

Министерство образования Российской Федерации

**Государственное образовательное учреждение высшего профессионального
образования**

Северо - Западный государственный заочный технический университет

Кафедра теплотехники и теплоэнергетики

ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Рабочая программа

Задание на контрольную работу

**Методические указания к выполнению контрольной
работы и практических занятий**

Задание на курсовой проект

Методические указания к выполнению курсового проекта

Факультет энергетический

Направление подготовки и специальность дипломированного специалиста:

650800 – «теплоэнергетика»

100500 – «тепловые электрические станции»

Направление подготовки бакалавра

550900 – «теплоэнергетика»

**Санкт-Петербург
2004**

Утверждено редакционно-издательским советом университета
УДК 621.311.22 (07)

Тепловые и атомные электростанции: Рабочая программа, задание на контрольную работу, методические указания к выполнению контрольной работы и практических занятий, задание на курсовой проект, методические указания к выполнению курсового проекта. – СПб: СЗТУ, 2004.- 48 с.

Рабочая программа разработана в соответствии с государственными образовательными стандартами высшего профессионального образования по направлению подготовки дипломированного специалиста 650800 – «Теплоэнергетика» (специальность 100500 – «Тепловые электрические станции») и направлению подготовки бакалавра 550900.

Дисциплина охватывает основные вопросы проектирования и эксплуатации тепловых и атомных электростанций, включающие типы электрических станций и их назначение, основные энергетические показатели электростанций, методы распределения регенеративных отборов и определения их параметров, методы расчета тепловых схем, методы расширения и модернизации ТЭС, выбор основного и вспомогательного оборудования, развернутые тепловые схемы, системы водоснабжения, типы компоновок ТЭС и АЭС, генплан и выбор площадок для электростанций, организацию эксплуатации.

Рассмотрено на заседании кафедры теплотехники и теплоэнергетики 13 ноября 2003 г., одобрено методическим советом энергетического факультета 21 января 2004 г.

Рецензенты: кафедра теплотехники и теплоэнергетики СЗТУ (зав. кафедрой З.Ф. Каримов, д-р, техн. наук, проф.); М.Е. Лебедев, канд.техн.наук, доц., вед. научн. сотр. ОАО НПО ЦКТИ.

Составитель Б.Л. Паскарь, канд.техн.наук, доц.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Целью изучения дисциплины является получение студентами специальности 100500 – «Тепловые электрические станции» устойчивых и детальных знаний по основам теории, проектированию и эксплуатации энергетических установок тепловых и атомных электростанций различного типа.

Задачей изучения дисциплины является также приобретение студентами твердых знаний, навыков и умений в различных отраслях, относящихся к эксплуатации электростанций, и применение их для расчета, проектирования и эксплуатации как отдельных энергетических систем, так и всего теплоэнергетического комплекса ТЭС и АЭС.

В результате изучения курса студенты должны усвоить и уметь применять на практике основные методы расчета, принципы проектирования, характеристики, конструкции и режимы работы энергетических установок; методы оптимального проектирования и расчета тепловых схем электростанций различных типов; особенности и принципы выбора площадок под электростанции и компоновки основного и вспомогательного оборудования; особенности и условия безаварийной эксплуатации электростанций при сведении до возможного минимума экологического ущерба.

Теоретическим фундаментом курса являются знания, полученные студентами при изучении общеобразовательных дисциплин: «Физика», «Химия» и «Высшая математика»; общетехнических дисциплин: «Гидрогазодинамика», «Термодинамика» и «Тепломассообмен», специальных дисциплин: «Котельные установки и парогенераторы», «Турбины ТЭС и АЭС», «Ядерные энергетические установки». Курс «Тепловые и атомные электростанции» изучается в течение двух семестров и является завершающей дисциплиной в подготовке студентов к дипломному проектированию.

1. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

1.1. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ ПО ГОС

СД03 Тепловые и атомные электростанции: типы электростанций, энергетические показатели конденсационных тепловых и атомных электрических станций (ТЭС и АЭС), парогазовых (ПГУ) и газотурбинных (ГТУ) установок ТЭС, энергетические показатели теплоэлектростанций с паровыми, газотурбинными и парогазовыми установками; начальные и конечные параметры пара, промежуточный перегрев и разделительное давление для АЭС; регенеративный подогрев питательной воды, балансы пара и воды и способы их восполнения; отпуск технологического пара на теплоэлектростанциях (ТЭЦ), отпуск теплоты на отопление; деаэрационные и питательные установки, энергетические характеристики оборудования ТЭС и АЭС; составление и методика расчета принципиальной тепловой схемы ТЭС; особенности расчета тепловых схем ТЭЦ, АЭС, ПГУ ТЭС; выбор основного и вспомогательного оборудования; полная развернутая тепловая схема и трубопроводы электростанций; компоновка главного корпуса электростанций; техническое водоснабжение; топливное и золовое хозяйство электростанций; выбор площадки и генеральный план электростанции; основные положения эксплуатации; перспективные типы электростанций.

1.2. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА (объем дисциплины 200 час.)

ВВЕДЕНИЕ

[1], с. 5...11

Энергетика и электрификация как отрасль промышленности, ее значение в развитии производительных сил. Роль плана ГОЭЛРО и пятилетних планов развития энергетики и топливно-энергетической базы России. Основные экономические показатели, расчетные затраты, сроки окупаемости строительства электростанций. Энергетические ресурсы. Графики нагрузок.

Задачи курса и связь со смежными дисциплинами.

Вопросы для самопроверки

1. Расскажите кратко о развитии российской энергетики (включая атомную) за последние 15 – 20 лет и о перспективах ее развития на ближайшее пятилетие.
2. Каковы основные направления развития конденсационных электростанций и теплоэлектростанций на органическом топливе и атомных электростанций?
3. В чем заключается сущность теплофикации?
4. Каковы основные технические и экономические требования, предъявляемые к тепловой и атомной электростанциям?

5. Каков состав мировых и отечественных энергоресурсов?
6. Графики нагрузок. Их характеристики и особенности.

1.2.1. ТИПЫ ТЭС И АЭС

[1], с. 11...14; [2], с. 5...20

Классификация тепловых электростанций по виду отпускаемой энергии, используемого топлива, типу основных турбин для привода электрогенераторов. Единичные мощности и параметры пара энергоблоков, работающих на органическом и ядерном топливе. Технологическая схема паротурбинной электростанции, работающей на органическом топливе. Паротурбинные схемы электростанций, работающих на ядерном топливе.

Классификация атомных электростанций по типу установленного реактора: одноконтурные, двухконтурные и трехконтурные. Атомные АТЭЦ и АСТ.

Типы электростанций, использующих нетрадиционные и возобновляемые источники энергии.

Вопросы для самопроверки

1. Дайте характеристику тепловым электростанциям
 - по виду отпускаемой энергии
 - по виду используемого топлива
 - по типу основных турбин для привода электрогенераторов.Укажите долю этих станций в общей выработке электроэнергии и покрываемую ими часть графика нагрузки.
2. Назовите единичные мощности, параметры пара, реакторов, парогенераторов и турбинного оборудования серийных и перспективных энергоблоков отечественных электростанций.
3. Назовите значения коэффициента полезного действия тепловых электростанций на органическом топливе, работающих на докритическом и сверхкритическом давлении, и атомных электростанций.
4. Охарактеризуйте типы применяемых реакторов и технологические схемы одно-, двух-, и трехконтурных атомных электростанций.
5. Опишите схемы отпуска тепловой энергии с атомных электростанций.
6. Перечислите и дайте характеристику электростанциям, работающим на нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии (гидроэлектростанции, ветровые, геотермальные, приливные электростанции и др.)

1.2.2. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ

[1], с. 140...174; [2], с. 173...181

Назначение и содержание принципиальных тепловых схем электростанций на органическом и ядерном топливе и принципиальных схем энергоблоков ТЭС и АЭС.

Условные обозначения оборудования и трубопроводов. Типовые схемы энергоустановок.

Вопросы для самопроверки

1. Охарактеризуйте состав и технологические связи оборудования конденсационного энергоблока.
2. Дайте характеристику основных параметров оборудования конденсационных энергоблоков.
3. Охарактеризуйте состав и технологические связи оборудования одно-, двух- и трехконтурных схем АЭС.
4. Дайте характеристику основных параметров оборудования схем АЭС.
5. Условные обозначения основного и вспомогательного оборудования, трубопроводов электростанций.

1.2.3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ОТБОРОВ

[1], с. 53...79; [2], с. 67...90

Влияние регенеративного подогрева на тепловую экономичность электростанций. Выбор числа ступеней подогрева питательной воды и типов подогревателей. Регенеративный подогрев в циклах с промежуточным перегревом. Определение оптимальной температуры питательной воды. Расчет регенеративных подогревателей.

Вопросы для самопроверки

1. Напишите и проанализируйте формулу для КПД регенеративного цикла Ренкина.
2. От каких факторов зависит выбор числа ступеней подогрева питательной воды?
3. По каким параметрам выбирается величина подогрева питательной воды в ступенях подогрева для циклов без промперегрева и с промперегревом?
4. От каких факторов зависит выбор оптимальной температуры питательной воды? Какой метод применяется для определения оптимальной температуры питательной воды?
5. Покажите схему подогрева питательной воды современного паротурбинного энергоблока и поясните методику ее расчета для определения расхода тепла.
6. Определение расходов пара для смешивающих и поверхностных регенеративных подогревателей.

1.2.4. РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ТЭС

[1], с. 140...174; [2], с. 200...220

Расчет ПТС включает:

- 1^{ый} этап – разработка принципиальной схемы ТЭС. Предварительно на основе исходных данных о характере и величинах энергонагрузок ТЭС определяют типы, число и единичные мощности турбогенераторов и паровых котлов, а также устанавливают наиболее представительные расчетные режимы для выбранной категории ТЭС;
- 2^{ой} этап – построение процесса расширения пара в проточных частях турбины в $h-s$ -диаграмме для номинального режима;
- 3^{ий} этап – составление уравнений материальных балансов потоков воды и пара на ТЭС;
- 4^{ый} этап – составление и решение уравнений материальных и тепловых балансов рабочих тел для различных участков схемы;
- 5^{ый} этап – определение технико-экономических показателей турбоустановки и ТЭС.

Вопросы для самопроверки

1. С какой целью необходимо построить графики тепловой нагрузки и температур сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха?
2. Какими основными положениями надо руководствоваться при выборе типа, единичной мощности и числа основных агрегатов ТЭС?
3. Какие основные вопросы решают при разработке принципиальной тепловой схемы ТЭС?
4. В чем особенность расчета ПТС АЭС на насыщенном паре?
5. Какова последовательность расчета ПТС и способы контроля точности расчетов?

1.2.5. МЕТОДЫ РАСШИРЕНИЯ ТЭС

[1], с. 46...49; [2], с. 61...64

Расширение действующей электростанции как способ одновременного решения задачи модернизации и улучшения ее общих энергетических показателей.

Виды расширения действующих электростанций: пристройка, т.е. установка новых конденсационных турбоагрегатов с более высокими начальными параметрами пара, и надстройка с установкой турбины более высоких (по сравнению с турбинами действующих электростанций) начальных параметров с противодавлением.

Энергетическая эффективность пристройки и надстройки.

Вопросы для самопроверки

1. Каковы значения относительного повышения КПД модернизированной электростанции методами пристройки и надстройки?
2. За счет каких факторов КПД модернизированной электростанции методом надстройки выше таковой с использованием метода пристройки?
3. Начертите принципиальные схемы электростанций, модернизированных указанными методами.

1.2.6. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

[1], с. 177...181; [2], с. 223...239

Выбор типа и мощности электростанции. Выбор основного котлотурбинного и паротурбинного оборудования электростанций. Выбор комплектующего (вспомогательного) оборудования: питательных, конденсационных и циркуляционных насосов, регенеративных подогревателей, деаэраторов, сетевых подогревателей и т.д.

Вопросы для самопроверки

1. Какие показатели являются основанием для выбора типа и мощности электростанции?
2. Какие существуют нормы и требования при выборе типа, производительности и параметров парогенераторов ГРЭС и ТЭЦ?
3. По каким показателям выбирается тип и единичная мощность турбогенератора ТЭЦ?
4. Какие схемы включения питательных насосов применяются на электростанциях? Какие недостатки и преимущества имеют схемы включения питательного насоса «на холодную воду» и на «горячую воду»?
5. Какие типы привода питательных насосов применяются, и от чего зависит выбор типа привода?
6. Чем определяется выбор напора и производительности конденсатных насосов? В каких случаях применяются схемы с одной ступенью конденсатных насосов, и в каких – с двумя ступенями насосов?
7. Как осуществляется выбор теплообменников?
8. Как осуществляется выбор пылеприготовительных установок?
9. Как осуществляется выбор ТДМ?
10. Как осуществляется выбор оборудования системы водоподготовки?

1.2.7. РАЗВЕРНУТЫЕ ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЭС И АЭС

[1], с. 187...206; [2], с. 240...260

Назначение, содержание и состав развернутой тепловой схемы электростанции и энергетического блока. Выбор и составление схемы стационарных трубопроводов блочных электростанций и ЭС с поперечными связями.

Выбор материала, количества ниток, диаметров и толщин стенок главных трубопроводов (свежего пара, промежуточного перегрева и питательной воды). Арматура стационарных трубопроводов и ее характеристики. Схемы восполнения потерь воды в цикле, обеспечения паром деаэраторов, эжекторов, концевых уплотнений турбин в пусковых режимах. Схемы включения обводных устройств БРОУ и РОУ.

Вопросы для самопроверки

1. Какие схемы главных паропроводов применяются для станций с поперечными связями и имеющих блочную структуру?
2. Какое оборудование и трубопроводы должна включать развернутая тепловая схема энергетического блока?
3. На какие категории подразделяются стационарные трубопроводы для пара и воды? Приведите их характеристики.
4. Назовите основные марки сталей, применяемых для стационарных трубопроводов при различных параметрах среды.
5. Приведите пример выбора диаметра и толщины стенки трубопровода свежего пара энергоблока сверхкритического давления.
6. Какие типы арматуры применяются на электростанциях? Приведите их основные характеристики.

1.2.8. ТИПЫ КОМПОНОВОК ТЭС И АЭС

[1], с. 208...224; [2], с. 295...311

Компоновка главного корпуса электростанций на органическом топливе. Варианты взаимного расположения помещений главного корпуса. Компонувочные решения и размещение оборудования в главном корпусе электростанций. Примеры компоновок главного корпуса с энергоблоками мощностью 500, 800 и 1200 МВт. Компоновка главного корпуса ТЭЦ. Компоновка главных корпусов АЭС с реакторами типа ВВЭР и РБМК.

Вопросы для самопроверки

1. Какие основные компоновочные решения по главному корпусу заложены в универсальном проекте ГРЭС?

2. На какие зоны обслуживания подразделяется главный корпус АЭС? Охарактеризуйте их с точки зрения режимов пребывания в них обслуживающего персонала.
3. Какие преимущества и недостатки имеет компоновка турбины поперек продольной оси машзала по сравнению с продольной?
4. Охарактеризуйте основные компоновочные решения машинных залов двухконтурных АЭС с реакторами типа ВВЭР и одноконтурных – с реакторами типа РБМК.

1.2.9. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

[1], с. 261...262; [2], с. 355...363

Выбор площадки электростанции. Вертикальная и горизонтальная планировки площадки, размещение зданий и сооружений на станциях различного типа, сжигающих органические виды топлива (твердое, жидкое, газообразное).

Генеральный план атомной электростанции.

Вопросы для самопроверки

1. Каким требованиям и нормам должна удовлетворять площадка, отводимая под строительство ГРЭС?
2. Поясните генеральный план типовой пылеугольной электростанции.
3. Каково отличие генерального плана газомазутной электростанции по сравнению с пылеугольной?
4. Особенности генплана ТЭС с «зубчатой» компоновкой главного корпуса.
5. Особенности генплана АЭС.

1.2.10. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

[1], с. 269...281; [2], с. 363...386

Организация эксплуатации. Пуск основного оборудования ТЭС и АЭС. Пусковые схемы блоков. Маневренность блочных электростанций. Останов агрегатов и блоков.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите наиболее важные из регулируемых величин при нормальном режиме эксплуатации электростанций.
2. Какие сроки проведения текущих и капитальных ремонтов на электростанции?
3. Какие основные мероприятия выполняет персонал при подготовке к пуску парового котла?

4. Как осуществляется пуск блоков?
5. Как выключаются из работы реакторы АЭС?
6. Какова последовательность пуска турбины?
7. Нормальный и аварийный остановы энергоблоков.

1.3. ТЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН ЛЕКЦИЙ

(для студентов очно - заочной формы обучения) (52 час.)

Дисциплина «Тепловые и атомные электростанции» является профилирующей для спец. 100500 – «Тепловые электрические станции» и изучается студентами после сдачи экзаменов по термодинамике, тепломассообмену, гидродинамике и газодинамике, теплотехническим измерениям и приборам, насосам, вентиляторам и компрессорам, ядерным реакторам и парогенераторам, теории горения, котлам, турбинным установкам и электрической части тепловых электростанций.

Учебным графиком предусмотрено 28 ч. лекций в девятом семестре. После выполнения практических занятий и контрольной работы студент допускается к сдаче экзамена. В десятом семестре предусмотрено 24 ч. лекций и выполнение курсового проекта, после защиты которого студент допускается к заключительному экзамену. Наиболее эффективным методом усвоения материала является последовательное изучение всех тем по рабочей программе, с составлением краткого конспекта и кратких ответов на вопросы.

<i>Темы лекций</i>	<i>Объем, часы</i>
Введение.	2
1. Типы ТЭС и АЭС. Энергетические показатели.	4
2. Принципиальные схемы.	4
3. Методы распределения регенеративных отборов.	10
4. Методы расчета тепловых схем ТЭС.	8
5. Методы расширения ТЭС.	4
6. Выбор оборудования.	4
7. Развернутые тепловые схемы ТЭС и АЭС и их элементы.	4
8. Типы компоновок ТЭС и АЭС.	4
9. Генеральный план электростанции.	4
10. Организация эксплуатации электростанций.	4

1.4. ПЕРЕЧЕНЬ ТЕМ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ (28 час.)

<i>Темы практических занятий</i>	<i>Объем, часы</i>
1.4.1. Экономическая эффективность и энергетические показатели конденсационной тепловой электростанции	4
1.4.2. Экономическая эффективность и энергетические показатели ТЭЦ	4
1.4.3. Составление ПТС ТЭЦ	4
1.4.4. Расчет ПТС ТЭЦ	4
1.4.5. Расчет характеристик низкопотенциального комплекса ЭС	4
1.4.6. Расчет главных трубопроводов ЭС	4
1.4.7. Расчет и выбор дымовых труб	4

2. БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основной:

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1987. – 327 с.
2. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 415 с.

Дополнительный:

3. Тепловые схемы ТЭС и АЭС. Моделирование и САПР. / Боровков В.М., Демидов О.И., Казаров С.А. и др. – СПб.: Энергоатомиздат СПб, 1995. – 390 с.
4. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1982 и 1984.
5. Оглоблин Г.А. Регенеративный подогрев питательной воды в паротурбинных установках тепловых электростанций. – Л.: СЗПИ, 1973.
6. Иванов В.А. Эксплуатация АЭС – СПб.: Энергоатомиздат СПб, 1994. – 384 с.
7. Купцов И.П., Иоффе Ю.Р. Проектирование и строительство тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 407 с.
8. Котельные и турбинные установки энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт / Под. ред. В.Е. Дорощука и В.Б. Рубина. – М.: Энергия, 1979. – 680 с.
9. Пискарев А.А. Выбор тепломеханического оборудования при проектировании тепловых электрических станций. – Л.: СЗПИ, 1977.
10. Пискарев А.А. Проектирование тепловых электрических станций. – Л.: СЗПИ, 1978.
11. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
12. РД Методические указания «Тепловой и гидравлический расчет теплообменного оборудования АЭС». – Л.: ЦКТИ, 1991.

13. Качан А.Д., Муковозчик Н.В. Техничко – экономические основы проектирования тепловых электрических станций. – М.: Высшая школа, 1983. – 160 с.
14. Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
15. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1989.
16. Никитина Н.К. Справочник по трубопроводам электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
17. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.
18. Паровые и газовые турбины: Учебник для вузов. / Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. – М.: МЭИ, 2001. – 352 с.
19. Рихтер Л.А., Елизаров Д.П., Лавыгин В.М. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 216 с.

3. ЗАДАНИЕ НА КОНТРОЛЬНУЮ РАБОТУ

Студенты выполняют одну контрольную работу, состоящую из трех задач.

Работа выполняется в отдельной тетради или на листах А1, сброшюрованных в папку. На обложке (титульном листе) указываются: название дисциплины, специальность, курс, фамилия и инициалы студента, шифр. Для каждой задачи записываются полностью условия и данные своего варианта. Требуемая точность расчетов – три значащие цифры. Исходные данные принимаются по последней или предпоследней цифре шифра (указывается в таблицах заданий).

Задача 1

Для конденсационного энергетического блока по данным, приведенным в табл. 1, определить:

1. Термический КПД энергоблока η_t .
2. Транспортный КПД $\eta_{тр}$.
3. Внутренний относительный КПД турбины η_{oi} .
4. Внутренний абсолютный КПД турбины η_i .
5. Абсолютный электрический КПД турбоустановки $\eta_{оэ}$.
6. Абсолютный электрический КПД энергоблока η_c .
7. Удельный расход теплоты на турбоустановку $q_{ту}$.
8. Удельный расход теплоты на станции q_c .
9. Удельный расход условного топлива b_y .

Необходимые для расчета дополнительные величины принять по данным учебных пособий или справочной литературе, рекомендуемой в рабочей программе.

Исходные данные для расчета экономичности конденсационного блока

Условия и показатели	Размерность	Варианты										Цифры шифра студента
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	
Электрическая мощность блока, N_3	МВт	210	160	200	310	300	505	810	1200	300	500	Последняя
Параметры пара за котлом: - давление p'_0 - температура, t'_0	МПа °C	14,0 545	14,0 545	14,0 545	25,5 545	25,5 545	25,5 545	25,5 545	25,5 545	25,5 545	25,5 545	Последняя Последняя
Параметры пара перед турбиной: - давление p_0 - температура, t_0	МПа °C	13,0 535	13,0 540	13,0 540	24,0 540	24,0 540	24,0 540	24,0 540	24,0 540	24,0 540	24,0 540	Последняя Последняя
Расход свежего пара, D_0	т/ч	565	436	560	890	865	1500	2400	3600	910	1540	Последняя
Промежуточный перегрев пара (расход в % от свежего), $\frac{D_{пп}}{D_0} \cdot 100$	%	88	90	88	82	83	84	82	83	84	84	Предпослед.
Параметры до промперегрева: - давление $p'_{пп}$ - температура, $t'_{пп}$	МПа °C	2,40 346	3,25 371	2,33 345	4,0 300	4,2 305	4,6 310	3,8 300	3,9 300	4,0 300	4,6 310	Последняя Последняя
Давление воды за питательным насосом, $p_{пн}$	МПа	20,0	18,0	18,0	34,0	34,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Последняя

Условия и показатели	Размерность	Варианты										Цифры шифра студента
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	
Параметры после промперегрева: - давление $p''_{пп}$ - температура, $t''_{пп}$	МПа °С	2,10 545	2,85 545	2,05 545	3,6 545	3,8 545	4,2 545	3,4 545	3,5 545	3,6 545	4,2 545	Последняя Последняя
Параметры отработавшего пара: - давление p_k - энтальпия, h_k	кПа кДж/кг	4,0 2450	3,5 2430	3,5 2440	3,8 2420	3,5 2410	3,5 2400	4,0 2420	3,5 2400	4,0 2420	5,0 2440	Предпослед. Предпослед.
Температура питательной воды: - за последним подогревателем высокого давления, $t'_{пв}$ - перед котлом, $t_{пв}$	°С °С	232 230	228 226	230 228	265 263	268 266	262 260	260 258	278 276	262 260	240 238	Последняя Последняя
Потери рабочей среды в цикле (в % от расхода пара на турбину), $\beta_{п} \cdot 100$	%	2,5	2,0	2,6	2,5	2,2	2,0	2,4	2,3	2,1	2,0	Предпослед.
КПД котлоагрегата, нетто, $\eta_{ка}$	%	87	88	90	89	91	89	88	87	90	91	Предпослед.
Электромеханический КПД генератора, $\eta_{эм}$	%	96	95	97	95	96	94	97	95	94	96	Предпослед.

Задача 2

По данным, приведенным в табл. 2, определить экономию топлива при комбинированной выработке на ТЭЦ электроэнергии и тепла по сравнению с отдельной выработкой тех же количеств электрической (на КЭС) и тепловой энергии (в котельной).

Установленную мощность ТЭЦ принять состоящей из четырех однотипных турбогенераторов, указанных в табл. 2. Мощность котельной принять равной суммарному отпуску тепла внешним тепловым потребителям на ТЭЦ, а выработку электроэнергии на КЭС – равной суммарной выработке электроэнергии на ТЭС. Экономичность выработки электроэнергии на КЭС принять по результатам расчетов в задаче 1.

Значения η_{oi} , $\eta_{тр}$ и $\eta_{эм}$, необходимые в расчетах, принять равными величинам, заданным и полученным в задаче 1. Значение энтальпии питательной воды принять для оптимальных параметров питательной воды [1].

Таблица 2

Исходные данные для решения задачи 2

Условия и показатели	Раз- мер- ность	Варианты										Цифры шифра студента
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	
Номинальная мощность турбины, N_3	МВт	25	25	50	100	100	60	80	175	50	60	Последняя
Параметры пара перед турбиной: - давление p_0 - температура, t_0	МПа	9,0	9,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	Последняя
	°С	535	535	550	550	550	550	550	550	550	550	Последняя
Конечное давление пара, p_k	кПа	3,5	5	5	5,4	3,0	5,0	5,5	4,5	6,0	5,0	Предпоследняя
Теплофикационный отбор: - давление, $p_{отб}$ - температура, $t_{отб}$ - расход, $D_{отб}$	МПа	0,12	0,12	0,10	0,12	0,10	0,12	0,08	0,10	0,11	0,10	Предпоследняя
	°С	104	104	100	104	100	104	98	100	102	100	Предпоследняя
	т/ч	90	80	160	280	290	180	200	400	165	175	Предпоследняя
Удельный расход пара при номинальной нагрузке и конденсационном режиме, d_k	$\frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	3,7	3,75	3,65	3,5	3,6	3,65	3,68	3,4	3,70	3,65	Последняя
Число часов использования электрической мощности, T_3	ч/год	6000	6300	6500	6700	7000	6400	6100	6800	6300	7000	Предпоследняя
Число часов максимального потребления теплоты, T_T	ч/год	1200	1400	1300	1500	1600	1700	1800	1400	1600	1200	Предпоследняя
КПД котельного агрегата, $\eta_{ка}$	%	90	91	88	89	87	86	88	91	90	87	Предпоследняя

Задача 3

Составить и рассчитать принципиальную тепловую схему ТЭЦ по данным, приведенным в табл. 3.

Требующиеся для расчета дополнительные величины принять по данным рекомендуемых выше учебных пособий или справочной литературе.

В расчете принять:

1. Типы котлов: энергетических – барабанные; пиковых – водогрейные.
2. Электромеханический КПД турбогенератора

$$\eta_{эм} = 0,97.$$

3. Тип деаэратора: повышенного давления $p_d=0,6$ МПа.
4. При выборе схемы использования тепла продувочной воды при двухступенчатой схеме сепарации принять: выпар из первой ступени направляется в деаэратор, из второй – поступает в ПНД – 2; тепло продувочной воды после сепараторов используется для подогрева химически обессоленной воды в поверхностном теплообменнике.
5. Конденсат пара, расходуемого на собственные нужды котельного и турбинного цехов, не теряется; энтальпию конденсата принять равной энтальпии питательной воды в деаэраторе.
6. Внутростанционные потери конденсата принять условно из деаэратора.
7. Коэффициент полезного действия деаэратора, регенеративных и сетевых подогревателей принять $\eta_p=0,98$.
8. Коэффициент полезного действия питательного насоса принять $\eta_n=0,81$.
9. Характеристику теплофикационных турбин принять по табл. 3.
10. Все регенеративные подогреватели принимаются со встроенными охладителями конденсата греющего пара. Переохлаждение конденсата принимается до значения энтальпии на 40 кДж/кг выше энтальпии питательной воды на входе в подогреватель.

Исходные данные для расчета тепловой схемы теплоэлектроцентрали

Условия и показатели	Размерность	Варианты										Цифры шифра студента
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	
Электрическая мощность ТЭЦ, N_e	МВт	25	25	50	100	25	25	60	60	50	175	Последняя
Тип турбоустановок	-	Т-25-90	Т-25-90	Т-50-130	Т-100-130	ПТ-25-90/10	ПТ-25-90/10	ПТ-60-90/13	ПТ-60-130/13	ПТ-50-130/7	Т-175/210-130	Последняя
Параметры перед турбиной: - давление p_o - температура, t_o	МПа °С	9,0 500	9,0 500	13,0 565	13,0 565	9,0 500	9,0 535	9,0 535	13,0 565	13,0 565	13,0 550	Последняя Последняя
Давление в конденсаторе, p_k	кПа	3,5	5	5	5,4	3,5	5	3	5	5,6	4	Предпоследняя
Внутренний относительный КПД по отсекам: ЧВД, $\eta_{oi}^{ЧВД}$	-	0,82	0,82	0,83	0,84	0,80	0,80	0,81	0,82	0,82	0,85	Последняя
ЧСД, $\eta_{oi}^{ЧСД}$	-	-	-	-	-	0,83	0,83	0,85	0,87	0,86	-	Последняя
ЧНД, $\eta_{oi}^{ЧНД}$	-	0,70	0,70	0,74	0,76	0,70	0,70	0,71	0,72	0,72	0,76	Последняя

Условия и показатели	Раз- мер- ность	Варианты										Цифры шифра студента	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0		
Коэффициент дросселирования пара в регулирующих клапанах:													
ЧВД, $\eta_{др}^{ЧВД}$	-	0,96	0,96	0,95	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,96	Последняя
ЧСД, $\eta_{др}^{ЧСД}$	-	-	-	-	-	0,86	0,87	0,86	0,88	0,87	-	-	Последняя
ЧНД, $\eta_{др}^{ЧНД}$	-	0,86	0,85	0,845	0,88	0,82	0,83	0,85	0,86	0,88	0,90	-	Последняя
Давление регулируемых отборов:													
- промышленного, $p_{пр}$	МПа	-	-	-	-	1,0	1,0	1,3	1,3	0,7	-	-	Последняя
- теплофикационного, $p_{от}$	МПа	0,12	0,12	0,10	0,8	0,12	0,12	0,12	0,10	0,08	0,09	-	Последняя
Отбор пара из промышленного отбора, $D_{пр}$	т/ч	-	-	-	-	72	70	140	115	118	-	-	Последняя
Возврат конденсата с производства, $\alpha_{вк}$	%	-	-	-	-	60	50	70	40	50	-	-	Последняя
Энтальпия конденсата, возвращаемого с производства, $h_{вк}$	кДж/кг	-	-	-	-	290	250	170	210	170	-	-	Последняя
Нагрузка теплофикационного отбора, $Q_{от}$	ГДж/ч	210	190	280	660	120	105	210	170	250	1250	-	Последняя
Температурный график сети, t_2/t_1	°С	150/ 70	140/ 65	150/ 70	145/ 67	130/ 60	150/ 70	120/ 55	130/ 60	150/ 70	140/ 65	-	Предпоследняя
Продувка котлов (в % от $D_{пк}$), $\alpha_{пр}$	%	1,5	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8	2,0	1,3	1,5	1,6	-	Предпоследняя
Количество ступеней сепаратора непрерывной продувки	-	1	2	2	2	1	1	2	2	1	2	-	Предпоследняя
Паровые собственные нужды котельного отделения (в % от $D_{пк}$), $\alpha_{сн}^{ка}$	%	1,25	1,30	1,20	1,10	1,20	1,20	1,25	1,30	1,1	1,15	-	Предпоследняя

Условия и показатели	Раз- мер- ность	Варианты										Цифры шифра студента
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	
Паровые собственные нужды тур- бинного отделения (в % от $D_{пк}$), $\alpha_{сн}^{мз}$	%	1,20	1,25	1,10	1,15	1,00	1,10	1,15	1,10	1,00	1,10	Предпоследняя
Внутростанционные потери конденсата (в % от $D_{пк}$), $\alpha_{ут}$	%	2,0	1,70	1,50	1,60	1,20	1,25	1,30	1,40	1,35	1,40	Предпоследняя
Температура химочищенной во- ды, $t_{хов}$	°С	30	28	28	28	35	32	30	35	30	30	Предпоследняя
Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях, $\Delta t_{эж}$	°С	3,0	4,0	3,5	2,5	3,0	3,3	3,5	3,2	3,0	3,5	Предпоследняя

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ И ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При выполнении всех задач контрольной работы и на практических занятиях перед тем, как приступить к решению поставленной задачи, необходимо составить принципиальную тепловую схему энергоблока или электростанции. Степень детализации ПТС определяется условиями задачи и должна им полностью соответствовать. В узловых точках ПТС должны быть указаны (в условных обозначениях) параметры и расходы воды и пара.

Следует построить $h - s$ – диаграмму процесса расширения пара в турбине, если это необходимо для решения задачи. На диаграмме должны быть показаны как реальные (действительные), так и идеальные (адиабатические) процессы расширения. Все характерные точки процесса расширения должны быть обозначены с указанием их необходимых для расчетов параметров.

Должен быть приведен перечень всех необходимых для расчетов параметров с указанием обозначения и размерности. Численные значения параметров должны иметь три значащие цифры и определяться по «Таблицам» [11] с применением при необходимости линейной интерполяции.

4.2. ЗАДАЧА 1. РАСЧЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Термический КПД η_t для цикла с промперегревом пара определяется по формуле

$$\eta_t = \frac{H_a^{\text{ЦВД}} + \alpha_{\text{пп}} \cdot H_a^{\text{ЦНД}}}{q_{\text{пв}} + q_{\text{пп,t}}}, \quad (4.1)$$

где $H_a^{\text{ЦВД}} = h_o - h'_{\text{пп,t}}$ - адиабатический теплоперепад в ЦВД, кДж/кг;

$H_a^{\text{ЦНД}} = h''_{\text{пп}} - h_{\text{k,t}}$ - адиабатический теплоперепад в ЦНД, кДж/кг;

$\alpha_{\text{пп}} = \frac{D_{\text{пп}}}{D_o}$ - доля расхода пара на промперегрев;

$q_{\text{пв}} = h_o - h_{\text{пв}}$ - удельное количество теплоты, подведенное в котле, кДж/кг;

$q_{\text{пп,t}} = \alpha_{\text{пп}} (h''_{\text{пп}} - h'_{\text{пп,t}})$ - удельное теоретическое количество теплоты, подведенной к пару в промперегревателе, кДж/кг.

В формуле (4.1) энтальпия h_o определяется по параметрам пара перед турбиной; $h_{\text{пв}}$ - по параметрам воды перед котлом; $h''_{\text{пп}}$ - по параметрам пара после

промперегрева; $h'_{\text{пп,t}}$ и $h_{\text{k,t}}$ - по параметрам, соответствующим окончанию процесса адиабатического расширения пара в ЦВД и ЦНД турбины соответственно.

Внутренний относительный КПД турбины

$$\eta_{oi} = \frac{H_i^{\text{ЦВД}} + \alpha_{\text{пп}} \cdot H_i^{\text{ЦНД}}}{H_a^{\text{ЦВД}} + \alpha_{\text{пп}} \cdot H_a^{\text{ЦНД}}}, \quad (4.2)$$

где $H_i^{\text{ЦВД}} = h_o - h'_{\text{пп}}$ - действительный теплоперепад в ЦВД, кДж/кг;

$H_i^{\text{ЦНД}} = h''_{\text{пп}} - h_k$ - действительный теплоперепад в ЦНД, кДж/кг.

В формуле (4.2) энтальпия $h'_{\text{пп}}$ определяется по параметрам пара перед промперегревателем, а h_k - по табл. 1.

Транспортный КПД

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{ка}}}, \quad (4.3)$$

где $Q_{\text{ту}} = D_o \cdot 10^3 [(h_o - h'_{\text{пп}}) + \alpha_{\text{пп}} (h''_{\text{пп}} - h_k) + (h_k - h'_{\text{пв}})]$ - расход тепла на турбоустановку, кДж/ч;

$Q_{\text{ка}} = D_o \cdot 10^3 [(1 + \beta_{\text{п}}) \cdot (h'_o - h_{\text{пв}}) + \alpha_{\text{пп}} (h''_{\text{пп}} - h'_{\text{пп}})]$ - тепловая нагрузка котлоагрегата, кДж/ч.

В формуле (4.3) энтальпия h'_o определяется по параметрам пара за котлом, $h_{\text{пв}}$ - по параметрам воды перед котлом, а $h'_{\text{пв}}$ - по параметрам воды за последним регенеративным подогревателем.

Расчет КПД η_i , $\eta_{o\text{э}}$ и η_c выполняется по формулам

$$\eta_i = \eta_{oi} \cdot \eta_t; \quad (4.4)$$

$$\eta_{o\text{э}} = \eta_{oi} \cdot \eta_{\text{эм}}; \quad (4.5)$$

$$\eta_c = \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{\text{эм}}. \quad (4.6)$$

Удельный расход теплоты на турбоустановку, кДж/(кВт·ч)

$$q_{\text{ту}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{N_3}, \quad (4.7)$$

а удельный расход теплоты на станции, кДж/(кВт·ч)

$$q_c = \frac{Q_{ка}}{\eta_{ка} \cdot N_э} \quad (4.8)$$

Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии, кг/(кВт·ч)

$$b_y = \frac{0,123}{\eta_c} \quad (4.9)$$

4.3. ЗАДАЧА 2. СОПОСТАВЛЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОЙ И РАЗДЕЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

1. Расход топлива при комбинированной выработке электроэнергии и тепла на ТЭЦ удобно определить по методу разделения расхода топлива для выработки электроэнергии и расхода для выработки отпускаемого тепла.

Количество электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении на ТЭЦ, кВт·ч/год

$$\mathcal{E}_T = \omega Q_T, \quad (4.10)$$

где Q_T – годовой отпуск тепла внешним потребителям, кДж/год;

$\omega = \frac{N_i \cdot \eta_{эм}}{3600(h_{отб} - h'_{отб})}$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом

потреблении, кВт·ч/кДж;

$N_i = h_o - h_{отб}$ – действительный теплоперепад от начального состояния до давления в отборе, кДж/кг;

$h_{отб}$ – энтальпия пара в регулируемом отборе турбины, кДж/кг;

$h'_{отб}$ – энтальпия конденсата греющего пара сетевых подогревателей (конденсата пара отбора), кДж/кг.

Годовой отпуск тепла внешним потребителям, кДж/год

$$Q_T = D_{отб} \cdot 10^3 \cdot T_T \cdot n(h_{отб} - h'_{отб}), \quad (4.11)$$

где $n=4$ – количество турбогенераторов на ТЭЦ.

Расход условного топлива на выработку электроэнергии на тепловом потреблении, т/год

$$B_{ТЭЦ}^{э.т.п.} = 0,123 \frac{\mathcal{E}_T \cdot 10^{-3}}{\eta_{ка} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{эм}} . \quad (4.12)$$

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии при комбинированной выработке электроэнергии и тепла на ТЭЦ, т/год

$$B_{ТЭЦ}^T = \frac{Q_T \cdot 10^{-3}}{\eta_{ка} \cdot \eta_{тр} \cdot Q_{н.у.}^P}, \quad (4.13)$$

где $Q_{н.у.}^P = 29308$ кДж/кг – теплотворная способность условного топлива.

Выработка электроэнергии по конденсационному циклу на ТЭЦ, кВт·ч/год

$$\mathcal{E}_{ТЭЦ}^k = \mathcal{E}_{год} - \mathcal{E}_T, \quad (4.14)$$

где $\mathcal{E}_{год} = N_э \cdot 10^3 \cdot n \cdot T_э$ - суммарная годовая выработка электроэнергии.

Расход условного топлива на выработку электроэнергии по конденсационному циклу на ТЭЦ

$$B_{ТЭЦ}^k = \frac{\mathcal{E}_{ТЭЦ}^k \cdot d_k (h_o - h_{пв}) \cdot 10^{-3}}{\eta_{ка} \cdot \eta_{тр} \cdot Q_{н.у.}^P}, \quad (4.15)$$

где d_k – удельный расход пара при конденсационном режиме турбины, кг/кВт·ч;

$h_{пв} - 1200$ кДж/кг – энтальпия питательной воды (принимаем).

Полный расход условного топлива на ТЭЦ, т/год

$$B_{ТЭЦ} = B_{ТЭЦ}^{э.т.п.} + B_{ТЭЦ}^T + B_{ТЭЦ}^k . \quad (4.16)$$

2. Расход условного топлива при раздельной выработке электроэнергии на КЭС и тепла в котельной.

Расход условного топлива на выработку электроэнергии на КЭС, т/год

$$B_{КЭС} = 0,123 \frac{\mathcal{E}_{год} \cdot 10^{-3}}{\eta_c} . \quad (4.17)$$

Расход условного топлива на выработку тепла в котельной, т/год

$$V_{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{T}} \cdot 10^{-3}}{\eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot Q_{\text{н.у.}}^{\text{р}}} \quad (4.18)$$

Полный расход условного топлива при отдельной выработке электроэнергии и тепла.

$$V_{\text{разд}} = V_{\text{КЭС}} + V_{\text{кот}} \quad (4.19)$$

3. Экономия условного топлива при комбинированной выработке электроэнергии и тепла на ТЭЦ по сравнению с отдельной выработкой

$$V_{\text{эк}} = V_{\text{разд}} - V_{\text{ТЭЦ}} \quad (4.20)$$

4.3. ЗАДАЧА 3. СОСТАВЛЕНИЕ И РАСЧЕТ ПТС ТЭЦ

По данным табл. 3 и [6] (табл. 9) составляется принципиальная тепловая схема станции и строится процесс расширения пара в турбине в диаграмме hs . На схеме наносятся обозначения, и составляется таблица величин основных параметров пара и конденсата, питательной воды и тепловых нагрузок.

Процесс расширения пара в турбине в диаграмме hs строится по заданным начальным и конечным параметрам пара, внутренним относительным КПД по отсекам с учетом дросселирования пара в регулирующих клапанах частей высокого, среднего и низкого давлений турбины. Все параметры для построения процесса расширения пара в диаграмме hs принимаются по данным табл. 3.

Ниже приводится рекомендуемая последовательность расчета ПТС теплоэлектростанции с турбоустановкой типа ПТ, имеющей два регулируемых отбора пара (промышленный и теплофикационный) и семиступенчатый регенеративный подогрев питательной воды (четыре ПНД и три ПВД). Деаэратор по греющему пару включен в отбор вышестоящего ПВД. Продувка из барабана котла осуществляется через две ступени сепараторов. Выпар из первой ступени сепаратора направляется в деаэратор с давлением 0,6 МПа, второй ступени – в ПНД – 2. Сепарат из второй ступени сепаратора поступает в водоводяной подогреватель и осуществляет подогрев воды, поступающей на химводоочистку.

1. Расчет расходов пара и воды

Расход пара на сетевой подогреватель

$$D_{\text{сп}} = \frac{Q_{\text{сп}}}{(h_{\text{от}} - h_{\text{др.от}}) \cdot \eta_{\text{п}}} \quad (4.21)$$

Здесь $h_{\text{от}}$ - энтальпия пара в отборе на сетевой подогреватель;

$h_{\text{др.от}}$ - энтальпия конденсата греющего пара в сетевом подогревателе (может быть принята равной энтальпии насыщенной воды);

$Q_{\text{сп}} = Q_{\text{от}} \frac{t_{\text{оп}} - t_1}{t_2 - t_1}$ - количество теплоты, вырабатываемое сетевым подогревателем,

где $t_{\text{сп}} = t_{\text{от}} - (3...5)^{\circ}\text{C}$ - температура сетевой воды на выходе из основного сетевого подогревателя;

t_1, t_2 - температура сетевой воды в тепловой сети (см. табл. 3);

$Q_{\text{от}}$ - нагрузка теплофикационного отбора (см. табл. 3).

Оставшееся количество теплоты ($Q_{\text{от}} - Q_{\text{сп}}$) вырабатывается пиковым водогрейным котлом.

Коэффициенты недовыработки мощности паром производственного и отопительного отборов соответственно

$$y_{\text{пр}} = \frac{H_i - H_{\text{пр}}}{H_i}; \quad (4.22)$$

$$y_{\text{от}} = \frac{H_i - H_{\text{от}}}{H_i}, \quad (4.23)$$

где H_i - использованный теплоперепад в турбине, равный

$$H_i = H_o^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} + H_o^{\text{ЦСД}} \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦСД}} + H_o^{\text{ЦНД}} \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦСД}}, \quad (4.24)$$

$H_{\text{пр}}$ - использованный теплоперепад в турбине до производственного отбора, равный

$$H_{\text{пр}} = H_o^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}};$$

$H_{\text{от}}$ - использованный теплоперепад в турбине до отопительного отбора, равный

$$H_{\text{от}} = H_o^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} + H_o^{\text{ЦСД}} \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦСД}};$$

$H_0^{ЦВД}, H_0^{ЦСД}, H_0^{ЦНД}$ - адиабатические располагаемые теплоперепады в ЦВД, ЦСД и ЦНД турбины соответственно.

Расход пара на турбину с учетом отборов пара на регенеративный подогрев питательной воды

$$D_T = \beta_p \left(\frac{3600N_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{пр}} \cdot D_{\text{пр}} + y_{\text{от}} \cdot D_{\text{сп}} \right). \quad (4.25)$$

Коэффициент регенерации β_p для теплофикационных турбин можно принять равным 1,12 - 1,15.

Расход пара нетто от энергетических котлов

$$D_{\text{ка}}^{\text{н}} = D_T + D_{\text{сн}}^{\text{мз}} = D_T \left(1 + \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{мз}}}{100} \right). \quad (4.26)$$

Паропроизводительность котлов брутто

$$D_{\text{ка}}^{\text{бр}} = \frac{D_{\text{ка}}^{\text{н}}}{1 - \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{ка}}}{100}}. \quad (4.27)$$

Расход пара на собственные нужды котельного цеха

$$D_{\text{сн}}^{\text{ка}} = D_{\text{ка}}^{\text{бр}} - D_{\text{ка}}^{\text{н}}. \quad (4.28)$$

Расход питательной воды с учетом продувки котлов

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{ка}}^{\text{бр}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_{\text{пр}}}{100} \right). \quad (4.29)$$

Расход продувочной воды

$$G_{\text{пр}} = G_{\text{пв}} - D_{\text{ка}}^{\text{бр}}. \quad (4.30)$$

2. Расчет сепараторов продувки

Материальный баланс первой ступени

$$G_{\text{пр}} = D_{\text{с},1} + G_{\text{пр},1} \quad (4.31)$$

Тепловой баланс первой ступени

$$G_{\text{пр}} \cdot h'_{\text{б}} = D_{\text{с},1} \cdot h''_{\text{с},1} + G_{\text{пр},1} \cdot h'_{\text{с},1} \quad (4.32)$$

где $D_{\text{с},1}$ - выпар из первой ступени, направляемый в деаэрактор;

$G_{\text{пр},1}$ - расход продувочной воды, направляемой из первой ступени во вторую;

$h'_{\text{б}}$ - энтальпия насыщенной воды в барабане котла;

$h''_{\text{с},1}, h'_{\text{с},1}$ - энтальпии сухого насыщенного пара и насыщенной воды при параметрах первой ступени сепараторов продувки.

Из совместного решения уравнений (4.31) и (4.32) получим

$$D_{\text{с},1} = \frac{h'_{\text{б}} - h'_{\text{с},1}}{h''_{\text{с},1} - h'_{\text{с},1}} \cdot G_{\text{пр}} \quad (4.33)$$

Из совместного решения аналогичных уравнений материального и теплового балансов для второй ступени сепараторов продувки получим расход выпара второй ступени:

$$D_{\text{с},2} = \frac{h'_{\text{с},1} - h'_{\text{с},2}}{h''_{\text{с},2} - h'_{\text{с},2}} \cdot G_{\text{пр},1} \quad (4.34)$$

Расход продувочной воды, поступающей в водоводяной подогреватель химводоочистки,

$$G_{\text{пр},2} = G_{\text{пр},1} - D_{\text{с},2} \quad (4.35)$$

Здесь $h''_{\text{с},2}$ и $h'_{\text{с},2}$ - энтальпии сухого насыщенного пара и насыщенной воды при параметрах второй ступени сепараторов продувки.

Расход химически очищенной воды, поступающей в деаэрактор,

$$G_{\text{хов}} = G_{\text{пот}} = G_{\text{пр,2}} + G_{\text{ут}} + D_{\text{сн}}^{\text{ка}} \quad (4.36)$$

Энтальпия химически очищенной воды после подогревателя непрерывной продувки (на входе в деаэратор) определяется из его теплового баланса:

$$h_{\text{хов}}^{\text{д}} = h_{\text{хов}} + \frac{G_{\text{пр,2}} (h'_{\text{с,2}} - h_{\text{хов}}^{\text{др}})}{G_{\text{хов}}}, \quad (4.37)$$

где $h_{\text{хов}}^{\text{др}}$ - энтальпия дренажа после подогревателя химочищенной воды, определяемая из условия, что $t_{\text{хов}}^{\text{др}} = t_{\text{хов}} + 10$.

3. Расчет регенеративных подогревателей

Расчет выполняется последовательно, начиная от подогревателя наиболее высокого давления (ПВД – 7).

Расход пара на ПВД – 7 определяется из его уравнения теплового баланса:

$$D_7 = \frac{G_{\text{пв}} (h_{\text{пв}} - h'_{\text{VI}})}{\eta_{\text{п}} (h_7 - h_{\text{др,7}})}, \quad (4.38)$$

где $h_{\text{пв}}$ - энтальпия питательной воды (параметры питательной воды принимаются по рекомендациям [1]);

h'_{VI} - энтальпия питательной воды после ПВД – 6;

h_7 и $h_{\text{др,7}}$ - энтальпии пара в отборе на ПВД – 7 и дренажа из ПВД – 7 соответственно.

Для определения величины h'_{VI} (так же, как и последующих) предварительно разбивается интервал подогрева питательной воды от деаэратора $t_{\text{д}}$ до $t_{\text{пв}}$ по закону арифметической прогрессии, т.е.

$$t_{\text{пв}} - t'_{\text{VI}} = t'_{\text{VI}} - t'_{\text{V}} = t'_{\text{V}} - t_{\text{д}} = \frac{t_{\text{пв}} - t_{\text{д}}}{3}. \quad (4.39)$$

Энтальпия дренажа $h_{\text{др,7}}$ (так же, как и для последующих подогревателей) определяется по температуре дренажа, принимаемой равной

$$t_{\text{др,7}} = t'_{\text{VI}} + 10. \quad (4.40)$$

Расход пара на ПВД – 6 определяется также из его уравнения теплового баланса с учетом слива в него дренажа из ПВД – 7:

$$D_6 = \frac{G_{пв} (h'_{VI} - h'_V) - D_7 (h_{др,7} - h_{др,6}) \cdot \eta_{п}}{\eta_{п} (h_6 - h_{др,6})}, \quad (4.41)$$

где h'_V - энтальпии питательной воды после ПВД – 5;

h_6 и $h_{др,6}$ - энтальпия пара в отборе на ПВД – 6 и дренажа из ПВД – 6 соответственно.

Расход пара на ПВД – 5 аналогично

$$D_5 = \frac{G_{пв} (h'_V - h_{пн}) - (D_7 + D_6) (h_{др,6} - h_{др,5}) \cdot \eta_{п}}{\eta_{п} (h_5 - h_{др,5})}, \quad (4.42)$$

где h_5 и $h_{др,5}$ - энтальпии пара в отборе на ПВД – 5 и дренажа из ПВД – 5 соответственно;

$h_{пн}$ - энтальпия питательной воды на входе ПВД – 5.

С учетом повышения энтальпии в питательном насосе

$$h_{пн} = h'_д + \Delta h_{пн},$$

$$\Delta h_{пн} = \frac{\Delta p_{пн} \cdot v_{ср}}{\eta_{н}},$$

где $h'_д$ - энтальпия воды в деаэраторе;

$\Delta p_{пн}$ - повышение давления в питательном насосе;

$v_{ср}$ - среднее значение удельного объема воды в питательном насосе.

После расчета системы регенеративного подогрева питательной воды составляем уравнения:

- материального баланса деаэратора Д

$$G_{пв} + G_{ут} = D_7 + D_6 + D_5 + G_{хов} + D_{сн}^{M3} + D_{с,1} + G_{вк} + G'_к + D_д; \quad (4.43)$$

- теплового баланса деаэратора

$$\begin{aligned} (G_{\text{пв}} + G_{\text{ут}}) \cdot h'_d = (D_7 + D_6 + D_5) \cdot h_{\text{др},5} + G_{\text{хов}} \cdot h_{\text{хов}}^d + \\ + D_{\text{сн}}^{\text{мз}} \cdot h'_d + D_{\text{с},1} \cdot h''_{\text{с},1} + G_{\text{вк}} \cdot h_{\text{вк}} + G'_k \cdot h'_{\text{IV}} + D_d \cdot h_d \cdot \eta_{\text{п}} \end{aligned} \quad (4.44)$$

Здесь D_d - расход пара на деаэратор;

h_d - энтальпия пара в отборе на деаэратор;

G'_k - расход основного конденсата турбоустановки (на входе в деаэратор);

h'_{IV} - энтальпия основного конденсата на вход в деаэратор (после ПНД – 4).

Для определения величины h'_{IV} задаемся недогревом конденсата до t_d , равным 15 – 20°C, т.е.

$$t'_{\text{IV}} = t_d - (15...20)^\circ\text{C}.$$

Из совместного решения уравнений (4.43) и (4.44) определяются неизвестные величины D_d и G'_k .

Расход пара на ПНД - 4

$$D_4 = \frac{G'_k (h'_{\text{IV}} - h'_{\text{III}})}{\eta_{\text{п}} (h_4 - h_{\text{др},4})}, \quad (4.45)$$

где h'_{III} - энтальпия основного конденсата после ПНД – 3;

h_4 и $h_{\text{др},4}$ - энтальпии пара в отборе на ПНД – 4 и дренажа из ПНД – 4 соответственно.

Расход пара на ПНД – 3

$$D_3 = \frac{G'_k (h'_{\text{III}} - h_{\text{см},1}) - D_4 (h_{\text{др},4} - h_{\text{др},3}) \cdot \eta_{\text{п}}}{\eta_{\text{п}} (h_3 - h_{\text{др},3})}, \quad (4.46)$$

где h_3 и $h_{\text{др},3}$ - энтальпии пара в отборе на ПНД – 3 и дренажа из ПНД – 3 соответственно;

$h_{\text{см},1}$ - энтальпия воды перед ПНД – 3, определяемая из уравнения смешения основного конденсата и конденсата греющего пара сетевого подогревателя,

$$h_{\text{см},1} = \frac{(G'_k - D_{\text{от}}) h'_{\text{II}} + D_{\text{сп}} \cdot h_{\text{др.от}}}{G'_k}. \quad (4.47)$$

Расход пара на ПНД – 2

$$D_2 = \frac{(G'_k - D_{сп})(h'_{II} - h_{см,2}) - \eta_g \cdot [D_{с,2}(h''_{с,2} - h_{др,2}) + (D_4 + D_3)(h_{др,3} - h_{др,2})]}{\eta_{п}(h_2 - h_{др,2})}, \quad (4.48)$$

где h_2 и $h_{др,2}$ - энтальпии пара в отборе на ПНД – 2 и дренажа из ПНД – 2 соответственно;

$h_{см,2}$ - энтальпия основного конденсата перед ПНД – 2.

Расход пара на ПНД – 1

$$D_1 = \frac{D_k(h'_I - h_k) - [(D_4 + D_3 + D_2 + D_{с,2})(h_{др,2} - h_{др,1})] \cdot \eta_{п}}{\eta_{п}(h_1 - h_{др,1})}, \quad (4.49)$$

где h_1 и $h_{др,1}$ - энтальпии пара в отборе на ПНД – 1 и дренажа из ПНД - 1 соответственно;

D_k - расход основного конденсата (на входе в ПНД -1), определяемый из уравнения материального баланса.

$$D_k = G'_k - (D_{сп} + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_{с,2}). \quad (4.50)$$

Для определения неизвестных величин D_2, D_1, D_k и $h_{см,2}$ при совместном решении уравнений (4.48), (4.49) и (4.50) необходимо привлечь уравнение смешения на входе в ПНД – 1 в виде

$$h_{см,2} = \frac{(D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_{с,2}) \cdot h_{др,1} + D_k \cdot h'_k}{D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_{с,2} + D_k}. \quad (4.51)$$

Проверка материального баланса турбоустановки

$$D'_T = D_7 + D_6 + D_5 + D_{д} + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_k + D_{сп} + D_{пр}. \quad (4.52)$$

Полученное значение сопоставляется с принятым ранее значением D_T и определяется разбаланс решения:

$$\Delta D'_T = \frac{|D'_T - D_T|}{D_T} \cdot 100\% . \quad (4.53)$$

Определяется электрическая мощность турбины:

$$N'_э = \left[\left(\sum_{j=1}^{j=7} H_{отб,j} \cdot D_{отб,j} \right) + D_k \cdot H_k \right] \cdot \eta_{эм} , \quad (4.54)$$

где $H_{отб,j} = h_o - h_j$ - действительный теплоперепад до j - го отбора пара (в число j входят отборы на деаэратор, промышленный и отопительный отборы);

$H_k = h_o - h_k$ - полный действительный теплоперепад конденсационного потока пара.

Уточняется расход пара на турбину

$$\Delta D_T = \beta_p \frac{3600 \Delta N_э}{H_k \cdot \eta_{эм}} , \quad (4.55)$$

где $\Delta N_э = N'_э - N_э$, причем ΔD_T и $\Delta N_э$ могут иметь как положительное так и отрицательное значение.

Уточненные значения расхода пара на турбину

$$D''_T = D_T + \Delta D_T \quad (4.56)$$

и коэффициента регенерации

$$\beta''_p = \frac{D''_T}{\frac{3600 N'_э}{H_k \cdot \eta_{эм}} + y_{пр} \cdot D_{пр} + y_{от} \cdot D_{сп}} . \quad (4.57)$$

Расход условного топлива на ТЭЦ

$$B_y = \frac{D_{ка}^{бр} (h_o - h_{пв})}{Q_{ну}^p \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{тр}} , \quad (4.58)$$

где $\eta_{тр}$ - принимается по результатам решения задачи 1.

$$\eta_{\text{э}} = \frac{3600 \cdot N_{\text{э}}}{D_{\text{ка}}^{\text{бр}} (h_{\text{о}} - h_{\text{пв}}) - \left(Q_{\text{пр}} + \frac{Q_{\text{сп}}}{\eta_{\text{п}}} \right)}. \quad (4.59)$$

5. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

По исходным данным, приведенным в табл. 4, разработать развернутую (полную) тепловую схему энергоблока и выполнить ее на формате А4; выполнить описание тепловой схемы с приведением необходимых для дальнейших расчетов исходных данных; выполнить расчет и выбор главных стационарных трубопроводов, технико-экономические расчеты по определению параметров низкопотенциального комплекса электростанции, расчет и выбор дымовых труб.

Исходные данные для курсового проекта

Наименование	Раз- мер- ность	Варианты										Цифры шифра студента
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	
Мощность элек- тростанции, $N_{эс}$	МВт	1200	1600	1200	1800	2400	2000	3000	4000	4800	6400	Последняя
Количество энер- гоблоков, n	Шт.	6	8	4	6	8	4	6	8	6	8	Последняя
Мощность энергоблока, $N_{эб}$	МВт	200	200	300	300	300	500	500	500	800	800	Последняя
Тип котлов	-	барабанный			прямоточный			прямоточный				Последняя
Главные стационарные трубопроводы: - свежего пара:												
длина	м	90	100	110	120	100	110	120	130	110	120	Последняя
гибы 90 - градусные	Шт.	7	8	6	8	6	8	5	6	4	5	Предпоследняя
гибы 60 – градусные; - промперегрева, «холод- ные» и «горячие»:	Шт.	3	2	3	4	4	2	3	2	2	4	Предпоследняя
длина	м	100	90	100	110	90	110	120	120	110	110	Последняя
гибы 90 - градусные	Шт.	4	5	6	8	5	10	6	4	3	4	Предпоследняя
гибы 60 – градусные; - питательной воды:	Шт.	2	2	4	4	4	4	2	6	5	4	Предпоследняя
длина	м	100	110	120	110	120	120	130	130	130	120	Последняя
гибы 60 – градусные	Шт.	4	3	4	4	2	5	4	2	4	2	Предпоследняя
гибы 90 – градусные	Шт.	5	6	6	4	8	7	8	6	7	6	Предпоследняя

Наименование	Размерность	Варианты										Цифры шифра студента
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	
Среднегодовая температура охлаждающей воды, $t_{в1}$	°С	15	18	17	19	16	20	19	18	20	14	Последняя
Удельная стоимость 1 м ² поверхности теплообмена конденсатора, C_k	руб./м ²	15	20	22	22	25	23	23	20	21	22	Предпоследняя
Стоимость единицы расхода циркуляционной воды, $C_{ц} \cdot 10^{-3}$	руб./м ³ /с	22	40	30	35	40	80	90	100	80	80	Предпоследняя
Удельные замыкающие затраты на выработку электроэнергии, Z_3	руб./кВт·ч	0,012	0,013	0,0125	0,0135	0,012	0,0116	0,0106	0,011	0,009	0,01	Последняя
Число часов работы энергоблоков на нагрузках: - $N_1=0,5 N_{эб}^{ном}, \tau_1$ - $N_2=0,7 N_{эб}^{ном}, \tau_2$ - $N_3=1,0 N_{эб}^{ном}, \tau_3$	ч/год	1000	1500	300	1200	1600	1000	800	900	1100	1900	Последняя
	ч/год	1086	1000	1500	1000	1400	1400	2000	1800	2000	1500	Последняя
	ч/год	5000	4328	5473	5600	4595	5281	4934	5586	4732	4265	Последняя
Вид топлива, месторождение	-	Донецкий		Печорский		Кузнецкий		Экибастузский		Канско - Ачинский		Последняя
Марка, класс	-	А	Г	Ж	Д	Д	Г	СС	СС	Б2Р	Б2Р	Последняя

Наименование	Раз- мер- ность	Варианты										Цифры шифра студента
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	
Коэффициент из- бытка воздуха: - перед дутьевым вентилятором, α_B - перед дымосо- сом, α_D	-	1,4	1,5	1,55	1,35	1,4	1,45	1,5	1,4	1,5	1,55	Предпоследняя Предпоследняя
	-	1,45	1,55	1,6	1,4	1,45	1,5	1,55	1,45	1,55	1,6	
Температура газов перед дымососом, t_D	°C	140	145	150	155	160	150	145	150	160	150	Предпоследняя

6. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Целью курсового проекта является систематизация, закрепление и расширение знаний по основным специальным курсам и применение их при решении технических и экономических задач в теплоэнергетике, приобретение навыков самостоятельной творческой работы, использования справочных и нормативных материалов, периодической и учебной литературы, подготовка студента к дипломному проектированию.

Варианты исходных данных для курсового проектирования приведены в табл. 4.

6.1. ВВЕДЕНИЕ

В объем курсового проекта входит решение следующих задач:

1. Составление развернутой тепловой схемы энергоблока и спецификации оборудования.
2. Расчет главных станционных трубопроводов: свежего пара, питательной воды и промежуточного перегрева (для холодных и горячих трубопроводов), в результате чего выбрать материалы и типоразмеры применяемых труб, определить потери давления в трубопроводах.
3. Выбор расчетного конечного давления и характеристик конденсационного устройства турбин.
4. Расчет и выбор количества и конструкции дымовых труб.

6.2. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

6.2.1. РАСЧЕТ ГЛАВНЫХ СТАНЦИОННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

После завершения работы по составлению развернутой тепловой схемы энергоблока возникает возможность рассчитать основные станционные трубопроводы на пропускную способность, выбрать их типоразмеры и материал труб, а также определить потери давления при заданном расходе среды. Все расчеты выполнить для номинальной нагрузки блока.

Работу следует проводить в следующей последовательности.

1. Предварительно определяют технически допустимую и экономически оправданную скорость среды в трубопроводе по рекомендациям нормативных документов таких, как [1], с. 199.
2. Затем по рекомендациям тех же источников определяют внутренний диаметр трубопровода.
3. По полученному значению внутреннего диаметра и параметрам среды из справочной литературы, например [8] или [13], подбирают ближайший типоразмер труб по действующему сортаменту.

4. Производят проверку скорости среды в выбранном трубопроводе, т.е. при новом значении внутреннего диаметра (оно может отличаться от расчетного). Если скорость среды окажется в пределах нормативных рекомендаций, то выбор типоразмера трубы сделан верно, если нет, то – либо подбирают по сортаменту другой трубопровод, если опять неуспешно, выполняют расчеты заново с возможным изменением количества «ниток» трубопроводов этого назначения.

5. Выполняют расчет потерь давления в трубопроводе. Здесь необходимо учесть все местные сопротивления, часть которых задана в таблице, а количество запорной и регуливающей арматуры, тройников и переходов определяют из развернутой тепловой схемы энергоблока. Методика расчета приведена в [16].

6. На основании полученных результатов необходимо сделать выводы и составить таблицу главных трубопроводов.

6.2.2. ВЫБОР РАСЧЕТНОГО КОНЕЧНОГО ДАВЛЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИК КОНДЕНСАЦИОННОГО УСТРОЙСТВА ТУРБИН

Перед началом работы желательно повторить материал раздела «Техническое водоснабжение» из курса «Тепловые и атомные электрические станции» [1], с. 231...243; и параграф «Вакуум» [1], 52...53.

Методика выполнения расчетов подробно изложена в [10], с. 72...90.

Важнейшими параметрами конденсационной установки турбины (КУТ) являются давление в конденсаторе p_k (или кратность охлаждения m), охлаждающая поверхность конденсатора F_k , скорость охлаждающей воды W_v .

Для заданных энергоблоков давление в конденсаторе определяет экономичность цикла, КПД части низкого давления турбины, стоимость системы технического водоснабжения.

Величина поверхности конденсатора (или удельная паровая нагрузка d_k) связана с температурным напором в конденсаторе и влияет на экономичность блока.

От скорости охлаждающей воды в трубках конденсатора зависят затраты на ее перекачку, стоимость циркуляционных водоводов.

Кроме того, она определяет коэффициент теплопередачи в конденсаторе k . Все основные параметры КУТ взаимосвязаны. Оптимальная величина их зависит от ряда факторов: стоимости топлива или величины замыкающих затрат на производство электроэнергии в системе; режима работы турбин или от числа часов использования установленной мощности $T_{уст}$, технико – экономических характеристик системы водоснабжения, т.е. от вида системы технического водоснабжения и стоимости дополнительного расхода охлаждающей воды; стоимости поверхности конденсатора; климатических (температура охлаждающей воды $t_{в1}$) и других факторов.

Общим критерием выбора любого из параметров КУТ является минимум приведенных затрат:

$$Z_{\text{расч}} = И + (E_n + p_a)K_{\text{пер}}, \quad (6.1)$$

где И – эксплуатационные издержки;
 $K_{\text{пер}}$ – переменная часть капиталовложений.

Оптимальная величина любого оптимизируемого параметра j_i определяется из выражения

$$\frac{\partial Z_{\text{расч}}}{\partial j_i} = (E_n + p_a) \frac{\partial K_{\text{пер}}}{\partial j_i} + Z_3 \tau \frac{\partial N}{\partial j_i} = 0, \quad (6.2)$$

при условии, что

$$\frac{\partial^2 Z_{\text{расч}}}{\partial j_i^2} \geq 0,$$

здесь E_n , p_a – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений и коэффициент амортизационных отчислений;

Z_3 – замыкающие затраты на производство электроэнергии в системе;

τ , ∂N – длительность работы установки в течение года и изменение ее мощности.

Расчет может производиться в следующей последовательности:

1. Определяется скорость охлаждающей воды в трубах поверхности нагрева конденсатора:

$$W_{\text{в}}^{\text{ОПТ}} = \sqrt{\frac{\chi}{3-\chi} \cdot \frac{193(p_{\text{ак}} + E_n)C_{\text{к}}}{Z_3 \cdot T_{\text{уст}}}}, \quad (6.3)$$

где $\chi = 0,12 \cdot \beta_3 \cdot (1 + 0,15 \cdot t_{\text{в1}})$ – показатель степени в уравнении, определяющем зависимость коэффициента теплопередачи в конденсаторе от скорости охлаждающей воды (для мощных блоков $\chi = 0,5$);

$t_{\text{в1}}$ – температура воды на входе в конденсатор, °С;

β_3 – коэффициент загрязнения конденсатора, для чистой воды и проточного водоснабжения $\beta_3 = 0,8 \dots 0,85$, для оборотного водоснабжения при достаточной продувке системы или химической обработке воды $\beta_3 = 0,75 \dots 0,8$, для грязной воды при возможном образовании минеральных или биологических отложений $\beta_3 = 0,65 \dots 0,75$;

$C_{\text{к}}$ – удельная стоимость 1 м² поверхности теплообмена конденсатора, зависит от материала трубок конденсатора и составляет в среднем 15...25 руб./м² (задана в табл. 4);

Z_3 – удельные замыкающие затраты на выработку электроэнергии в энергосистеме, руб./кВт·ч (задано в таблице);

$$E_H = 0,15;$$

$$p_{ак} = 0,075;$$

$T_{уст}$ – рассчитывается на основании заданных в таблице значений часов использования различной мощности:

$$T_{уст} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \tau_i}{N_{ном}}. \quad (6.4)$$

2. Оценивается значение среднего коэффициента теплопередачи в конденсаторе при оптимальной скорости охлаждающей воды $W_B^{ОПТ}$. Значение коэффициента теплопередачи в конденсаторе зависит от многих факторов и приближенно может быть определено по формуле Л.Д. Бермана, Вт/(м²·К):

$$K_{опт} = 4073,6 \cdot \beta_3 \left(1,1 \frac{W_B^{ОПТ}}{\sqrt[4]{d_1}} \right)^x \cdot \left[1 - \frac{0,42 \sqrt{\beta_3}}{1000} (35 - t_{в1})^2 \right] \cdot \Phi_z \cdot \Phi_d, \quad (6.5)$$

где d_1 – внутренний диаметр трубок конденсатора, мм;

Φ_z – коэффициент, учитывающий влияние числа ходов воды в конденсаторе. Он может быть найден из выражения

$$\Phi_z = 1 + \frac{z-2}{10} \left(1 - \frac{t_{в1}}{35} \right), \quad (6.6)$$

где z – число ходов воды (принимается в соответствии с рекомендациями [1]);

Φ_d – коэффициент, учитывающий влияние паровой нагрузки конденсатора. Для вновь проектируемых турбин обычно $\Phi_d = 1$.

3. Вычисляется безразмерный технико – экономический комплекс:

$$T_G = \frac{10^3 (E_H + p_{ак}) C_k \left(1 + \frac{\chi}{3 - \chi} \right)}{K_{опт} (E_H + p_{ак}) \frac{C_{ц}}{3600} + 0,00032 \cdot Z_3 \cdot T_{уст} \cdot \Delta p_k}, \quad (6.7)$$

где p_{acc} – средняя норма амортизационных отчислений по системе водоснабжения станции, равная около 0,05;

$C_{ц}$ – стоимость единицы расхода охлаждающей воды, изменяющаяся в пределах 22...180 тыс. руб.·с/м³, зависит от особенностей гидротехнических сооружений ТЭС (задана в таблице);

Δp_k – гидравлическое сопротивление конденсатора, кПа, принимается по [8] или другой справочной литературе. Значение Δp_k обычно изменяется в пределах 27...40 кПа.

4. При найденном значении T_G определяется величина технико – экономического комплекса $Y_{опт}$, зависящего от тепловой нагрузки конденсатора, расхода циркуляционной воды, нагрева воды в конденсаторе и т.д. Эту зависимость можно аппроксимировать выражением

$$Y_{опт} = \sqrt[4]{\frac{1}{4,8T_G}}. \quad (6.8)$$

5. Определяется значение технико – экономического комплекса K_t , зависящего от оптимального нагрева охлаждающей воды, изменения мощности турбины, скорости охлаждающей воды и т.д.:

$$K_t = \frac{(E_H + p_{ак})C_k \left(1 + \frac{\chi}{3 - \chi}\right)}{K_{опт} \cdot 3_э \cdot T_{уст} \cdot N_{то} / Q_{ко}}, \quad (6.9)$$

где $N_{то}$, $Q_{ко}$ – номинальная мощность турбины и соответствующая ей величина тепловой нагрузки конденсатора, кВт:

$$Q_{ко} = G_{ко} (h_k - h'_k), \quad (6.10)$$

где $G_{ко}$ – расход пара в конденсатор при номинальной нагрузке турбины, кг/с;
 h_k , h'_k - энтальпии отработавшего пара и энтальпия конденсата в конденсаторе, кДж/кг.

6. Определяется значение комплекса

$$A_{\omega} = \frac{K_t}{1 - Y_{опт}}, \quad (6.11)$$

связанного с оптимальной температурой конденсации пара.

7. По полученному значению A_ω определяется оптимальное значение разности между температурой конденсации пара и температурой охлаждающей воды, °C:

$$\Delta t_{\text{опт}} = t_{\text{к}}^{\text{опт}} - t_{\text{в1}} = \sqrt{\frac{400 \cdot A_\omega}{3}} - 0,68 \cdot t_{\text{в1}} + 16,8 \quad (6.12)$$

8. По величине $t_{\text{к}}^{\text{опт}} = t_{\text{в1}} + \Delta t_{\text{опт}}$ с помощью таблиц [11] параметров насыщения пара и воды находят расчетное оптимальное значение давления в конденсаторе $p_{\text{к}}^{\text{опт}}$, МПа.

9. Определяется оптимальный нагрев охлаждающей воды, °C:

$$\Delta t_{\text{в}}^{\text{опт}} = Y_{\text{опт}} (t_{\text{к}}^{\text{опт}} - t_{\text{в1}}) \quad (6.13)$$

и оптимальная кратность охлаждения

$$m_{\text{опт}} = \frac{h_{\text{к}} - h'_{\text{к}}}{4,187 \cdot \Delta t_{\text{в}}^{\text{опт}}} \quad (6.14)$$

10. Затем находят номинальный расход охлаждающей воды, кг/с:

$$G_{\text{в}}^{\text{ном}} = G_{\text{ко}} \cdot m_{\text{опт}} \quad (6.15)$$

11. Наконец, можно определить оптимальную поверхность теплообмена конденсатора, $F_{\text{к}}^{\text{опт}}$, м² и оптимальное значение паровой нагрузки $d_{\text{к}}^{\text{опт}}$, кг/(с·м²):

$$F_{\text{к}}^{\text{опт}} = \frac{G_{\text{ко}} (h_{\text{к}} - h'_{\text{к}})}{K_{\text{опт}} \cdot \Delta t_{\text{ср}}}, \quad (6.16)$$

$$d_{\text{к}}^{\text{опт}} = \frac{G_{\text{ко}}}{F_{\text{к}}^{\text{опт}}}, \quad (6.17)$$

где $\Delta t_{\text{ср}}$ - среднелогарифмическая разность температур между паром и водой, °C

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_B^{opt}}{\ln \frac{\Delta t_B^{opt} + \delta t}{\delta t}},$$

где $\delta t = t_K^{opt} - \Delta t_B^{opt} - t_{Bl}^{opt}$.

6.2.3. ВЫБОР ДЫМОВЫХ ТРУБ

Этот раздел выполняется в соответствии с рекомендациями [1], с. 250...252, 259...260. При выборе количества дымовых труб необходимо учитывать, что одна труба устанавливается на 2...4 энергоблока. Начальную фоновую концентрацию загрязнения атмосферного воздуха не учитывать.

6.3. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Развернутая тепловая схема энергоблока выполняется в карандаше на листе чертежной бумаги формата А4. Перечень элементов схемы (спецификацию) помещают над основной надписью чертежа. Расстояние между перечнем элементов и основной надписью должно быть не менее 12 мм. Продолжение перечня элементов помещают слева от основной надписи, повторяя головку таблицы.

При выполнении линий связи обратить внимание на их толщину. Паропроводы и трубопроводы с газоздушной смесью нужно изображать линиями толщиной ~ 1 мм, трубопроводы питательной воды и конденсата – толщиной ~ 0,3 мм.

При размещении основных элементов схемы на чертеже следует придерживаться рекомендаций, предлагаемых в учебной литературе [1], с. 187...794.

На схеме должно быть показано все рабочее, резервное и ремонтное тепломеханическое оборудование с запорной, регулирующей и предохранительной арматурой на подводящих и отводящих трубопроводах. Дренажные трубопроводы на схеме показывать не обязательно.

При выполнении схемы обязательно использование условных обозначений элементов по следующим государственным стандартам.

ГОСТ 21.403-80. Обозначения условные графические в схемах. Оборудование энергетическое.

ГОСТ 2.780-68. Обозначения условные графические. Элементы гидравлических и пневматических сетей.

ГОСТ 2.782-68. Обозначения условные графические. Насосы и двигатели гидравлические и пневматические.

ГОСТ 2.784-70. Обозначения условные графические. Элементы трубопроводов.

ГОСТ 2.785-70. Обозначения условные графические. Арматура трубопроводная.

ГОСТ 2.721-74. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения.

6.4. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Пояснительная записка включает все расчеты, выполненные по рекомендациям раздела 6.2 настоящих указаний и описание развернутой тепловой схемы энергоблока. Приводятся основные принципы построения схемы (моно – блок или дубль – блок) и характеристика оборудования, не вошедшего в спецификацию, приведенную на чертеже. Обосновывается выбор количества трубопроводов свежего пара, промежуточного перегрева и питательной воды. Поясняется назначение устанавливаемых обратных, регулирующих и предохранительных клапанов. Описывается принцип управления расходом питательной воды, регулирования уровня в деаэраторе, в конденсаторах турбины и регенеративных подогревателях.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
1. Содержание дисциплины	4
1.1. Содержание дисциплины по ГОС	4
1.2. Рабочая программа	4
Введение	4
1.2.1. Типы ТЭС и АЭС	5
1.2.2. Принципиальные схемы	6
1.2.3. Распределение регенеративных отборов	6
1.2.4. Расчет тепловых схем ТЭС	7
1.2.5. Методы расширения ТЭС	7
1.2.6. Выбор оборудования электростанций	8
1.2.7. Развернутые тепловые схемы ТЭС и АЭС	9
1.2.8. Типы компоновок ТЭС и АЭС	9
1.2.9. Генеральный план электростанции	10
1.2.10. Организация эксплуатации электростанций	10
1.3. Тематический план лекций	11
1.4. Перечень тем практических занятий	12
2. Библиографический список	12
3. Задание на контрольную работу	13
4. Методические указания к выполнению контрольной работы и практических занятий	22
5. Задание на курсовое проектирование	35
6. Методические указания к выполнению курсового проекта	39
6.1. Введение	39
6.2. Расчетная часть	39
6.3. Графическая часть	45
6.4. Пояснительная записка	46

Редактор И.Н. Садчикова

Сводный темплан 2004 г.

Лицензия ЛР № 020308 от 14.02.1997г.

Санитарно – эпидемиологическое заключение № 78.01.07.953.П.005641.11.03 от
2003 г.

Подписано в печать

Формат 60x84 1/16

Б.кн.-журн. П.л. 3,5

Б.л 1,75

РТП РИО СЗТУ

Тираж 250

Заказ

Северо-Западный государственный заочный технический университет

РИО СЗТУ, член Издательско-полиграфической ассоциации вузов
Санкт-Петербург

191186, Санкт-Петербург, ул. Миллионная, 5