q_o^p + Q_b^p + Q_{гв}^p, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (8)$$

Средние тепловые нагрузки

1. Средняя нагрузка отопления

$$Q_o^{cp} = Q_o^p \cdot \frac{t_b^p - t_n^{cp}}{t_b^p - t_{но}^p}, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (9)$$

где t_b^p - расчетная температура внутреннего воздуха в помещениях, °С (принимается равной 18 °С);

$t_{но}^p$ - расчетная для отопления температура наружного воздуха, °С;

t_n^{cp} -средняя за отопительный период температура наружного воздуха, °С .

2. Средняя нагрузка вентиляции

$$Q_b^{cp} = Q_b^p \cdot \frac{t_b^p - t_n^{cp}}{t_b^p - t_{нв}^p}, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (10)$$

где $t_{\text{нв}}^p$ - расчетная для вентиляции температура наружного воздуха, °С

3. Средняя за отопительный период нагрузка горячего водоснабжения

$$Q_{\text{гв}}^{\text{cp}} = Q_{\text{гв}}^p, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (11)$$

4. Средняя за отопительный период нагрузка коммунально-бытовых потребителей

$$Q_{\text{к}}^{\text{cp}} = Q_{\text{о}}^{\text{cp}} + Q_{\text{в}}^{\text{cp}} + Q_{\text{гв}}^{\text{cp}}, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (12)$$

5. Средняя за неотапливаемый период нагрузка горячего водоснабжения

$$Q_{\text{гв}}^{\text{срл}} = Q_{\text{гв}}^{\text{cp}} \cdot \frac{55 - t_{\text{хл}}}{55 - t_{\text{хз}}} \cdot \beta, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (13)$$

где $t_{\text{хз}}$ и $t_{\text{хл}}$ - температура холодной (водопроводной) воды зимой и летом, °С (принимается соответственно равной 5 и 15°С);

β - коэффициент, учитывающий снижение расхода воды на горячее водоснабжение в неотапливаемый период (принимается равным 0,8, а для предприятий и курортных городов равным 1).

Годовые расходы теплоты

1. Годовой расход теплоты на отопление

$$Q_{\text{о}}^{\text{г}} = Q_{\text{о}}^{\text{cp}} \cdot h_{\text{о}}, \quad [\text{ГДж}], \quad (14)$$

где $h_{\text{о}}$ —длительность отопительного периода, ч.

2. Годовой расход теплоты на вентиляцию

$$Q_{\text{в}}^{\text{г}} = \frac{z}{24} \cdot Q_{\text{в}}^{\text{cp}} \cdot h_{\text{о}}, \quad [\text{ГДж}], \quad (15)$$

где z -время работы за сутки систем вентиляции общественных зданий, ч (принимается равным 16 ч).

3. Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение

$$Q_{\text{гв}}^{\text{г}} = Q_{\text{гв}}^{\text{cp}} \cdot h_{\text{о}} + Q_{\text{гв}}^{\text{срл}} \cdot (8760 - h_{\text{о}}), \quad [\text{ГДж}], \quad (16)$$

В формулы (14)—(16) средние тепловые нагрузки подставляются в гигаджоулях в час.

4. Годовой расход теплоты на коммунально-бытовые нужды

$$Q_{\text{к}}^{\text{г}} = Q_{\text{о}}^{\text{г}} + Q_{\text{в}}^{\text{г}} + Q_{\text{гв}}^{\text{г}}, \quad [\text{ГДж}], \quad (17)$$

3.3. Отпуск теплоты по сетевой воде

Сантехническая нагрузка промышленных предприятий покрывается в сетевой (горячей) воде как и нагрузка коммунально-бытовых потребителей.

Расчетная сантехническая нагрузка

$$Q_{\text{ст}}^p = \gamma_{\text{ст}} \cdot Q_{\text{п}}^p, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (18)$$

Для простоты предположим, что закономерности изменения сантехнической и коммунально-бытовой нагрузки в течение года совпадают. Тогда годовой отпуск теплоты на сантехнические нужды составит

$$Q_{ст}^r = Q_{ст}^p \cdot \frac{Q_k^r}{Q_k^p}, \quad [\text{ГДж/ч}], \quad (19)$$

С учетом тепловых потерь в сетях расчетная нагрузка ТЭЦ по сетевой воде составит

$$Q_{св}^p = (1 + \bar{q}) \cdot (Q_k^p + Q_{ст}^p), \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (20)$$

а годовой отпуск теплоты по сетевой воде

$$Q_{св}^r \cong (1 + \bar{q}) \cdot (Q_k^r + Q_{ст}^r), \quad [\text{ГДж/ч}], \quad (21)$$

где \bar{q} - доля тепловых потерь в отпуске теплоты от ТЭЦ меняется от 0.04 до 0.07).

По результатам расчета коммунально-бытового теплопотребления отпуск теплоты от ТЭЦ по сетевой воде строится график тепловых нагрузок по продолжительности. Пример его построения приведен на рис. 3. В левой части строятся графики изменения нагрузок отопления Q_o , вентиляции Q_v , горячего водоснабжения $Q_{гв}$ и всей коммунально-бытовой нагрузки Q_k от температуры наружного воздуха t_n . Затем при любой t_n добавляется сантехническая нагрузка в предположении, что ее изменение пропорционально изменению Q_k . К полученной кривой ($Q_k + Q_{ст}$) достраивается кривая отпуска теплоты по сетевой воде ($Q_{св}$), а заштрихованная площадь между ними характеризует тепловые потери (можно допустить, что доля тепловых потерь не зависит от температуры наружного воздуха).

В правой части строится собственно график изменения тепловых нагрузок по продолжительности, с использованием метода, иллюстрируемого на рис.3. Причем, рекомендуется нанести три кривых (Q_k ; $Q_k + Q_{ст}$; $Q_{св}$), а области между ними соответственно заштриховать.

4. Выбор основного оборудования тэц

Выбор основного оборудования промышленной ТЭЦ определяется тепловыми потребителями, для удовлетворения которых и проектируется ТЭЦ.

Для выбора основного оборудования необходимо определиться с электрической мощностью ТЭЦ, которая должна определяться по количеству отпущаемой удельной комбинированной выработки по формуле:

$$N_{ТЭЦ}^{мин} = \Psi_k \cdot \left[\bar{\varepsilon}_{от} \cdot \alpha_{тэц}^{св} \cdot Q_{св}^p + \bar{\varepsilon}_{пт} \cdot \alpha_{тэц}^{пт} \cdot Q_{пт}^p \right], \quad [\text{МВт}], \quad (22)$$

где $N_{ТЭЦ}^{мин}$ - минимальная электрическая мощность ТЭЦ на базе комбинированной выработки электроэнергии; Ψ_k - коэффициент выработки мощности за счет вентиляционного пропуска пара в конденсатор, обычно $\Psi_k = 1,02 - 1,05$; $\bar{\varepsilon}_{от}$ и $\bar{\varepsilon}_{пт}$ - удельная суммарная выработка электроэнергии на базе отопительного и промышленного отборов пара на внешнем и внутреннем теплопотреблении; $\alpha_{тэц}^{св}$ - коэффициент теплофикации коммунально-бытовой нагрузки вместе с сан-

технической (сетевой воды); $\alpha_{тэц}^{пт}$ — коэффициент теплофикации производственно-технологической нагрузки (паровой). Расчет электрической мощности ТЭЦ приходится выполнять методом последовательного приближения, так как при проектировании неизвестны тип и начальные параметры турбин, а поэтому, следует предварительно оценивать $\bar{\alpha}_{от}$ и $\bar{\alpha}_{пт}$ с последующим уточнением. Для ориентировочного расчета значения $\bar{\alpha}_{от}$ и $\bar{\alpha}_{пт}$ определяются по рис.1, предварительно задавшись начальными параметрами: p_0 — давлением, Мпа и t_0 — температурой, °С острого пара.

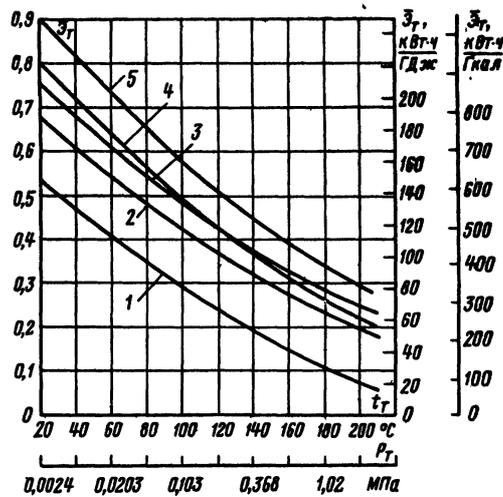


Рис.1. Удельная суммарная выработка электроэнергии на внешнем и внутреннем теплопотреблении.

	p_0 , Мпа	t_0 , °С	$t_{пв}$, °С
1.....	3,5	435	150
2.....	9,0	535	215
3.....	13,0	565	230
4.....	13,0	565/565*	230
5.....	24,0	560/565**	270

*Промежуточный перегрев при 3,2 Мпа.

** Промежуточный перегрев при 4,0 Мпа.

Оптимальные значения коэффициентов теплофикации для крупных промышленно-отопительных ТЭЦ, работающих в разных объединенных энергосистемах (ОЭС) находятся в следующих диапазонах:

ОЭС Центра: $\alpha_{тэц}^{св} = 0,4 - 0,7$ (в среднем 0,55);

$\alpha_{тэц}^{пт} = 0,7 - 1,0$ (в среднем 0,85)

ОЭС Сибири: $\alpha_{тэц}^{св} = 0,35 - 0,67$ (в среднем 0,5);

$\alpha_{тэц}^{пт} = 0,7 - 1,0$ (в среднем 0,85)

При этом коэффициенты теплофикации находятся из соотношений:

$$\alpha_{\text{тэц}}^{\text{пт}} = \frac{Q_{\text{п}}^{\text{пт,р}}}{Q_{\text{п}}^{\text{р}}} = \frac{D_{\text{п}}^{\text{пт,р}}}{D_{\text{п}}^{\text{р}}}, \quad (23)$$

$$\alpha_{\text{тэц}}^{\text{св}} = \frac{Q_{\text{св}}^{\text{т,пт}}}{Q_{\text{св}}^{\text{р}}}, \quad (24)$$

где $Q_{\text{п}}^{\text{пт,р}}$ и $D_{\text{п}}^{\text{пт,р}}$ - отпуск теплоты и пара из производственных отборов выбранных турбин типа ПТ и Р, МВт и кг/с; $Q_{\text{св}}^{\text{т,пт}}$ - отпуск теплоты по сетевой воде из отопительных отборов выбранных турбин типа Т и ПТ, МВт.

4.1. Выбор турбоагрегатов ТЭЦ

На основании заданных тепловых нагрузок с учетом $N_{\text{тэц}}^{\text{мин}}$, рассчитанной по формуле (22) необходимо выбрать тип, число и номинальную мощность паровых турбин для проектируемой ТЭЦ. При выборе турбин следует придерживаться следующих условий:

1. Единичная мощность и тип теплофикационных агрегатов, входящих в энергосистемы, выбираются возможно более крупными с учетом перспективного роста тепловых нагрузок.
2. При полном развитии на ТЭЦ устанавливают не менее двух турбин. Турбины типа Р первыми на станции не устанавливаются.
3. Оборудование должно быть по возможности однотипным (это касается и энергетических паровых котлов), но турбины должны обеспечивать все требуемые виды теплоснабжения.
4. Турбины с производственным отбором пара выбираются с учетом длительного использования этого отбора в течение года. При использовании производственного отбора номинальной мощности менее 2000 ч/год обычно вместо турбины с промышленным отбором выгоднее установить редуционно-охладительную установку (РОУ) и вместо турбины типа ПТ установить типа Т. При числе использования промышленного отбора более 5000 ч/год целесообразна установка турбин с противодавлением, особенно при большом промышленном потреблении (более 300 – 400 т/ч) и круглогодичном характере.
5. Турбины типа Р устанавливаются вместе с турбинами типа ПТ.
6. На изолированной ТЭЦ выбирают большее количество турбин (не менее трёх) и устанавливают резервную, чтобы при аварийном отключении самого мощного агрегата остальные обеспечивали покрытие электрических нагрузок с учетом допускаемого потребителями регулирования электрических нагрузки.

4.2. Выбор котлоагрегатов ТЭЦ.

Пиковая нагрузка производственно-технологических потребителей покрывается с помощью редуциционно-охладительных установок (РОУ). Расход свежего пара на РОУ определяется по формуле:

$$D_o^{poy} = (D_n^p - D_n^{пт,р}) \cdot \frac{h_n - h_{пв}}{h_o \cdot \eta_{poy} - h_{пв}}, \quad [\text{кг/с}], \quad (25)$$

где $D_n^{пт,р}$ - отпуск пара на производственно-технологические нужды из отборов выбранных турбин типа ПТ и Р, кг/с;

h_o - энтальпия свежего пара за котлами, кДж/кг, с учетом параметров пара на выходе из котлов выше, чем перед выбранными турбинами, на величину потерь давления и температуры в паропроводах:

$$p_{пе} = (1,04 - 1,06) \cdot p_o; \quad t_{пе} = (1,01 - 1,02) \cdot t_o;$$

$h_{пв}$ - энтальпия питательной воды, определяется по таблицам /4/ по температуре из пояснения к рис. 1 и давлению питательной воды, учитывающим потери давления в пароводяном тракте котла:

$$p_{пв} = \begin{cases} 1,5 \cdot p_{пе} & \text{при } p_{пе} \leq 10 \text{ Мпа} \\ 1,2 \cdot p_{пе} & \text{при } p_{пе} \leq 14 \text{ Мпа} \\ 1,25 \cdot p_{пе} & \text{при } p_{пе} > 14 \text{ Мпа} \end{cases};$$

η_{poy} - коэффициент, учитывающий потерю тепла установки в окружающую среду, принимается равным 0,98;

h_n - энтальпия производственно-технологического пара определяется по исходным данным: давлению p_n и температуре t_n .

Выбор типа и количества энергетических паровых котлов осуществляется по суммарному расходу свежего пара на все выбранные турбины (при номинальных режимах их работы из приложения 10), РОУ (D_o^{poy}) с учетом расхода на собственные нужды (примерно в размере 2 %) и общего запаса по пару (в размере 3 %). Трёхпроцентная добавка дается на неучтенные потери тепла в цикле ТЭЦ. Таким образом, требуемая паропроизводительность котельной ТЭЦ:

$$\sum D_k = 1,05 \cdot (\sum (D_o)_{т,пт,р} + D_o^{poy}), \quad [\text{кг/с и т/ч}], \quad (24)$$

где $(D_o)_{т,пт,р}$ - суммарный номинальный расход острого пара на все выбранные турбины данного типа (Т, ПТ или Р), кг/с.

Выбор единичной мощности энергетических котлов должен производиться по максимальному расходу свежего пара $\sum D_k$ и исходя из условия обеспечения планово-предупредительных ремонтов паровых котлов в течение года, а также на случай аварийного выхода из работы одного из энергетических котлов, когда оставшиеся в работе энергетические котлы и все установленные на ТЭЦ пиковые водогрейные котлы должны обеспечивать максимально-длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла с горячей водой в размере

70 % от отпуска тепла на эти цели при расчетной температуре наружного воздуха для систем отопления. При этом количество котлов Z может определиться по формуле:

$$Z = \frac{1}{1 - \alpha_{\text{доп}}}, \quad (25)$$

где $\alpha_{\text{доп}}$ - допустимая величина снижения паровой нагрузки, принимается равной значению большему 0,7. Рассчитанная величина Z по формуле (25) округляется до ближайшего целого значения.

Паропроизводительность одного котла определяется по формуле:

$$D_k = \frac{\sum D_k}{Z}, \quad [\text{кг/с и т/ч}]. \quad (26)$$

Выбор типа энергетического котла производится, с учетом вида сжигаемого топлива, параметров свежего пара $p_{\text{пе}}$ и $t_{\text{пе}}$ и определенного значения D_k , причем котел должен иметь номинальную паропроизводительность близкую этому значению в большую сторону.

При выборе основного оборудования необходимо учесть, что турбины типа Т-250/300-240 и Т-180/215-130 устанавливаются блочно с котлами соответственно типа Пп-1000-255 и Еп-670-140.

4.3. Выбор вспомогательного оборудования

Перед составлением принципиальной тепловой схемы ТЭЦ и выбором вспомогательного оборудования необходимо учесть следующие основные положения:

1. На промышленно-отопительных ТЭЦ обычно применяются схемы с с поперечными связями.
2. Подогреватели сетевой воды на ТЭЦ устанавливаются, как правило, индивидуально у каждой теплофикационной турбины и в большинстве случаев являются элементами, комплекующими турбоагрегат. Обычно, начиная с мощности теплофикационных турбин 50 МВт, выбирают два сетевых подогревателя для реализации ступенчатого подогрева сетевой воды нижним и верхним теплофикационными отборами, причем давление в нижнем отборе регулируется в пределах 0,05—0,2 МПа, а в верхнем отборе 0,06—0,25 МПа (для турбин Т-50-130, Т-100-130) и 0,06—0,3 МПа (для турбины Т-175-130). Для турбины Т-250-240 эти пределы ниже: 0,05—0,18 и 0,06—0,2 МПа соответственно. На ТЭЦ резервные подогреватели сетевой воды не устанавливаются и общая паровая магистраль 0,12 МПа для сетевых подогревателей не предусматривается.
3. Пиковую часть тепловой нагрузки определяют по формуле

$$Q_{\text{пик}}^p = Q_{\text{св}}^p - Q_{\text{св}}^{\text{Т.ПТ}}, \quad [\text{МВт и ГДж/ч}], \quad (27)$$

где $Q_{\text{пик}}^p$ - пиковая тепловая нагрузка ТЭЦ; $Q_{\text{св}}^p$ - расчетная нагрузка ТЭЦ

- по сетевой воде (20); $Q_{св}^{Т,ПТ}$ - отпуск теплоты по сетевой воде из отопительных отборов выбранных турбин типа Т и ПТ из (24). Пиковую часть нагрузки покрывают пиковые водогрейные котлы (ПВК), работающие на газе или мазуте. Пиковые водогрейные котлы часто устанавливаются в самом начале строительства ТЭЦ. Технические характеристики водогрейных котлов приведены для их выбора в таблице приложения 13. Избыточная теплопроизводительность выбираемых ПВК должна быть минимальной. Пиковые водогрейные котлы устанавливаются на ТЭЦ последовательно с основными теплофикационными подогревателями
4. Пиковую часть нагрузки покрывают также пиковыми пароводяными подогревателями (бойлерами) сетевой воды. В этом случае их задействуют по пару через дополнительную редуционно-охладительную установку пиковых бойлеров (РОУ ПБ) с резервом от регулируемых отборов турбин для производства. При наличии на ТЭЦ пиковых водогрейных котлов пиковые подогреватели, как правило, не устанавливаются. Паропроизводительность РОУ ПБ выбирается из расчета обеспечения необходимым количеством пара выбранных пиковых подогревателей.
 5. Пиковая производственная нагрузка ТЭЦ в количестве D_0^{poy} может быть покрыта за счет резерва паровой мощности энергетических парогенераторов с помощью РОУ и за счет частичного увеличения загрузки промежуточных отборов установленных турбоагрегатов при соответствующем перенесении части отопительной нагрузки с турбоагрегатов на пиковые водогрейные котлы. Для резервирования отопительного отбора РОУ не устанавливаются. При выходе из работы одной из турбин, покрывающих отопительную нагрузку, оставшиеся в работе турбины с отопительными отборами и пиковые источники тепла должны обеспечивать покрытие отопительной нагрузки в режиме при средней температуре наружного воздуха самого холодного месяца. Редуционно - охлаждающие установки (РОУ), предназначенные для резервирования регулируемых отборов пара для производства, устанавливаются по одной для данных параметров пара производительностью, равной наибольшему отбору одной турбины.
 6. Для использования тепла пара, получаемого от парогенераторов в период их растопки (до подключения к паровой магистрали), на ТЭЦ должна быть установлена одна растопочная РОУ (РРОУ). Паропроизводительность этой РОУ применительно к парогенераторам 220—450 т/ч должна составлять 120—150 т/ч. Для резерва теплофикационного отбора, как правило, турбин типа ПТ и обеспечения тепловых собственных нужд на ТЭЦ устанавливается РОУ собственных нужд (обычно на параметры 1,4/0,12 МПа). Паропроизводительность последней выбирается по наибольшему теплофикационному отбору турбин типа ПТ.

7. Для предварительного подогрева дутьевого воздуха паровых и водогрейных котлов рекомендуется применение воздушных калориферов, обогреваемых сетевой водой. Для обеспечения постоянной температуры сетевой воды, поступающей в калориферы, в схеме ТЭЦ предусматриваются специальные пароводяные подогреватели.
8. Для подогрева исходной (сырой), воды перед установками химводоочистки могут использоваться специальные встроенные пучки в конденсаторах теплофикационных турбин либо специальные для этого теплообменники, обогреваемые паром теплофикационного отбора турбин или паром собственных нужд 0,12 МПа.
9. Подпиточную воду теплосети также пропускают через встроенный трубный пучок конденсатора теплофикационных турбин, чтобы повысить ее температуру на 10—30° С, используя для этого вентиляционный поток пара, поступающий в конденсатор.
10. На ТЭЦ высокого давления с параметрами свежего пара 10 МПа, 540°С и выше должна применяться двухступенчатая деаэрация питательной воды. Перед основными деаэраторами питательной воды с давлением 0,6 МПа устанавливаются деаэраторы атмосферного давления (ДСА) или вакуумные деаэраторы (ДСВ), в которых производится деаэрация конденсата, возвращаемого с производства, и химически очищенной (обессоленной) воды, добавляемой в цикл электростанции. Вода из первой ступени деаэрации перекачивается в основные деаэраторы — струйные деаэраторы повышенного давления (ДСП) через регенеративные установки низкого давления турбин или непосредственно в зависимости от устанавливаемых на ТЭЦ турбин. При установке турбин типа Т разрешается первичная деаэрация части добавляемой в цикл обессоленной воды (до 5% расхода пара турбинами типа Т) в конденсаторах этих турбин.
11. Для деаэрации подпиточной воды теплосети в схемах теплофикации с открытым водоразбором на горячее водоснабжение рекомендуется применять вакуумные деаэраторы с обогревом их паром или горячей водой, в закрытых — атмосферные деаэраторы.

Таблица 1

Вариант		Исходные данные по сумме двух последних цифр номера зачетной книжки																		
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Параметры	D_p^p	600	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	300	250	200	300
	$\gamma_{ст}$	0,08	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,15	0,14	0,15	0,12	0,13	0,15	0,08	0,07	0,15
Климатические условия города		Санкт-Петербург	Верхоянск	Кострома	Братск	Рига	Пермь	Вильнюс	Архангельск	Волгоград	Иркутск	Самара	Якутск	Иваново	Киев	Красноярск	Москва	Мурманск	Керчь	Тюмень

Таблица 2

Величина	Исходные данные по последней цифре номера зачетной книжки									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
м. тыс.чел	700	250	300	350	400	450	500	550	600	650
Система тепло-снабжения	открытая	закрытая	открытая	закрытая	открытая	закрытая	открытая	закрытая	открытая	закрытая
Топливо	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь

Таблица 3

Величина	Исходные данные по полусумме двух последних цифр номера зачетной книжки									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
p_n , МПа	1,0	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,95	0,85	0,75
t_n , °С	220	180	190	200	210	220	225	220	215	205
$\beta_{ок}$	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9
$t_{ок}$, °С	90	95	95	95	95	95	95	95	95	95
$h_{тщ}^n$, ч/год	5000	4300	4500	4700	5000	5200	5500	5700	5300	4400

Если полусумма равна нецелому числу, увеличить до ближайшего целого

Осредненные годовые графики производственно-технологического теплотребления по отраслям промышленности

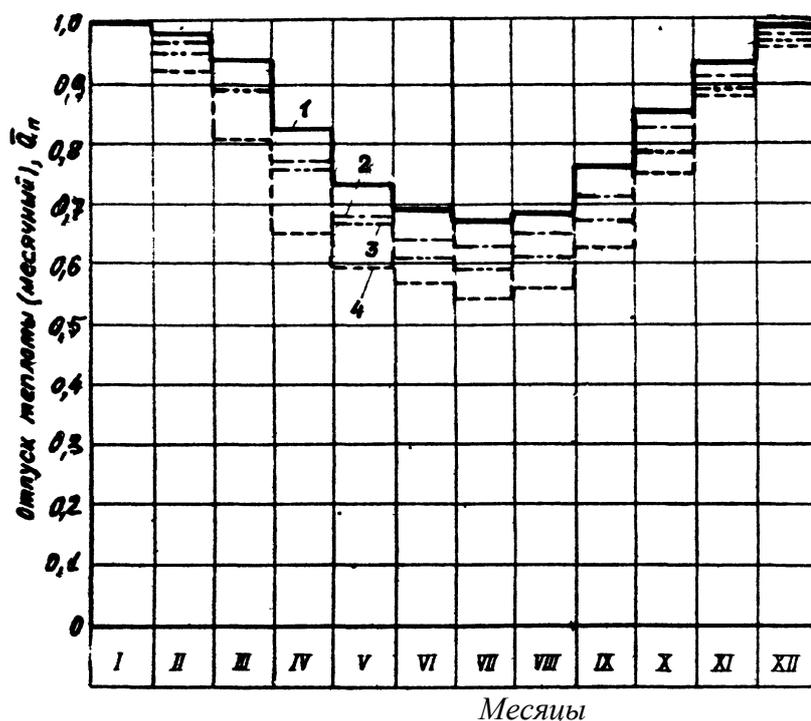


Рис.2

Обозначения: 1—химическая и нефтехимическая промышленность с $h_{\text{тэц}}^{\text{н}} = 5500—5700$ ч;

2 — целлюлозно-бумажная с $h_{\text{тэц}}^{\text{н}} = 5100-5300$ ч;

3 - металлургическая с $h_{\text{тэц}}^{\text{н}} = 4700—5000$ ч;

4 - машиностроительная и легкая с $h_{\text{тэц}}^{\text{н}} = 4300—4500$ ч.

Таблица 4 - Удельный расход теплоты на отопление жилых зданий

Расчетная температура наружного воздуха для отопления, $t_{\text{но}}^{\text{р}}$ °С	0	-10	-20	-30	-40
q , Вт/м ²	93	128	151	174	186

Примечания: 1) промежуточные значения q определяются интерполяцией по $t_{\text{но}}^{\text{р}}$, указанного в задании города

2) при $t_{\text{но}}^{\text{р}} < -40$ °С допускается на каждые 10 °С повышать q на величину, соответствующую интервалу температур от —30 до —40 °С.

Таблица 5 - Укрупненный показатель среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение $q_{ГВ}$ (с учетом общественных зданий)

Средняя за отопительный период норма расхода горячей воды на одного человека в сутки, л/сут·чел		$q_{ГВ}$, Вт/чел
в жилых домах с душами без ванн	85	320
в жилых домах с сидячими ваннами и душами	95	331
в жилых домах с ваннами длиной 1,5-1,7 м и душами	105	378
в жилых домах высотой более 12 этажей с повышенными требованиями к благоустройству	115	407

График тепловых нагрузок по продолжительности

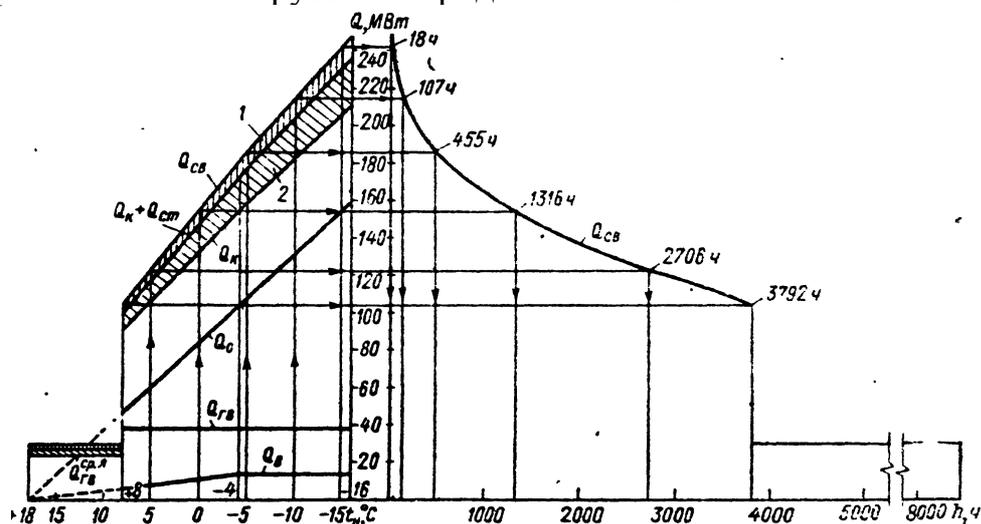


Рис. 3

Обозначения: 1 — тепловые потери; 2 — сантехническая нагрузка

Исходные данные для построения графика:

Климатические условия г. Симферополь: $t_{но}^p = -16\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{нв}^p = -4\text{ }^{\circ}\text{C}$;

График выполнения курсовой работы

№	Содержание	Объем в часах	Формы контроля	Сроки (недели)
1	2	3	4	5
1	Расчет Годовой отпуск теплоты от ТЭЦ.	10	Проверка расчета	3
2	Построение графика тепловых нагрузок по продолжительности	5	Проверка расчета	4
3	Выбор основного оборудования ТЭЦ	9	Проверка расчета	5
4	Оформление курсовой работы	6	Нормоконтроль	6

Выполненная курсовая работа сдается преподавателю для проверки (два-три дня), защита курсовой работы производится в соответствии с графиком, по итогам защиты выставляется оценка. Студенты, не выполнившие или не защитившие курсовую работу, к экзаменационной сессии не допускаются.

4.4. Методические указания по выполнению курсового проекта

Учебным рабочим планом специальности предусматривается выполнение курсового проекта на тему: «Расчет принципиальной тепловой схемы ТЭЦ» по дисциплине «Тепловые и атомные электрические станции». Выполнение и защита курсового проекта является важной составляющей самостоятельной работы студентов.

Курсовая проект выполняется на листах формата А4, графическая часть (2 листа), выполняемой в виде приложений на листах формата А1.

Задание на курсовой проект выдается преподавателем индивидуально на отдельном листе, который включается в курсовой проект. В задании указывается: тема курсового проекта, исходные данные, содержание курсового проекта, дата выдачи задания и срок сдачи.

Целями курсового проекта по дисциплине «Тепловые и атомные электрические станции» являются:

- систематизация, закрепление и расширение знаний по специальным курсам;
- усвоение принципов повышения эффективности ТЭС и АЭС, а также методов расчета тепловых схем паротурбинных установок (ПТУ) и анализа влияния технических решений, принятых при выборе тепловой схемы, и режимных факторов на технико-экономические показатели установок;
- приобретение навыков самостоятельной творческой работы;
- использование справочных и нормативных материалов, периодической и учебной литературы.

Курсовое проектирование по ТЭС следует рассматривать в качестве подготовительного этапа дипломного проектирования, составной частью которого, как правило, является выбор и расчет тепловой схемы ТЭС или АЭС.

I. Объём и содержание курсового проекта

В качестве типового можно рекомендовать следующее содержание проекта:

1. Выбор принципиальной тепловой схемы для заданной паротурбинной установки ТЭС или АЭС и обоснование принятых технических решений.

2. Расчет принципиальной тепловой схемы для заданного или выбранного режима работы установки.

3. Выполнение расчетов по анализу влияния структурных изменений в тепловой схеме, а также принятых технических решений при ее составлении,

таких как схема сброса дренажей, величина температурных напоров в подогревателях и др., на технико-экономическую эффективность ПТУ.

4. Определение технико-экономических показателей установки и сравнение их с нормативными значениями.

5. Выполнение специального задания, в качестве которого может быть предложено следующее:

-совершенствование тепловой технологической схемы ПТУ, например, за счет замены поверхностных ПВД на смешивающие;

-изменения типа привода питательных насосов;

-изменение схемы подогрева сетевой воды;

-организация дополнительных отборов пара, в т.ч. на внешние тепловые потребители;

-устройство теплофикационных пучков в конденсаторе и др. При этом необходимо выполнить расчет дополнительных элементов и подогревателей тепловой схемы и определить технико-экономическую эффективность предложенного решения.

В объеме спецзадания возможно также построение энергетических и расходных характеристик ПТУ на основе многовариантных расчетов тепловой схемы на ПЭВМ.

В объем курсового проекта входит расчетно-пояснительная записка (20-25 стр.) с обобщением результатов расчетов и заключением, а также графический материал на двух листах. На первом листе изображается принципиальная тепловая схема ПТУ, на втором (при необходимости) - результаты исследований по спецзаданию.

Записка и чертежи должны выполняться с учетом требований единой системы конструкторской и технологической документации, а расчеты – в системе единиц СИ.

2. Выбор принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки

Принципиальная тепловая схема ПТУ отражает связи между ее элементами и определяет совершенство технологической схемы и экономичность работы ТЭС. При составлении принципиальной тепловой схемы решаются следующие вопросы:

1. Выбирается тип котлов, и в случае применения барабанных котлов (что возможно при докритическом давлении пара) разрабатывается схема использования теплоты непрерывной продувки. Возможно применение одно- и двухступенчатой схемы расширителей непрерывной продувки с направлением выпара соответственно в деаэраторы повышенного давления (0,588-0,686 МПа) и атмосферные. Двухступенчатая схема расширителей непрерывной продувки применяется на промышленно-отопительных ТЭЦ (с турбинами типа Р и ПТ), одноступенчатая - на КЭС и отопительных ТЭЦ. Теплота продувочной воды после расширителей используется для подогрева добавочной воды.

2. Обосновываются основные решения по схеме регенерации турбоустановки, определяется количество и тип регенеративных подогревателей, схемы включения деаэраторов и сброса дренажей (конденсата греющего пара) подогревателей и др.

В качестве первых по ходу воды подогревателей низкого давления (ПНД) рекомендуется применять смешивающие подогреватели как обеспечивающие более высокую тепловую экономичность.

В установках с промежуточным перегревом пара отбор на один из подогревателей высокого давления (ПВД) выполняется из "холодной" линии промперегрева, ввиду более высокой эффективности такого решения против отбора пара из "горячей" линии промперегрева.

Деаэратор основной ступени дегазации воды чаще включается не как отдельная ступень подогрева воды, а по предвключенной схеме.

При составлении тепловой схемы обосновывается также применение в подогревателях охладителей перегретого пара и конденсата, разрабатывается схема использования пара уплотнений, предусматривается установка охладителей эжекторов в случае применения пароструйных эжекторов.

3. Выбирается схема включения питательного насоса (обычно принимается одноподъемная - за деаэратором повышенного давления) и тип привода питательного насоса (электрический или паровой). Для обеспечения надежной работы питательных насосов блоков сверхкритического давления перед ними устанавливаются предвключенные (бустерные) насосы.

4. Принимается схема отбора пара на сушку топлива, подогрев мазута и воздуха (подогрев воздуха возможен также сетевой водой, конденсатом или питательной водой), а также схема включения турбопривода воздуходувок котлов под наддувом (в случае выбора парового привода их).

5. Определяется способ подготовки добавочной воды (химический и термический), схемы включения испарителей и ввода добавочной воды в тепловую схему ТЭС.

Для теплофикационных установок принимаются схемы отпуска, теплоты внешним потребителям с паром и горячей водой и использования возвращаемого с производства конденсата. Современные теплофикационные турбины обеспечивают двух- или трехступенчатый (с учетом теплофикационных пучков в конденсаторе) подогрев сетевой воды. Дегазация конденсата, возвращаемого с производства, осуществляется в атмосферных деаэраторах, для дегазации добавочной воды тепловой сети следует принимать вакуумные деаэраторы.

3. Порядок расчёта тепловой схемы ПТУ

В результате расчета тепловой схемы определяется величины потоков пара и воды и технико-экономические показатели ПТУ. Расчет тепловой схемы производится для характерных режимов ТЭС.

Для ТЭС такими режимами являются:

1. Режим максимальной (номинальной) нагрузки ПТУ, который определяет выбор числа и мощности котлов и вспомогательного оборудования.

2. Режим технического минимума нагрузки блоков, определяющий экономичность работы их в часы провала графика электрических нагрузок энергосистемы.

3. Режим промежуточной частичной нагрузки ПТУ.

При частичных нагрузках следует предусмотреть возможность работы блоков со скользящим начальным давлением пара.

Для отопительных ТЭЦ характерные режимы ПТУ определяются графиками тепловых нагрузок по их продолжительности:

а) зимний режим при максимальной тепловой нагрузке турбины и давлениях в отопительных отборах, определяемых графиком подогрева сетевой воды при расчетной для отопления температуре наружного воздуха t_n^p . По этому режиму выбирают мощность котлов и вспомогательного оборудования;

б) режим максимальной тепловой нагрузки турбины при температуре наружного воздуха t_n^a , соответствующей моменту включения пиковых водогрейных котлов. Этому режиму отвечает максимальная теплофикационная мощность ПТУ;

в) летний режим при максимальном расходе теплоты из отборов турбины на горячее водоснабжение;

г) конденсационный режим при отключенных отопительных отборах пара,

Для турбин типа ПТ, кроме отмеченных, для расчета могут приниматься режимы, отличающиеся величиной нагрузки производственного отбора (нулевой, номинальный или максимальный).

Различают следующие основные методы расчета тепловых схем:

1. Метод расчета в неявном виде, когда расходы пара в отборы определяются в долях от искомого расхода пара на турбину, который затем находится из уравнения мощности турбины с отборами пара.

2. Метод последовательных приближений, когда расчет ведется по предварительно принятому расходу пара на турбину с последующим его уточнением.

3. Метод расчета по заданному расходу пара в конденсатор.

4. Расчет с использованием диаграммы режимов турбины.

В зависимости от постановки задачи могут применяться все названные методы расчета тепловой схемы. Так как обычно исходной величиной является электрическая мощность ПТУ, то наиболее широко используются первые два метода. В курсовом проекте рекомендуется использовать первый метод, как дающий достаточно точное решение задачи без последовательных приближений.

Расчет тепловой схемы ПТУ по этому методу предполагает следующие этапы:

3.1. Составление баланса основных потоков пара и воды.

Величина их выражается в долях от искомого расхода пара, в качестве которого может приниматься расход пара через проточную часть турбины D_t или расход пара на турбоустановку $D_{0т} = D_y + D$, где D_y - расход пара через передние уплотнения ЦВД и уплотнения стопорного и регулирующих клапанов.

Для одноцилиндровых турбин в качестве исходного (за единицу) удобнее принимать расход пара D_t . Для многоцилиндровых турбин в качестве исходного чаще принимают расход D_0 .

Тогда расход перегретого пара из котла

$$D_{пк} = D_0 + D_{ут} = D_0 \psi (1 + \alpha_{ут}),$$

где $\alpha_{ут}$ - относительная величина утечек пара, условно отнесенная к участку паропровода между котлом и турбиной и принимаемая в следующих пределах: для КЭС - до 0,01 (1%), для отопительных ТЭЦ - до 1,2%, для производственно - отопительных ТЭЦ - до 1,6%.

Расход питательной воды

$$D_{пв} = D_{пк} + D_{пр} = (1 + \alpha_{ут}) \psi D_0 (1 + \alpha_{пр}),$$

где $\alpha_{пр}$ - доля непрерывной продувки барабанных котлов, принимаемая равной 0,5% для ТЭЦ с восполнением потерь конденсата дистиллятом испарителей или обессоленной водой и 1-3% - для электростанций с восполнением потерь химически очищенной водой. В случае применения прямоточных котлов $\alpha_{пр} = 0$.

Количество добавочной воды $D_{дв}$, подаваемой в тепловую схему для подпитки котлов, определяется внутренними и внешними (на производстве) потерями конденсата, т.е.

$$D_{дв} = D_{ут} + D'_{пр} + D_{пот}^{вн},$$

где $D'_{пр} = D_{пр} - D_p$ - (потеря конденсата с продувочной водой с учетом получения в расширителях непрерывной продувки пара в количестве D_p ;

$D_{пот}^{вн} = D_{пр} - D_{ок}$ - потери конденсата на производстве, определяемые как разность между расходом пара на производство $D_{пр}$ и количеством возвращаемого с производства (обратного) конденсата $D_{ок}$.

Величина $D_{ок}$ в долях от $D_{пр}$ задается при расчете тепловой схемы.

3.2. Построение процесса расширения пара в турбине в h,S - диаграмме.

Для этого вначале по заданной мощности турбины оценивается давление пара в нерегулируемых регенеративных отборах по формуле Стодола-Флюгеля, в которой отношение расходов принимается равным отношению мощности на рассчитываемом и расчетном режимах. При этом давление в отборах на номинальном режиме может быть принято по данным [2,3]. Давление и расход пара в производственный отбор задается тепловым потребителем, а в отопительных отборах определяется по графику сетевой воды как

$$P_T = P_H + \Delta P,$$

где P_H - давление пара при температуре насыщения $t_H = t_c + \delta t$ (здесь t_c - заданная температура сетевой воды, δt - температурный напор в сетевом подогревателе, который можно принять равным примерно 2-5 °С или определить по характеристика сетевых подогревателей);

ΔP - потери давления в паропроводе отбора (принимаются равными 6-8%)

Для турбин с двухступенчатым подогревом сетевой воды рассчитывается реальное распределение подогрева воды по ступеням или приближенно принимается равный нагрев ее в нижнем и верхнем подогревателе.

Затем оцениваются потери давления в регулирующих клапанах острого пара (3-5%), в перепускных трубах из одного цилиндра в другой (1-2%) и в тракте промперегрева (для газового промперегрева около 10-15%). Потери давления в регулирующих клапанах производственного отбора можно оценить величиной примерно 10%, а в поворотных диафрагмах ЧНД - рассчитать по формуле Стодола-Флюгеля, предполагая чисто дроссельное парораспределение. При этом давлении перед соплами первой ступени ЧНД P_0 найдется через предварительно принятый расход пара в ЧНД D_K по зависимости

$$P_{0ор} = \sqrt{\frac{Z D_K^2 \zeta}{3 \rho D_{кр} \zeta}} \sqrt{\zeta (P^2 - P^2) + P^2},$$

где P_K , $P_{кр}$ - текущее и расчетное давление в конденсаторе;

$P_{ор}$ - расчетное давление перед ЧНД, отвечающее расчетному расходу пара в конденсатор $D_{кр}$ и давлению в нем $P_{кр}$.

Если предполагается работа ПТУ со скользящим начальным давлением, то необходимо определить его величину с учетом принятой программы регулирования расхода пара, т.е. числа полностью открытых регулирующих клапанов. При этом для расхода пара через турбину

$$P_0^{ок} = P_0^{ном} \zeta \frac{D_0}{D_0^{макс}}$$

где $P_0^{\text{НОМ}}$ - номинальная величина начального давления;

$D_0^{\text{МАКС}}$ - расход пара на турбину при данном количестве открытых клапанов и давлении свежего пара $P_0^{\text{НОМ}}$.

Для определения $D_0^{\text{МАКС}}$ можно воспользоваться диаграммой парораспределения турбины.

Расход пара D_0 в первом приближении может определяться через мощность турбины вне зависимости от программы регулирования нагрузки установки.

Построение процесса расширения пара в h, S -диаграмме должно производиться от найденного значения $P_0^{\text{ОК}}$ (для случая работы ПТУ со скользящим начальным давлением) или от $P_0^{\text{НОМ}}$ с учетом реальных значений внутренних относительных КПД цилиндров. Прежде всего необходимо учесть изменение η_{oi} ЦВД и ЦНД турбины в зависимости от расхода пара или расхода пара в конденсатор по данным соответствующих испытаний или типовых (нормативных) характеристик данной турбины или турбин подобного класса. Внутренний относительный КПД ЦСД турбин может приниматься не зависящим от их нагрузки.

3.3. Определение состояния пара и воды в системе регенерации.

Энтальпия пара в отборах и в конденсаторе находится из процесса расширения в h, S -диаграмме. Давление пара в подогревателях принимается с учетом потерь давления в паропроводах отборов, составляющих 6-10%.

Температура воды на выходе из подогревателей определяется по температуре насыщения при давлении в подогревателе с учетом температурного напора в нем, т.е. из соотношения

$$t_{в2} = t_{н}^{\text{ПОД}} - \delta t$$

Температурный напор в подогревателе δt подлежит оптимизации. Приближенно величина δt для ПНД может приниматься равной 2-3°C, для ПВД - 3-5°C.

Для подогревателей с охладителями перегретого пара температура воды на выходе $t_{в2}$ в дальнейшем уточняется с учетом нагрева ее в охладителе пара. Для удобства дальнейших расчетов следует заполнить таблицу состояния пара и воды и включить в нее значения коэффициентов недовыработки электроэнергии паром из всех отборов $Y_{\text{ОТБ}}$. Для отборов после промперегрева, а также для ПТУ без промперегрева ($\Delta h_{\text{ПН}} = 0$)

$$Y_{отб} = \frac{h_{отб} - h_k}{h_{0к} - h + \Delta h_{пп}},$$

для отборов до промперегрева

$$Y_{отб} = \frac{h_{отб} - h_k + \Delta h_{пп}}{h_{0к} - h + \Delta h_{пп}}$$

где h_0, h_k - энтальпия свежего и отработавшего пара;

$h_{отб}$ - энтальпия пара в отборе;

$\Delta h_{пп}$ - повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе.

3.4. Составление тепловых балансов и определение расхода пара на теплообменники регенеративной системы.

Вначале следует рассчитать внешние для системы регенерации теплообменники и аппараты (подогреватели сетевой воды, паропреобразователи, испарители, деаэраторы подпитки тепловой сети, добавочной воды, расширители продувки).

При расчёте сетевых подогревателей, определяются расходы пара из регулируемых отопительных отборов на верхний и нижний сетевые теплообменники.

Для рассчитываемого режима и заданных отопительной нагрузке и расходе сетевой воды определяются температура воды на выходе из сетевой подогревательной установки:

$$Q_T = G_{св} \cdot C_p \cdot (t_{c_2} - t_{oc}),$$

где Q_T - отопительная нагрузка, $\frac{\text{ГДж}}{\text{кг}}$

$G_{св}$ - расход сетевой воды, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$

t_{c_2} и t_{oc} - температура воды в прямой и обратной сети °С.

C_p - теплоёмкость воды, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{°К}}$

Температуру насыщения в подогревателях t_n определяют по заданному недогреву $\delta t = 5 \text{ °С}$ ($t_n = t_{c_2} + \delta t$).

Тогда давление пара P_n в относительном отборе определяется по t_n ($P_{c_2} = P_n + \Delta P$),

где ΔP - потеря давления в паропроводе, принимается равной 6-7%.

По t_n и P_n определяются энтальпии пара h'' и дренажа пара $h^{др}$ подогревателей сетевой воды (в одном сетевом подогревателе) температура воды в прямой сети - t_{c1} , а давление в отопительном отборе - P_{c1} .

Расход пара на сетевые подогреватели $D_{сп}$ определяется из уравнения теплового баланса

$$D_{сп} \cdot q = G_{св} \cdot \tau \cdot \eta_{п} \cdot \frac{1}{\psi},$$

$q = h'' - h^{др}$ - теплота, отдаваемая паром в подогревателе, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

$\tau = h_{вх}^в - h_{вых}^в$ - повышение теплосодержания воды в подогревателе, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

$\eta_{п}$ - коэффициент, учитывающий потери при теплообмене в подогревателе, $\eta_{п}$ принимается равным 0,98.

При расчёте расширителя непрерывной продувки котла определяют вход пара продувочной воды из расширителя по уравнениям теплового и материального балансов:

$$D_{пр} \cdot h_{пр} = D'_{п} \cdot h''_{п} + D'_{пр} \cdot h'_{пр} \text{ и } D_{пр} = D'_{п} + D'_{пр},$$

где $h_{пр}$, $h'_{пр}$ и $h''_{п}$ - соответственно энтальпии продувочной воды котла, продувочной воды и выпара расширителя продувки.

Значение этих величин определяются давлением в барабане котла и в расширителе продувки. Давление в расширителе продувки выбирается в зависимости от места в тепловой схеме, куда направляется выпар из расширителя. Чаще всего таким местом является деаэратор повышенного давления (основного конденсата и питательной воды).

Расчёт выхода пара и продувочной воды из расширителя следует иллюстрировать схемой.

Затем выполняется расчет регенеративных подогревателей с учетом сброса в них конденсата и пара из внешних теплообменников. Расчет регенеративных подогревателей производится, начиная с ПВД (сверху вниз, считая по ходу пара в турбине).

Расчет поверхностных подогревателей производится по уравнениям теплового баланса

$$G_{в} \cdot C_{рв} \cdot (t_{в2} - t_{в1}) = \sum_{i=1}^n D_{i} \cdot (h_{вх_i} - h_{др_i}),$$

где $G_{в}$, $C_{рв}$ - расход воды через подогреватель и её теплоёмкость;

$t_{в1}$, $t_{в2}$ - температура воды на входе и выходе из подогревателя;

$D_{\text{вх}_i}, h_{\text{вх}_i}$ - расход и энтальпия i -ых греющих потоков, направляемых в подогреватель;

$h_{\text{др}_i}$ - энтальпия дренажа при сбросе из подогревателя.

$\eta_{\text{под}} \approx 0.98$ - коэффициент, учитывающий потери тепла в теплообменнике.

Для подогревателей без охладителей дренажа энтальпия $h_{\text{др}_i}$ равна энтальпии насыщения воды при давлении в подогревателе. Охладитель дренажа рассчитывается совместно с основной поверхностью, при этом

$$h_{\text{др}} = C_p \left(t_{\text{в}_1} - \delta t_{\text{од}} \right),$$

где $\delta t_{\text{од}}$ - температурный напор в охладителе дренажа, принимается около 10°C .

При расчете подогревателей с охладителем перегретого пара (ПВД) вначале определяется расход пара из теплового баланса подогревателя при принятом значении $t_{\text{в}_2}$ (при этом можно положить $\delta t = 0$), затем находится нагрев воды в охладителе перегретого пара $\Delta t_{\text{в}}^{\text{оп}}$, и уточняются значения

$$t_{\text{в}_2}^{\text{ут}} = t_{\text{н}}^{\text{под}} - \delta t + \Delta t_{\text{в}}^{\text{оп}} = t_{\text{в}_2} + t_{\text{в}}^{\text{оп}},$$

а затем рассчитывается значение уточненного расхода пара на подогреватель при уточненной величине $t_{\text{в}_2}^{\text{ут}}$ (порядок расчёта ПВД показан в Приложении 1).

Расчет смешивающих теплообменных аппаратов (расширителей, смешивающих ПВД и деаэраторов) осуществляется на основе совместного решения уравнений материального

$$\sum_{i=1}^n G_{\text{вх}_i} = \sum_{j=1}^m G_{\text{вых}_j}$$

и теплового балансов

$$\sum_{i=1}^n G_{\text{вх}_i} c_{\text{п}} h_{\text{вх}_i} \eta_{\text{под}} = \sum_{j=1}^m G_{\text{вых}_j} c_{\text{п}} h_{\text{вых}_j}$$

где с индексами "вх" и "вых" обозначены входящие в аппарат и выходящие из него потоки;

$\eta_{\text{под}}$ - КПД, учитывающий потери теплоты в теплообменнике

$$\eta_{\text{под}} \approx 0.98$$

При расчёте группы подогревателей низкого давления (ПВД) уравнения теплового баланса составляются для всех теплообменников, составляющих систему регенерации низкого давления, включая подогреватели пара уплотнений, охладители эжекторов, смесители потоков конденсата и др. (см. Приложение 2)

Если отсутствуют детальные данные по схеме и величине перетечек пара в уплотнениях турбины, то приближенно можно принять, что примерно половина теплоты пара из уплотнений утилизируется в регенеративных подогревателях ($\alpha_{\text{упл}}^{\text{под}} \approx 0.0075$) и деаэраторе, другая половина - в охладителе пара уплотнения и сальниковом подогревателе ($\alpha_{\text{упл}}^{\text{оу}} \approx 0.0075$), где $\alpha_{\text{упл}} = \alpha_{\text{упл}}^{\text{под}} + \alpha_{\text{упл}}^{\text{оу}} \approx 0.015$.

При расчёте нагрева воды в охладителях эжекторов расход рабочего пара (обычно из деаэраторов) на эжекторы можно принять в размере около 0,3-0,5% от D_0 .

3.5. Определение расхода пара на турбину.

Расход пара на турбоустановку можно определить из уравнения мощности

$$D_{0M} = \frac{N_g}{\eta_m \eta_g (h_{0K} - h_{\text{пл}} + \Delta h_{\text{отб}})} \prod_{i=1}^n \left(1 + \alpha_{\text{упл}i} \right) \prod_{i=1}^n \left(1 - Y_{\text{отб}i} \right)$$

где N_g - электрическая мощность на клеммах генератора;

$\eta_m \eta_g$ - электромеханический КПД турбогенератора;

$D_{\text{отб}i}$, $Y_{\text{отб}i}$ - расход пара в i -ый отбор турбины и коэффициент недовыработки для этого отбора;

$\alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}}$ - приведенная относительная величина утечек пара через концевые уплотнения турбины

В первом приближении можно принимать $\alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}} \approx 0.015$ (около 1.5% от D_0).

$D_{\text{отб}i}$ подставляют в относительных величинах, как $D_{\text{отб}i} = \alpha_{\text{отб}i} \psi D_0$, или в численном виде, если известно абсолютное значение этого отбора, например на производство, на сетевые подогреватели и т.д.

Расход пара в конденсатор

$$D_K = D_0 - \sum_{i=1}^n D_{\text{отб}i}$$

Для проверки правильности расчетов проверяется равенство заданной мощности турбины и суммы мощностей, развиваемых на отдельных потоках пара

$$N = (h_{0K} - h_{\text{пл}} + \Delta h_{\text{отб}}) \psi_{\text{пл}}^{\text{й}} D + \sum_{i=1}^n D_{\text{отб}i} \left(1 - Y_{\text{отб}i} \right) \frac{\psi_{\text{бл}}}{\psi_{\text{бл}}^{\text{м}}} \eta_{\text{г}} \eta_{\text{м}}, \text{ МВт}$$

В результате расчета тепловой схемы ПТУ определяются ее технико-экономические показатели: суммарный и удельный расходы теплоты, электрический КПД установки.

4. Определение показателей экономичности работы

4.1. Конденсационная паротурбинная установка

В общем случае часовой расход теплоты турбоагрегатов находится из уравнения

$$Q_0 = D_0 \psi(h_{0\text{пв}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пп}} \psi(h_{\text{п1}} - h_{\text{п2}}) + D_{\text{р}} \psi(h_{\text{р}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{дв}}^{\text{вн}} \psi(h_{\text{дв}} - h_{\text{дв}})$$

где D_0 , $D_{\text{пп}}$, $D_{\text{р}}$ и $D_{\text{дв}}^{\text{вн}}$ - соответственно расход пара на турбоустановку, количество пара, поступающего на промперегрев и полученного в расширителе продувки, а также количество добавочной воды, восполняющей внутривыпускные потери пара и конденсата;

$h_{\text{р}}$, $h_{\text{пв}}$ и $h_{\text{дв}}$ - энтальпия пара в расширителе продувки, питательной и добавочной воды;

h_0 , $h_{\text{п1}}$ и $h_{\text{п2}}$ - энтальпия свежего пара перед турбиной, а также на выходе и входе в турбину в тракте промперегрева.

Расход теплоты на производство электрической энергии

$$Q_{\text{э}} = Q_0 - Q_{\text{п}} - Q_{\text{от}}$$

$Q_{\text{п}}$ - теплота, отпущенная от турбоустановки в виде пара внешним потребителям (на нагрев воздуха, сушку топлива, мазутное хозяйство и др.)

$$Q_{\text{п}} = \sum_{i=1}^k D_{\text{п}} \psi h_{\text{п}} - \sum_{j=1}^m D_{\text{ок}} \psi h_{\text{ок}}$$

где $\sum_{i=1}^k D_{\text{п}} \psi h_{\text{п}}$ - сумма произведений расходов пара различным внешним потребителям на энтальпию пара отбора;

$\sum_{j=1}^m D_{\text{ок}} \psi h_{\text{ок}}$ - сумма произведений расхода конденсата, возвращаемого от потребителей пара, на его энтальпию;

$Q_{\text{от}}$ - теплота, отпущенная на отопление и горячее водоснабжение от отборов турбины

$$Q_{\text{от}} = D_{\text{св}} \psi C_{\text{рв}} \psi (t_2 - t_{\text{oc}})$$

где $D_{\text{св}}$ - расход сетевой воды;

t_2 , t_{oc} - температура сетевой воды за и перед сетевой установкой;

$C_{\text{рв}}$ - теплоемкость (изобарная) сетевой воды.

Удельный расход теплоты турбинной установкой на производство электроэнергии с учетом работы турбопривода питательного насоса (без учета расхода электроэнергии на собственные нужды)

$$q_{\text{ту}}^{\text{бр}} = \frac{Q_3 \cdot 10^6}{N_3 \cdot \eta_{\text{тп}}}$$

где N_3 , $N_{\text{тп}}$ - мощность турбоустановки и турбопривода. Мощность турбопривода может быть рассчитана как

$$N_{\text{тп}} = \frac{D_{\text{пв}} \cdot V_{\text{ср}} \cdot (P_{\text{н}} - P_{\text{вс}}) \cdot 10^3}{\eta_{\text{н}}}$$

Удельный расход теплоты турбинной установкой без учета работы турбопривода питательного насоса

$$q_{\text{ту}}^{\text{н}} = Q_3 \cdot 10^6 / N_3 ;$$

КПД брутто турбинной установки

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{бр}} = 3600 / q_{\text{ту}}^{\text{бр}} ;$$

КПД нетто турбинной установки

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{н}} = 3600 / q_{\text{ту}}^{\text{н}} .$$

Тепловая нагрузка котлоагрегатов

$$Q_{\text{ка}} = D_{\text{ка}} \cdot (h_{\text{пе}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пп}} \cdot (h_{\text{пп}_2} - h_{\text{пп}_1}) + D_{\text{пр}} \cdot (h_{\text{пр}} - h_{\text{пв}}) ,$$

где $D_{\text{ка}}$ - производительность котлоагрегата;

$D_{\text{пр}}$ - количество продувочной воды барабанного котла;

$h_{\text{пе}}$, $h_{\text{пп}_2}$, $h_{\text{пп}_1}$ - энтальпия свежего пара после котла, пара

промежуточного перегрева после котла и перед ним

$h_{\text{пв}}$ - энтальпия продувочной воды.

Для определения $h_{\text{пп}_1}$ и $h_{\text{пп}_2}$ оцениваются потери давления и снижение температуры (потеря теплоты) в паропроводах от котла до турбины.

Величина потерь теплоты при транспорте оценивается КПД теплового потока (КПД трубопроводов)

$$\eta_{\text{тп}} = Q_0 / Q_{\text{ка}} .$$

Часовой расход теплоты на КЭС (энергоблоком)

$$Q_{\text{кэс}} = Q_{\text{ка}} / \eta_{\text{ка}} ,$$

где $\eta_{ка}$ - КПД брутто котлоагрегата.

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии

$$q_{кэс}^{бр} = Q_{кэс} / N_{э} ;$$

КПД брутто КЭС по производству электрической энергии

$$\eta_{кэс}^{бр} = 3600 / q_{кэс}^{бр} ;$$

КПД нетто КЭС (энергоблока)

$$\eta_{кэс}^H = \eta_{кэс}^{бр} \cdot \eta_{сн} ,$$

где $\eta_{сн}$ - коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды станции (энергоблока)

$$\eta_{сн} = (\mathcal{E}_{выр} - \mathcal{E}_{сн}) / \mathcal{E}_{выр} = 1 - \beta_{сн} ;$$

$\mathcal{E}_{выр}$, $\mathcal{E}_{сн}$ - количество электрической энергии, выработанной и потребленной энергоблоком на собственные нужды.

$\beta_{сн}$ - доля энергии, потребленной на собственные нужды, от выработанной.

Удельный расход теплоты нетто на КЭС

$$q_{кэс}^H = 3600 / \eta_{кэс}^H$$

Удельный расход условного топлива, кг у.т./ (кВт·ч), на отпущенную потребителю электроэнергию.

$$b_{кэс}^H = 0,123 / \eta_{кэс}^H$$

Удельный расход условного топлива на производство теплоты, отпущенной внешним потребителям

$$b_Q = 34,1 / (\eta_{ка} \cdot \eta_{тп} \cdot \eta_{п}), \frac{\text{кг}_- \text{у.т}}{\text{ГДж}}$$

где $\eta_{п}$ - коэффициент, учитывающий потери теплоты турбинной установкой, обусловленные отпуском ее внешним потребителям (потери теплоты подогревателями сетевой воды, паропреобразователями, паропроводами пара производственного отбора и т.п.). Величина этих потерь оценивается в пределах 1% , следовательно, $\eta_{п} = 0,99$.

4.2. Теплофикационная паротурбинная установка

Определении количества теплоты, отпущенной с паром потребителям из производственного отбора $Q_{п}$:

$$Q_{п}^{пр} = D_{п}^{пр} \cdot h_{п} - D_{пр}^{ок} \cdot h_{ок} - (D_{п}^{пр} - D_{ок}^{пр}) \cdot h_{дв} ,$$

где $D_{п}^{пр}$, $D_{ок}^{пр}$ - количество пара, отпущенного промышленным потребителям, и возвращенного от них конденсата;

$h_{п}$, $h_{ок}$, $h_{дв}$ - энтальпия пара производственного отбора, возвращаемого с производства конденсата и добавочной воды.

КПД брутто теплофикационной турбинной установки по производству электрической энергии без учета расхода электроэнергии на собственные нужды и работы турбопривода питательного насоса

$$\eta_{ту}^{бр} = 3600 \cdot N_{э} / Q_{э}$$

КПД брутто ТЭЦ (энергоблока) по производству электрической энергии

$$\eta_{тэц(э)}^{бр} = 3600 \cdot N_{э} \cdot \eta_{тп} \cdot \eta_{ка} / Q_{э} = \eta_{ту(э)}^{бр} \cdot \eta_{тп} \cdot \eta_{ка}$$

КПД нетто ТЭЦ (энергоблока) по производству электроэнергии (с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды)

$$\eta_{тэц(э)}^H = \eta_{тэц(э)}^{бр} \cdot \eta_{сн}$$

Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную от ТЭЦ (энергоблока)

$$b_{тэц(э)}^H = 0,123 / \eta_{тэц}^H$$

КПД брутто ТЭЦ (энергоблока) по производству теплоты

$$\eta_{тэц(Q)}^{бр} = \eta_{ка} \cdot \eta_{тп} \cdot \eta_{п}$$

Удельный расход условного топлива на ТЭЦ для производства теплоты внешним потребителям

$$b_{тэц(Q)}^{бр} = 34,1 / \eta_{тэц(Q)}^{бр}$$

Порядок расчета подогревателей высокого давления

Цель расчета – определение расхода пара на ПВД

1. Из диаграммы расширения пара находятся энтальпии пара на входе в подогреватели

$$h_1 = f(P_{п_1}; t_{отб_1})$$

$$h_2 = f(P_{п_2}; t_{отб_2})$$

$$h_3 = f(P_{п_3}; t_{отб_3})$$

$$P_{п_i} = P_{отб_i} - (0,05 \div 0,10) \cdot P_{отб_i}$$

2. Определение энтальпии питательной воды за основной поверхностью (за собственно подогревателем) при давлении $P_{в_i}$, создаваемым питательным насосом ($P_{пн} = 1,2 \cdot P_0$) и температуре $t_{в}$, меньшей чем температура насыщения греющего пара, на $\delta t = (2 \div 5)^\circ C$

$$t_{в} = t_{с} - \delta t$$

$$h'_{п.в_i} = f(P_{в_i}; t'_{в_i})$$

3. Определение энтальпий пара после пароохладителя (ОП) – по остаточной температуре перегрева, принимаемой на $(8 \div 12)^\circ C$ больше, чем тем-

пература насыщения пара в основной поверхности, ($t'_п = t_s + Q_{по}$), и при давлении пара в основной поверхности $P_{оп_i} \approx 0,98 \cdot P_{п_i}$

$$h_{оп_i} = f(P_{оп_i}; t'_{п_i})$$

4. Определение энтальпий конденсата на выходе из охладителей конденсата подогревателей (принимается на $20 \div 40 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ большей, чем энтальпия поступающей в подогреватели питательной воды).

$$h_{ок_1} = h'_{п.в_2} + (20 \div 40);$$

$$h_{ок_2} = h'_{п.в_3} + (20 \div 40);$$

$$h_{ок_3} = h'_д + (20 \div 40)$$

Энтальпия конденсата на выходе из нижнего ПВД рассчитывается с учетом нагрева воды в питательном насосе. Тогда, энтальпия питательной воды на входе в нижний подогреватель (ПВД 3) будет:

$$h'_д = h_д + \Delta p_n \cdot v_n / \eta_n,$$

где: Δp_n - напор, создаваемый питательными насосами, МПа

$$v_n = 0,0011 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} - \text{удельный объем воды,}$$

$$\eta_n = 0,78 \div 0,82 - \text{КПД насоса,}$$

$h_д$ - определяется по давлениям в деаэраторе,

$P_д = 0,6$ МПа и температуре насыщения среды в деаэраторе.

5. Из уравнений теплового баланса подогревателей условно включающих основную поверхность и охладитель конденсата, определяется расход пара на каждый подогреватель $D_{п_i}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}$

Уравнения теплового баланса:

для ПВД 1

$$D_{пв} \cdot (h'_{пв_1} - h'_{пв_2}) = D_{п_1} \cdot (h_{оп_1} - h_{ок_1}) \cdot \eta_{п_i};$$

для ПВД 2

$$D_{пв} \cdot (h'_{пв_2} - h'_{пв_3}) = [D_{п_2} \cdot (h_{оп_2} - h_{ок_2}) + D_{п_1} \cdot (h_{ок_1} - h_{ок_2})] \cdot \eta_{п_i};$$

для ПВД 3

$$D_{пв} \cdot (h'_{пв_3} - h'_д) = [D_{п_3} \cdot (h_{оп_3} - h_{ок_3}) + (D_{п_1} + D_{п_2}) \cdot (h_{ок_2} - h_{ок_3})] \cdot \eta_{п_i};$$

Коэффициент сохранения тепла $\eta_{п_i} = 0,98 \div 0,99$.

6. Оценка подогрева воды в пароохладителях (ОП).

Из уравнений теплового баланса охладителей пара определяются энтальпии питательной воды после каждого подогревателя $h_{пв_i}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

Уравнения теплового баланса:

для ПВД 1

$$D_{пв} \cdot (h_{пв1} - h'_{пв1}) = D_{п1} \cdot (h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{п};$$

для ПВД 2

$$D_{пв} \cdot (h_{пв2} - h'_{пв2}) = D_{п2} \cdot (h_2 - h_{оп2}) \cdot \eta_{п};$$

для ПВД 3

$$D_{пв} \cdot (h_{пв3} - h'_{пв3}) = D_{п3} \cdot (h_3 - h_{оп3}) \cdot \eta_{п}.$$

По значениям энтальпий $h_{пв1}$, $h_{пв2}$, $h_{пв3}$ и давлению питательной воды $P = 1,2 \cdot P_0$ определяют уточненные значения температуры питательной воды $t_{пв1}$, $t_{пв2}$, $t_{пв3}$.

7. Уточнение рассчитанных значений энтальпий конденсата после каждо-

го подогревателя $h_{ок1}^{ут}$, $\frac{\text{кЖД}}{\text{кг}}$

$$h_{ок1}^{ут} = h_{пв2} + (20 \div 40);$$

$$h_{ок2}^{ут} = h_{пв3} + (20 \div 40);$$

$$h_{ок3}^{ут} = h'_g$$

8. Определение окончательных (уточненных) значений расхода пара на подогреватели.

Расходы пара $D_{п1}^{ут}$, $D_{п2}^{ут}$, $D_{п3}^{ут}$, $\left(\frac{\text{кг}}{\text{с}}\right)$ определяются из уравнений теплового

баланса:

для ПВД 1

$$D_{пв} \cdot (h_{пв1} - h_{пв2}) = D_{п1}^{ут} \cdot (h_1 - h_{ок1}^{ут}) \cdot \eta_{п};$$

для ПВД 2

$$D_{пв} \cdot (h_{пв2} - h_{пв3}) = [D_{п2}^{ут} \cdot (h_2 - h_{ок2}^{ут}) + D_{п1}^{ут} \cdot (h_{ок1}^{ут} - h_{ок2}^{ут})] \cdot \eta_{п};$$

для ПВД 3

$$D_{пв} \cdot (h_{пв3} - h'_d) = [D_{п3}^{ут} \cdot (h_3 - h_{ок3}^{ут}) + (D_{п1}^{ут} + D_{п2}^{ут}) \cdot (h_{ок2}^{ут} - h_{ок3}^{ут})] \cdot \eta_{п}$$

Порядок расчета подогревателей и регенеративных теплообменников группы низкого давления.

Цель расчета определение расхода пара на теплообменники.

Расчет теплообменников низкого давления рекомендуется выполнять, начиная с первого теплообменника после конденсатного насоса по ходу основного конденсата. Такими теплообменниками обычно являются охладители эжекторов (ОЭ) или охладители пара из уплотнений (ПУ).

Определяется расход основного конденсата

$$D'_k = D_k + D_{дв} + \alpha_y \cdot D_0$$

Из уравнений теплового баланса охладителей эжекторов и подогревателей уплотнений определяются расходы греющего пара:

$$D_{\text{э}} \cdot q_{\text{э}} = D'_{\text{к}} \cdot \tau_{\text{э}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{п}}};$$

$$D_{\text{пу}} \cdot q_{\text{пу}} = D'_{\text{к}} \cdot \tau_{\text{пу}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{п}}},$$

где: $D_{\text{э}} = \alpha_{\text{э}} \cdot D_0$ и $D_{\text{пу}} = \alpha_{\text{у}} \cdot D_0$ - расходы греющего пара;

$\tau_{\text{э}}, \tau_{\text{пу}}$ - подогрев конденсата в соответствующих теплообменниках;

$q_{\text{э}}, q_{\text{пу}}$ - теплота греющего пара в соответствующих теплообменниках.

В соответствии со схемой расчета имеет место каскадный слив дренажа сконденсировавшегося пара из одного ПНД в другой, начиная с ПНД 4.

Если в линии основного конденсата предусмотрены смесители (СМ), то следует составлять объединенные уравнения теплового баланса для СМ и соответствующего ПНД. Так, для схемы приведенной здесь, это будут уравнения для ПНД 5 и СМ 2, а также для ПНД 6 и СМ 1.

Таким образом, для приведенной схемы уравнения теплового баланса будут иметь следующий вид:

для ПНД 4

$$(D_{\text{п}_4} + D_{\text{п}_5} + D_{\text{п}_6} + D_{\text{п}_7} + D_{\text{см}_2} + D_{\text{см}_1} + D'_{\text{к}}) \cdot (h_{\text{п}_4}^{\text{в}} - h_{\text{п}_5}^{\text{в}}) = D_{\text{п}_4} \cdot (h_4 - h'_4) / \eta$$

Здесь h_4 и h'_4 - энтальпии соответственно греющего пара и его дренажа в ПНДУ;

$h_{\text{п}_4}^{\text{в}}$ и $h_{\text{п}_5}^{\text{в}}$ - энтальпии основного конденсата соответственно на выходе из ПНД 4 и на входе в него, которые определяются по температуре основного конденсата с учетом подогрева ($Q = 3^\circ\text{C}$) в ПНД 4 и ПНД 5 до температуры насыщения греющего пара в этих подогревателях.

для ПНД 5 и СМ 2

$$[D_{\text{п}_4} \cdot h'_4 + D_{\text{п}_5} \cdot h_5 - (D_{\text{п}_4} + D_{\text{п}_5}) \cdot h'_5] \cdot \eta = (h_{\text{п}_5}^{\text{в}} - h_{\text{см}_2}^{\text{в}}) \cdot (D'_{\text{к}} + D_{\text{см}_1} + D_{\text{см}_2});$$

для ПНД 6 и СМ 1

$$[(D_{\text{п}_4} + D_{\text{п}_5}) \cdot h'_5 + D_{\text{п}_6} \cdot h_6 - (D_{\text{п}_4} + D_{\text{п}_5} + D_{\text{п}_6}) \cdot h'_6] \cdot \eta = (D'_{\text{к}} + D_{\text{см}_1}) \cdot (h_{\text{п}_6}^{\text{в}} - h_{\text{см}_1}^{\text{в}});$$

для ПНД 7

$$[(D_{\text{п}_4} + D_{\text{п}_5} + D_{\text{п}_6}) \cdot h'_6 + D_{\text{п}_7} \cdot h_7 - (D_{\text{п}_4} + D_{\text{п}_5} + D_{\text{п}_6} + D_{\text{п}_7}) \cdot h'_7] \cdot \eta =$$

$$= D'_{\text{к}} \cdot (h_{\text{п}_7}^{\text{в}} - h_{\text{пу}_1});$$

В соответствии с расчетной схемой из уравнения теплового баланса деаэратора

$$D_{п4}^B \cdot (D_{п4} + D_{п5} + D_{п6} + D_{п7} + D_{см1} + D_{см2} + D'_к) + h_{ок3} \cdot (D_{п1} + D_{п2} + D_{п3}) + D'_р \cdot h''_{пр} + h_3 \cdot D_d + \alpha_{щит} \cdot D_0 \cdot h_{щит} = [h''_д \cdot \alpha_y \cdot D_0 + h_д \cdot D_{пв}] \cdot \frac{1}{\eta};$$

определяется D_d - расход пара на деаэратор, $\frac{кг}{с}$

здесь: $h_д$ - энтальпия питательной воды после деаэратора;

$h''_д$ - энтальпия пара насыщения в ДП;

$h''_{пр}$ - энтальпия пара из расширителя непрерывной продувки котла;

$h_{щит}$ - энтальпия пара из штоков, регулирующих клапанов.

График выполнения курсового проекта.

№	Содержание	Объем в часах	Формы контроля	Сроки (недели)
1	2	3	4	5
1	Выбор принципиальной тепловой схемы для заданной паротурбинной установки ТЭС или АЭС и обоснование принятых технических решений.	4	Проверка полученных данных	3
2	Расчет принципиальной тепловой схемы для заданного или выбранного режима работы установки.	8	Проверка расчета	4
3	Определение технико-экономических показателей установки и сравнение их с нормативными значениями	8	Проверка расчета	5
4	Выполнение специального задания	10	Проверка расчета	6
5	Оформление курсовой работы	10	Нормоконтроль	7

Выполненный курсовой проект сдается преподавателю для проверки (два-три дня), защита курсового проекта производится в соответствии с графиком, по итогам защиты выставляется оценка. Студенты, не выполнившие или не защитившие курсовой проект, к экзаменационной сессии не допускаются.

5. МАТЕРИАЛЫ ПО КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА ОБРАЗОВАНИЯ

5.1. Методические указания по организации контроля знаний студентов

Важнейшей составляющей изучения дисциплины является контроль знаний студентов, в том числе тестовый контроль качества освоения профессиональной образовательной программы (проверка остаточных знаний). Приведен-

ные ниже комплекты заданий позволяют оценить степень усвоения теоретического материала и практических навыков и умений по термодинамике в рамках учебной программы для энергетических специальностей вузов.

Предусмотрены следующие виды контроля знаний студентов:

Входной контроль

Входной контроль по дисциплине представляет собой задания, позволяющие оценить знание понятий, определений и закономерностей, используемых в данной дисциплине и изучаемых ранее в других курсах (физика, химия, математика), т.е. подготовленность студентов для освоения данной дисциплины.

Межсессионный контроль

Межсессионный контроль включает теоретические задания по изучаемым темам, выполнение проверочных работ, выполнение домашних расчетных заданий, выполнение и защиту курсовой работы. Текущий контроль осуществляется систематически в течение семестра (см. график самостоятельной работы п. 5.2), по результатам контроля выставляется промежуточная аттестация (контрольные точки), экзаменационная оценка по дисциплине выставляется с учетом результатов межсессионного контроля.

Экзаменационный контроль

Итоговой формой контроля знаний студентов является экзамен. В ответах студентов на экзамене знания и умения оцениваются по пятибалльной системе. Опрос студентов осуществляется в письменно-устной форме. Экзаменационный билет включает два теоретических вопроса по изученному курсу и задачу (каждый вопрос и задача – по разным темам дисциплины). Для подготовки ответа на вопросы и решения задачи дается 40 мин.

Контроль остаточных знаний

Проверка качества освоения профессиональной образовательной программы осуществляется после изучения дисциплины в виде тестирования.

5.2. Критерии оценки знаний студентов

Входной контроль, межсессионный контроль (теоретические задания) и контроль остаточных знаний

Знания оцениваются по четырехбалльной шкале.

Отлично – не менее 85% правильно выполненных заданий; *хорошо* – не менее 75% правильно выполненных заданий; *удовлетворительно* – не менее 50% правильно выполненных заданий; *неудовлетворительно* – менее 50% правильно выполненных заданий.

Межсессионный контроль (проверочные работы)

Каждая проверочная работа включает две задачи. Практические умения решения задач оцениваются по четырех балльной шкале.

Отлично – правильно решены обе задачи. *Хорошо* – одна задача решена правильно, при решении второй задачи допущены ошибки (задача не решена до конца, неправильно найдены некоторые величины) или решение обеих задач содержит ошибки не принципиального характера. *Удовлетворительно* – правильно решена одна задача или решение обеих задач содержит принципиальные ошибки. *Неудовлетворительно* – обе задачи решены неверно.

Экзаменационный контроль

Итоговая аттестация по дисциплине включает рейтингово-модульную систему оценки знаний студентов в следующем соотношении: промежуточный контроль знаний студентов составляет 30 %, остальные 70 % определяются результатами итогового экзамена.

В ответах студентов на экзамене знания и умения оцениваются по четырехбалльной шкале.

Оценка «*отлично*» ставится в случае правильных и полных ответов на оба теоретические вопросы билета и правильного решения задачи.

Оценка «*хорошо*» ставится в случае:

- правильного, но неполного ответа на один из теоретических вопросов билета, требующего уточняющих дополнительных вопросов со стороны преподавателя или ответа, содержащего ошибки не принципиального характера, которые студент исправляет после замечаний (дополнительных вопросов) преподавателя; правильного решения задачи;

- правильных и полных ответа на оба теоретических вопроса билета; затруднений при решении задачи, с которыми студент справляется после помощи преподавателя.

Оценка «*удовлетворительно*» ставится в случае:

- ответов, содержащего ошибки принципиального характера на теоретические вопросы билета; правильного решения задачи;

- неверного ответа (отсутствия ответа) на один из теоретических вопросов билета; решения задачи после незначительной помощи преподавателя;

- правильных и полных ответов на оба теоретических вопроса билета; неверного решения задачи (не справился с задачей после помощи преподавателя).

Оценка «*неудовлетворительно*» ставится в случае:

- неверных ответов (отсутствия ответов) на оба теоретических вопроса билета;

- неверного ответа (отсутствия ответов) на один из теоретических вопросов билета и неверного решения задачи.

5.3. Фонды тестовых заданий

Входной контроль

Цикл Ренкина представляет собой...
Регенеративный подогрев питательной воды – это
Основным оборудованием на ТЭС является...
Теплоснабжение – это ..., выделяют ...системы теплоснабжения
КПД эл.станции показывает...

Межсессионный контроль

Задания для текущей проверки знаний

По теме 1

По каким признакам и параметрам классифицируются электростанции.
Основные технические и экономические требования к тепловой электростанции

По теме 2

Коэффициент полезного действия парогенератора это ...
Коэффициент полезного действия транспорта тепла это ...
Коэффициент полезного действия турбоустановки это ...
Общий коэффициент полезного действия электростанции это ...
Какие показатели характеризуют экономичность (совершенство) турбоустановки ?
Уравнение теплового баланса конденсационной электростанции.

По теме 3

Как изменяется удельная выработка электрической мощности с изменением давления в теплофикационном отборе?
Коэффициент недовыработки это ...
Экономия тепла, расходуемого на производство электроэнергии теплофикационной установкой по сравнению с конденсационной, равна ...

По темам 4, 5, 6, 7

Экономические значения параметров пара
КПД турбоустановки с регенеративным подогревом питательной воды.
Экономически наиболее выгодная температура питательной воды.
От каких величин зависит доля продувки парогенератора
Что влияет на качество добавочной воды?

По теме 8

КПД установки по отпуску тепла
Методы восполнения потерь конденсата при отпуске пара внешнему потребителю.

По теме 9

От каких параметров зависит расход тепла на отопление зданий?
Что такое «расчетная температура отопления»? Как она определяется?
Способы регулирования отпуску тепла на отопление.

Маркировка теплофикационных турбин. Параметры теплофикационных отборов.

По темам 10, 12

Что такое «коэффициент холостого расхода пара на турбину»?

Виды электрической мощности и резерва.

По темам 16, 17

Какие режимы пусков энергоблоков применяются на ТЭС.

Основные экономические показатели тепловых электростанций.

Экзаменационный контроль

Вопросы к экзамену

1. Электрическое и тепловое потребление. Суточные графики электрической и тепловой нагрузки в зимний и летний период.
2. Классификация тепловых электростанций. Основные технические и экономические требования к тепловой электростанции.
3. Технологическая схема тепловой электростанции.
4. Баланс тепла и коэффициенты полезного действия конденсационной электростанции и ее установок.
5. Расходы пара, тепла и топлива на конденсационной электростанции без промежуточного перегрева пара.
6. Расходы пара, тепла и топлива на конденсационной электростанции с промежуточным перегревом пара.
7. Расходы пара и тепла на теплофикационные турбоустановки.
8. Коэффициент полезного действия ТЭЦ. Расходы топлива на ТЭЦ.
9. Сравнение по тепловой экономичности ТЭЦ с конденсационной электростанцией и отдельной установкой.
10. Зависимость тепловой экономичности конденсационных турбоустановок от начальных параметров пара.
11. Параметры и схемы промежуточного перегрева пара. Промежуточный перегрев пара на ТЭЦ.
12. Методы расширения и модернизации действующих электростанций установками высоких параметров. Экономические значения параметров пара.
13. Расход пара и тепла на турбоустановку с регенеративным подогревом воды. КПД турбоустановки с регенерацией.
14. Распределение регенеративного подогрева между подогревателями ТУ без промперегрева.
15. Распределение регенеративного подогрева между подогревателями ТУ с промперегревом.
16. Регенеративный подогрев воды на ТЭЦ. Конструкции подогревателей регенеративной установки.

17. Недогрев в поверхностных подогревателях. Экономически наивыгоднейшая температура питательной воды.
18. Использование отработавшего тепла турбин для подготовки топлива и подогрева воздуха в парогенераторной установке.
19. Потери пара и конденсата на ТЭС. Баланс пара и воды.
20. Испарительные установки.
21. Определение КПД станции с учетом потерь пара и воды.
22. Характеристики тепловых нагрузок промышленных предприятий.
23. Отпуск пара из отбора турбины с возмещением потерь ХОВ. Отпуск пара внешнему потребителю через паропреобразовательную установку.
24. Отопительная нагрузка
25. Вид теплоносителя, системы теплоснабжения и регулирование отпуска тепла для отопления. Типы теплофикационных турбин с отопительными отборами.
26. Покрытие основной и пиковой отопительной нагрузок Коэффициент теплофикации отопительной ТЭЦ: определение.
27. Зависимость КПД турбоустановки от нагрузки. Зависимость КПД парогенератора от нагрузки.
28. КПД турбоустановки с регенеративным подогревом воды.
29. Типы компоновки главного корпуса электростанции.
30. Зависимость стоимости энергии от режима работы электростанции.
31. Экономические показатели электростанции:
 - Годовые расчетные затраты
 - Себестоимость отпущенной электроэнергии
 - Слагаемые годовых издержек
 - Штатный коэффициент
32. Выбор парогенераторов ТЭС.
33. Выбор турбоагрегатов ТЭС.
34. Выбор питательных насосов.
35. Выбор конденсатных насосов.
36. Выбор циркуляционных насосов.
37. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с поперечными связями

Контроль остаточных знаний

Тестовые задания для проверки остаточных знаний

по дисциплине «Термодинамика» для специальности 140101

20 заданий

время тестирования 40 минут

Инструкция: При ответе следует выбрать один ответ из предложенных. Результаты тестирования оценивают по 4-х балльной шкале (*отлично* – не менее 85 % правильно выполненных заданий; *хорошо* – не менее 70 % правильно выполненных заданий; *удовлетворительно* – не менее 50 % правильно выполненных заданий).

ных заданий; *неудовлетворительно* – менее 50 % правильно выполненных заданий)

1. Тепловые электрические станции в России производят эл. энергии в % общего ее производства:

1) 20; 2) 68; 3) 42.

2. Отпуск тепла от ТЭЦ при качественном регулировании нагрузки производят:

1) согласно зависимости тепловой нагрузки от температуры сетевой воды

2) согласно температурного графика

3) согласно зависимости расхода сетевой воды от температуры наружного воздуха.

3. Площадь под графиком суточной нагрузки определяет:

1) мощность эл. станции;

2) суточную выработку электроэнергии;

3) среднесуточную нагрузку.

4. Выражение $(\dot{E}-\dot{E}_{сн})/Q_{с}$ определяет:

1) кпд эл. станции нетто;

2) кпд эл. станции брутто.

5. Годовое число часов использования установленной мощности определяется из выражения:

1) $\dot{E}_{год}/N_{max}$;

2) $\dot{E}_{год}/N_{уст}$;

3) $N_{уст}/N_{max}$.

6. Кпд КЭС 36%. Определить удельный расход теплоты.

1) 100 кДж/кВт*ч; 2) 10000 кДж/кВт*ч; 3) 3600 кДж/кВт*ч.

7. Кпд КЭС составляет 30 %. Какой при этом удельный расход условного топлива: 1) 320 г/кВт*ч; 2) 288 г/кВт*ч; 3) 410 г/кВт*ч.

8. Метод распределения затрат топлива между электрической и тепловой энергией на ТЭЦ принят в основе нормативных расчетов:

1) эксергетический; 2) физический; 3) балансовый; 4) механический.

9. Определить кпд ТЭЦ по выработке эл. энергии при следующих значениях соответствующих кпд: отпуская теплоты турбинной установки 0.95; парового котла 0.9; теплового потока 0.99; турбинной установки по производству электроэнергии 0.55:

1) 0.47 2) 0.85 3) 0.49

10. По данным 9 вопроса определить КПД ТЭЦ по отпуску тепла:
 1) 0.47 2) 0.85 3) 0.49
11. Расход пара на теплофикационную турбину определяется по формуле:
 1) $D_0 = 3600 N_{\Sigma} / \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}}$; 2) $D_0 = D_0(\text{к}) + U_{\text{T}} D_{\text{T}}$; 3) $D_0 = \sum D_{\text{r}} + \sum D_{\text{y}} + D_{\text{к}}$
12. Недостатком смешивающих регенеративных подогревателей является:
 1) необходимость дренирования конденсата греющего пара
 2) необходимость установки перекачивающих насосов
 3) низкий подогрев воды
13. Каскадный слив конденсата греющего пара регенеративных подогревателей:
 1) применяется в случае использования смешивающего типа подогревателей
 2) в качестве простейшего способа отвода конденсата из данного подогревателя в соседний, более высокого давления
 3) в качестве простейшего способа отвода конденсата из данного подогревателя в соседний, более низкого давления
14. Бездеаэрационная схема включения регенеративных подогревателей применяется:
 1) когда качество воды удовлетворяет и без деаэратора всем требованиям
 2) когда один из смешивающих подогревателей используют для удаления газов
 3) когда применяют нейтрально-кислородный водный режим и используют один из смешивающих подогревателей для удаления газов
15. Для снижения потерь продувочной воды и ее теплоты применяют:
 1) сепараторы-расширители непрерывной продувки и охладители
 2) паропреобразовательные установки
 3) двухступенчатое расширение
16. При двухступенчатом расширении продувочной воды, выпар пара достигает:
 1) 20% 2) 30% 3) 60%
17. Формула Россандера предназначена для определения:
 1) кривой продолжительности отопительных нагрузок
 2) тепловой нагрузки отпуска от ТЭЦ
 3) температуры внутри помещений от наружной температуры наружного воздуха
18. Качественное регулирование отпуска теплоты от ТЭЦ характеризуется:
 1) регулированием расхода сетевой воды

- 2) регулированием температуры сетевой воды
- 3) регулированием температуры и расхода сетевой воды.

19. На КЭС внутристанционные потери пара и конденсата не должны превышать: 1) 1,0 % 2) 5 % 3) 10 %.

20. Для восполнения потерь пара и конденсата применяют:

- 1) химический способ подготовки воды
- 2) термический способ подготовки воды
- 3) ввиду малой величины потерь подготовку добавочной воды не производят.

6. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература

1. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Т. Тепловые и атомные электрические станции. Учебник для вузов. – М.: Изд-во МЭИ, 2000.

Дополнительная литература

1. Острейковский В.А. Эксплуатация атомных станций. Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 2000 г.
2. Тепловые и атомные электростанции. Справочник. / Под. общ. ред. А.В. Клименко. М.: Изд-во МЭИ, 2003.
3. Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции» 3-е издание. М. «Энергия» 1987 г. 447 стр.
4. Основы современной энергетики. Курс лекций. В 2-х т./ Под. ред. Е.В. Аметистова – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
5. Плетнев Г.П. Автоматизированные системы управления объектами тепловых электростанций. Учебник. – М.: Изд-во МЭИ, 1995.
6. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. – М: Издательство МЭИ, 1999.
7. Нs-диаграмма водяного пара.

Учебные пособия, методические указания и другие методические материалы

1. Методические указания по выполнению расчетно-пояснительной записки и графической части курсовой работы «Расчет годовых показателей и выбор оборудования ТЭЦ» Левшаков А.М., Блейхман А.С., Яшин А.И. Благовещенск, 1999.

Содержание

Аннотация	3
1. Цели и задачи дисциплины, ее связь с другими курсами специальности	4
2. Краткий конспект лекций	6
3. Практические занятия	
3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий	9
3.2. Перечень тем практических занятий (с указанием объема в часах)	10
3.3. План проведения практических занятий	10
4. Самостоятельная работа студентов	
4.1. Методические рекомендации по выполнению самостоятельной работы	11
4.2. График самостоятельной работы студентов	11
4.3. Методические указания по выполнению курсовой работы	12
4.4. Методические указания по выполнению курсового проекта	27
5. Материалы по контролю качества образования	
5.1. Методические указания по организации контроля знаний студентов	45
5.2. Критерии оценки знаний студентов	46
5.3. Фонды тестовых заданий	47
6. Список рекомендуемой литературы	53