

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Электронного обучения
Специальность: 140101 Тепловые электрические станции
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Проект теплоэлектроцентрали мощностью 180 МВт.

УДК 697.34.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6302	Михай Петр Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры АТЭС	С.А. Шевелев	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	А.А. Фигурко	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	А.А. Сечин	к.т.н.		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель ка- федры автоматизации теплоэнергетических процессов	Ю.К. Атрошенко	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель ка- федры атомных и теп- ловых электростанций	М.А.Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Специальность подготовки **140101 Тепловые электрические станции**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-6302	Михай Петру Олеговичу

Тема работы:

Проект теплоэлектростанции мощностью 180 МВт.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25 мая 2016 года
--	-------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы преддипломной практики. Электрическая мощность станции 180 МВт. Тепловая нагрузка 420 МВт, температурный график 150/70 °С. Топливо – каменный уголь кузнецкого бассейна, резервное - мазут. Техническое водоснабжение – обратное с градирнями.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов,</i>	<ol style="list-style-type: none">1. Введение.2. Обоснование строительства станции и выбор агрегатов.3. Выбор и расчет тепловой схемы энергоблока.4. Укрупненный (сокращенный) расчет котла.5. Выбор вспомогательного тепломеханического оборудования.6. Выбор и расчет топливного хозяйства и топливоприготовления.

<i>подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<ol style="list-style-type: none"> 7. Расчет системы технического водоснабжения. 8. Выбор и расчет водоподготовительных установок. 9. Выбор и описание компоновки главного корпуса. 10. Выбор и описание генерального плана. 11. Техничко-экономические показатели станции. 12. Поверочный расчет деаэратора питательной воды. 13. Социальная ответственность. 14. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 15. Автоматика. 16. Выводы и заключение.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Полная тепловая схема турбинной установки - 1 лист формата А1. 2. Компоновочные чертежи главного корпуса (вид сбоку и сверху) - 2 листа формата А1. 3. Чертежи подогревателя - 2 листа формата А1. 4. Автоматика
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	
<p>Социальная ответственность</p>	
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p style="text-align: center;">18 января 2016 года</p>
--	---

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p style="text-align: center;">Старший преподаватель кафедры АТЭС</p>	<p style="text-align: center;">Шевелев С.А.</p>			<p style="text-align: center;">18.01.16</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p style="text-align: center;">3-6302</p>	<p style="text-align: center;">Михай Петр Олегович</p>		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа З-6302	ФИО Михай Петру Олеговичу
-------------------------	-------------------------------------

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Инженер	Направление/специальность	140101 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p><i>1. Описание рабочего места оператора котельной установки на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу)
<p><i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем - индивидуальные защитные средства) 	<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем - индивидуальные защитные средства)
<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); 	<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты);
<ul style="list-style-type: none"> - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<ul style="list-style-type: none"> - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Заземляющее устройство

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.16
---	----------

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	А.А. Сечин	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6302	Михай Петру Олеговичу		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-6302	Михай Петру Олеговичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Атомных и тепловых электростанций
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Тепловые электрические станции

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Согласно информационно-аналитической и торгово-операционной системе www.b2b-energo.ru</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Согласно локальным сметам предприятия</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>в соответствии с налоговым законодательством</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Расчет годовой выработки электроэнергии</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Определение капиталовложений</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Обоснование необходимых инвестиций для строительства ТЭЦ</i>
4. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Определение эксплуатационных издержек</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Оценка финансовой эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. *График зависимости ЧДД от ставки дисконта*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры менеджмента				

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6302	Михай Петр Олегович		

Реферат

Дипломный проект содержит 64 страницы, 12 рисунков, 20 таблиц, 9 листов графического материала.

Ключевые слова: обоснование строительства электростанции, экономическое обоснование выбора агрегатов, выбор и расчёт тепловой схемы энергоблока, выбор вспомогательного оборудования, техническое водоснабжение, водоподготовительная установка, система золоудаления и шлакоудаления, компоновка главного корпуса, генплан, технико-экономические показатели станции, безопасность жизнедеятельности, охрана труда, автоматизация сетевого подогревателя.

В данном дипломном проекте, спроектирована ТЭЦ мощностью 180 МВт, отопительной нагрузкой 420 МВт»

Цель проекта – приобретение практических навыков проектирования ТЭЦ, расчета котельного агрегата и тепловой схемы блока, выбора и расчета основного и вспомогательного оборудования.

В результате проектирования, был произведен ряд расчетов, выбор основного и вспомогательного оборудования, а также выбор компоновки электростанции и месторасположения.

Методы исследования – расчетно – аналитические.

Область применения – энергетика и энергомашиностроение.

Произведен расчет экономической эффективности проекта.

Дипломный проект выполнен в текстовом редакторе Microsoft Word шрифтом Times New Roman № 14 через 1,5 интервала.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение.....	9
1.Обоснование выбора типа турбоагрегата для проектируемой ТЭЦ.....	10
1.1.Первый-два блока с турбоустановками Т-110/120-130.....	10
1.2.Второй- два блока с турбоустановками Т-175/210-130.....	11
2. Характеристика турбины Т-110/120-130.....	12
3.Расчет принципиальной тепловой схемы.....	13
3.1.Описание тепловой схемы.....	13
3.2. Расчет принципиальной тепловой схемы (пиковый режим).....	14
3.3.Выбор оборудования.....	38
4. Расчет системы технического водоснабжения и выбор оборудования.....	45
4.1. Расчет расхода технической воды.....	75
4.2. Выбор циркуляционных насосов.....	46
4.3. Расчет градирен.....	47
4.4. Выбор и расчет водоподготовительной установки.....	49
5.Выбор и расчет системы пылеприготовления.....	54
Заключение.....	61
Список используемых источников.....	63
Заказная спецификация.....	64

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Графический материал:

1. ФЮРА.311111.001 ТЗ - Развернутая тепловая схема ТЭЦ с турбиной Т-110-130
2. ФЮРА.311000.002 МЧ - Компоновка станции (план)
3. ФЮРА.311000.003 МЧ - Компоновка станции (разрез)
4. ФЮРА.311000.004 ГЗ - Генеральный план
5. ФЮРА.311000.005 ВО - Градирня БГ-4000
6. ФЮРА.311000.006 ГП - Система оборотного водоснабжения ТЭЦ с градирней
7. ФЮРА.421000.007 С2 - Схема теплотехнического контроля и автоматики конденсатора
8. ФЮРА.311000.008 РЗ - Система пылеприготовления с промбункером
9. ФЮРА.311000.009 ВО - Шаровая барабанная мельница

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ВВЕДЕНИЕ

Теплоэнергетика является ведущей отраслью современного индустриально развитого народного хозяйства. Основным направлением в развитии энергетики является централизация энергоснабжения городов и населенных пунктов. В числе энергоносителей особо важное место занимает электроэнергия в силу универсальности ее применения в различных отраслях, на транспорте и в быту, а также возможности транспортировать на многие сотни и тысячи километров при минимальных потерях. Для организации рационального энергоснабжения особенно большое значение имеет теплофикация, являющаяся наиболее совершенным методом централизованного теплоснабжения и одним из основных путей снижения удельного расхода топлива на выработку электрической энергии.

При теплофикации реализуются два основных принципа рационального энергоснабжения:

- комбинированное производство тепла и электрической энергии, осуществляемое на теплоэлектроцентрали;
- централизация теплоснабжения, т.е. подача тепла от одного источника многочисленным тепловым потребителям.

Важной составной частью систем централизованного теплоснабжения являются тепловые сети, предназначенные для транспортирования и распределения теплоносителя.

Развитие централизованного теплоснабжения осуществляется путем строительства ТЭЦ различной теплопроизводительности.

Строительство теплоэлектроцентралей для нужд отопления и горячего водоснабжения ведется как в районах массовой жилой застройки, так и в сельской местности.

Задачей данного дипломного проекта является проектирование ТЭЦ, работающей на каменном угле и обеспечивающей электрической энергией и теплом коммунальные и промышленные предприятия.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Обоснование выбора типа турбоагрегатов для проектируемой ТЭЦ

При выборе состава оборудования ТЭЦ необходимо стремиться к блочной схеме; число агрегатов сокращать до минимума за счет их большей единичной мощности, но общее число агрегатов должно быть не менее двух.

При выборе турбоагрегатов их основной характеристикой будем считать расход условного топлива.

Беря во внимание все выше изложенное, рассмотрим два варианта ТЭЦ:

1.1. Первый – пять блоков с турбоустановками Т-100/120-130

Нагрузки одной турбины

электрическая

$$N_{э} = \frac{N_{э}^{ТЭЦ}}{n}, \text{ МВт} \quad (1.1)$$

$$N_{э} = \frac{N_{э}^{ТЭЦ}}{n} = \frac{180}{2} = 90 \text{ МВт}$$

отопительная

$$Q_T = \frac{Q_T^{ТЭЦ}}{n}, \text{ МВт} \quad (1.2)$$

$$Q_T = \frac{Q_T^{ТЭЦ}}{n} = \frac{420}{2} = 210 \text{ МВт}$$

Для турбины Т-100/120-130 энергетические характеристики [2]

мощность, выработанная на тепловом потреблении

$$N_T = 0,545 \cdot (Q_T - 15,1) \cdot (10,2 \cdot p_T)^{-0,14}, \text{ МВт}; \quad (1.3)$$

$$\begin{aligned} N_T &= 0,545 \cdot (Q_T^{OT} - 15,1) \cdot (10,2 \cdot p_T)^{-0,14} = \\ &= 0,545 \cdot (210 - 15,1) \cdot (10,2 \cdot 0,256)^{-0,14} = 92,8 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

расход теплоты на турбину

$$Q_0 = 107,1 \cdot p_T + 2,33 N_{э} - 1,315 N_T + Q_T, \text{ МВт}. \quad (1.4)$$

$$Q_0 = 107,1 \cdot 0,256 + 2,33 \cdot 90 - 1,315 \cdot 92,8 + 210 = 325,1 \text{ МВт}.$$

Тепло на турбинный цех

$$Q_{тц} = Q_0 \cdot n, \text{ МВт} \quad (1.5)$$

$$Q_{тц} = Q_0 \cdot n = 325,1 \cdot 2 = 650,2 \text{ МВт}$$

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Расход условного топлива на ТЭЦ

$$B^{ТЭЦ} = \frac{Q_{ТЦ}}{Q_H^P \cdot \eta_K \cdot \eta_{ТП}}, \text{ м.у.м.}, (1.6)$$

$$B^{ТЭЦ} = \frac{Q_{ТЦ}}{Q_H^P \cdot \eta_K \cdot \eta_{ТП}} = \frac{650,2}{29,33 \cdot 0,92 \cdot 0,98} = 24,58 \text{ м.у.м.}$$

где $Q_H^P = 29,33 \text{ МДж} / \text{кг}$.

1.2.Второй – два блока с турбоустановками Т-175/210-130

Нагрузки одной турбины

электрическая

$$N_{э} = \frac{N^{ТЭЦ}}{n} = \frac{180}{2} = 90 \text{ МВт} .(1.7)$$

отопительная

$$Q_T = \frac{Q_T^{ТЭЦ}}{n} = \frac{420}{2} = 210 \text{ МВт} .(1.8)$$

Для турбины Т-175/210-130 энергетические характеристики имеют вид:

мощность, выработанная на тепловом потреблении

$$N_T = 0,6 \cdot (Q_T - 24,4) \cdot (10,2 \cdot p_T)^{-0,14} = 0,6 \cdot (210 - 24,4) \cdot (10,2 \cdot 0,256)^{-0,14} = 97,35 \text{ МВт};$$

расход теплоты на турбину

$$\begin{aligned} Q_0 &= 198,9 \cdot p_T + 2,316 \cdot N_{э} - 1,3 \cdot N_T + Q_T = \\ &= 198,9 \cdot 0,256 + 2,316 \cdot 90 - 1,3 \cdot 90 + 210 = 352,35 \text{ МВт} .(1.9) \end{aligned}$$

Тепло на турбинный цех

$$Q_{ТЦ} = Q_0 \cdot n = 352,35 \cdot 2 = 704,7 \text{ МВт} .(1.10)$$

Расход условного топлива на ТЭЦ

$$B^{ТЭЦ} = \frac{Q_{ТЦ}}{Q_H^P \cdot \eta_K \cdot \eta_{ТП}} = \frac{704,7}{29,33 \cdot 0,92 \cdot 0,98} = 26,6 \text{ м.у.м.}, (1.11)$$

где $Q_H^P = 29,33 \text{ МДж} / \text{кг}$.

Принимаем к расчету первый вариант, т.е. два блока с турбоустановками Т-110/120-130, т.к. расход условного топлива меньше, чем у турбины Т-175/210-130

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

2.Характеристика турбины Т-110/120-130.

Электрическая мощность энергоблока с турбиной типа Т-110-130

Предусмотрен двухступенчатый нагрев сетевой воды и использование регулирующих диафрагм для поддержания давления в теплофикационных отборах.

Пар из стационарного коллектора через стопорный клапан подводится к четырем регулирующим клапанам, установленным на ЦВД турбины. Турбина состоит из трех цилиндров. Парораспределение турбины – сопловое. Проточная часть ЦСД включает девять ступеней, из них две последние образуют промежуточный отсек.

Ротор ЦСД – комбинированный, с цельнокованой передней частью. В связи с тем, что на выходе ЦСД расположен промежуточный отсек, на который действует значительная разность давлений, зависящая от расхода пара, в районе переднего уплотнения выполнен думмис большого диаметра, уравнивающий осевое усилие, возникающее в проточной части. Корпус ЦСД состоит из передней (литой) и выходной (сварной) частей, соединенных вертикальным технологическим разъемом.

Ротор ЦНД – сборный, корпус – сварной, двухстенный. Корпуса ЦВД и ЦСД подвешены лапами на стулья подшипников; первые два из них – выносные, третий и четвертый – встроены в выходные патрубки ЦНД. Под лапами корпусов установлены поперечные шпонки. Фикспункт турбины образован пересечением осей продольных и поперечных шпонок, расположенных на боковых фундаментных рамах ЦНД в зоне выходного патрубка, соседствующего с ЦСД, перемещая корпуса подшипников вдоль продольных шпонок по фундаментным рамам.

Регенеративная система турбоустановки включает подогреватели, утилизирующие теплоту пара из уплотнений и эжекторов, четыре ПНД, деаэратор и три ПВД. Подогреватели низкого давления, первые два ПВД по ходу питательной воды и деаэратор питаются греющим паром из ЦСД турбины, а последний перед котлом ПВД – из ЦВД.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

3. Расчет принципиальной тепловой схемы (пиковый режим)

3.1 Описание тепловой схемы

Электрическая мощность станции по заданию составляет 180 МВт. Прототипом при разработке тепловой схемы является установка Т-110-130.

Турбина Т-110/120-130 номинальной мощностью 110 МВт, отбором пара спроектирована на начальные параметры пара 12,8 МПа и 555°С. Конечное давление в конденсаторе составляет $P_K = 0,006$ МПа. Частота вращения 50 1/с. Турбина Т-110/120-130 без промежуточного перегрева пара, имеет ЦВД, ЦСД и ЦНД. Количество ступеней регенеративного подогрева питательной воды – 7.

Регенеративный подогрев питательной воды (РППВ) выполнен с помощью подогревателей высокого и низкого давления. В состав сетевой установки входят два сетевых подогревателя – ПСГ1 и ПСГ2, также имеется ПВК.

Сетевая установка предназначена для отпуска тепла тепловому потребителю на нужды отопления и горячего водоснабжения. Воздух из конденсатора турбины отсасывается водоструйными эжекторами. В тракте основного конденсата установлены: охладитель пара уплотнений (ОУ) - сальниковые подогреватели, утилизирующие теплоту протечек через концевые уплотнения турбины и охладитель эжекторов (ОЭ).

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

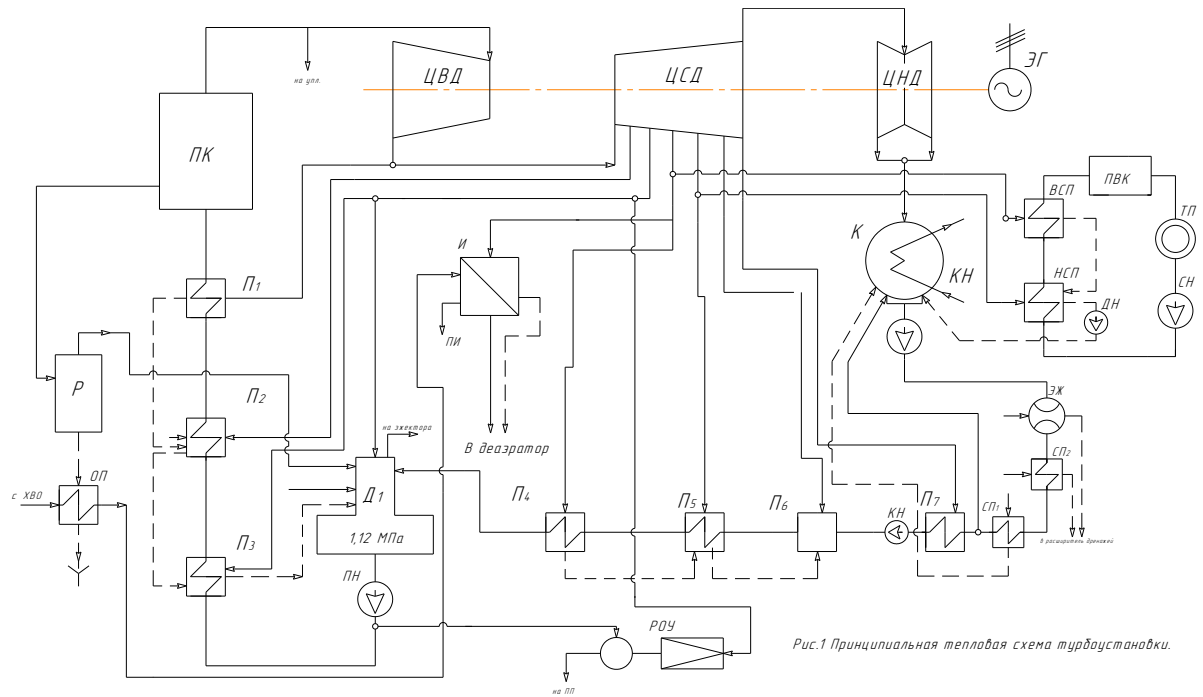


Рис.1 Принципиальная тепловая схема турбоустановки.

Рисунок. 3.1. - Принципиальная схема турбоустановки Т-110-130 [3]

3.2 Расчет принципиальной тепловой схемы блока

Задачей расчета тепловой схемы при проектировании является определение всех потоков пара, конденсата и воды с целью выбора котлов, вспомогательного оборудования, трубопроводов и других элементов схемы, а также определение показателей тепловой экономичности.

3.2.1 Определение давлений пара в отборах турбины

Для проектируемой ПТУ давления в регенеративных отборах определяются путем оптимального распределения подогрева воды по ступеням. При этом порядок расчета давлений в регенеративных отборах следующий. Определяются значения подогрева питательной воды в тракте высокого давления

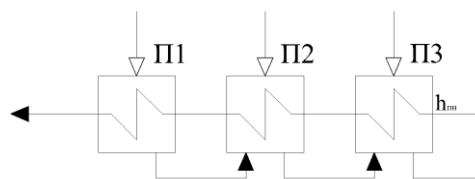


Рисунок 3.2.1 – Тракт высокого давления

$$\Delta t_{\text{ПВД}} = t_{\text{пв}} - t_{\text{вых}}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $t_{\text{вых}}$ - температура питательной воды за питательным насосом;

$t_{\text{пв}}$ - температура питательной воды, $^\circ\text{C}$;

$$t_{\text{пв}} = 230 \text{ } ^\circ\text{C} [1];$$

Определяем подогрев воды в питательном насосе

$$\Delta h_{\text{пн}} = \vartheta' \cdot (P_{\text{пв}} - P_{\text{д}}) \cdot 10^3, \text{ кДж / кг};$$

где ϑ' - удельный объем воды в состоянии насыщения, $\text{м}^3 / \text{кг}$,

при давлении $P_{\text{д}}$;

$$\vartheta' = 0,00110 \text{ м}^3 / \text{кг} [1];$$

$P_{\text{пв}}$ -давление питательной воды за питательным насосом;

$$P_{\text{пв}} = 1,5 \cdot P_0 = 1,5 \cdot 12,8 = 19,2 \text{ МПа} ; [2]$$

$P_{\text{д}}$ -давление в деаэраторе;

$$P_{\text{д}} = 0,6 \text{ МПа} [1];$$

$$\Delta h_{\text{пн}} = 0,00110 \cdot (19,2 - 0,6) \cdot 10^3 = 20,46 \text{ кДж / кг};$$

Энтальпия воды за питательным насосом определяется как

$$h_{\text{пн}} = h'_{\text{д}} + \Delta h_{\text{пн}}, \text{ кДж / кг},$$

где $h'_{\text{д}}$ -энтальпия воды в деаэраторе;

$$h'_{\text{д}} = f(P_{\text{д}}) = 670,5 \text{ кДж / кг} ,$$

$$h_{\text{пн}} = 670,5 + 20,46 = 690,96 \text{ кДж / кг},$$

$$t_{\text{вых}} = 161 \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ при } h_{\text{пн}} = 690,96 \text{ кДж / кг и } P_{\text{пв}} = 19,2 \text{ МПа}$$

Температура воды в состоянии насыщения по $P_{\text{д}}$

$$t_{\text{н.д.}} = 158,8 \text{ } ^\circ\text{C} [1]$$

Определяем значение подогрева в каждом подогревателе

$$\Delta t_{\text{пв.ж}} = \frac{\Delta t_{\text{пв}}}{Z}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где Z - число ПВД в схеме;

$$\Delta t_{\text{пв.ж}} = \frac{230 - 158,8}{3} = 23,73 \text{ } ^\circ\text{C},$$

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Определяем температуру питательной воды за каждым подогревателем

$$t_{пв1} = t_{пв} = 230^{\circ}\text{C},$$

$$t_{пв2} = t_{пв1} - \Delta t_{пв} = 230 - 23,73 = 206,27^{\circ}\text{C},$$

$$t_{пв3} = t_{пв2} - \Delta t_{пв} = 206,27 - 23,73 = 182,54^{\circ}\text{C}.$$

Определяем температуру насыщения в подогревателях

$t_{нj} = t_{пвj} + \theta,^{\circ}\text{C}$, где θ -недогрев воды до температуры насыщения (для ПВД $\theta = 2 \div 5^{\circ}\text{C}$);

Примем $\theta = 5^{\circ}\text{C}$;

$$t_{нн1} = t_{пв1} + \theta = 235^{\circ}\text{C},$$

$$t_{нн2} = t_{пв2} + \theta = 211,27^{\circ}\text{C},$$

$$t_{нн3} = t_{пв3} + \theta = 187,54^{\circ}\text{C}.$$

Определяем значения давлений пара в подогревателях (по температуре насыщения)

$$P_{н1} = 3 \text{ МПа},$$

$$P_{н2} = 1,95 \text{ МПа}, [1]$$

$$P_{н3} = 1,18 \text{ МПа}.$$

Определяем значения давлений пара в отборах с учетом потерь давления в паропроводах

$$P_{отбj} = (1.02 \div 1.05) \cdot P_{нj}, \text{ МПа},$$

$$P_{отб1} = 1.05 \cdot P_{н1} = 3,15 \text{ МПа},$$

$$P_{отб2} = 1.05 \cdot P_{н2} = 2,0 \text{ МПа},$$

$$P_{отб3} = 1.05 \cdot P_{н3} = 1,24 \text{ МПа}. [3]$$

Определяем значение подогрева основного конденсата в тракте низкого давления

Расчет ПНД,

Равномерная разбивка температур по подогревателям

$$\Delta t = \frac{t_{nc} - t_{oc}}{3} = \frac{150 - 70}{3} = 26,6^{\circ}\text{C};$$

$$t_{псг-1} = t_{oc} + \Delta t = 70 + 26,6 = 96,6^{\circ}\text{C};$$

$$t_{псг-2} = t_{псг-1} + \Delta t = 96,6 + 26,6 = 123,2^{\circ}\text{C}; [2]$$

$$t_{пвк} = t_{псг-2} + \Delta t = 123,2 + 26,6 = 150^{\circ}\text{C}.$$

Определение давления пара в отборе на ПСГ-1

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Недогрев воды в сетевых подогревателях лежит в диапазоне $\theta = 5 \div 10$ °С,

принимаем $\theta_{нсн, всн} = 5$ °С,

$$t_{s(нсн)} = t_{нсн} + \theta_{нсн} = 96,6 + 5 = 101,6 \text{ °С};$$

$$P_{s(нсн)} = f(t_{s(нсн)}) = 0,107 \text{ МПа};$$

$$P_{отб(нсн)} = 1,05 \cdot P_{s(нсн)} = 1,05 \cdot 0,107 = 0,112 \text{ МПа}.$$

Определение давления пара в отборе на ПСГ-2

$$t_{s(всн)} = t_{всн} + \theta_{всн} = 123,2 + 5 = 128,2 \text{ °С};$$

$$P_{s(всн)} = f(t_{s(всн)}) = 0,256 \text{ МПа};$$

$$P_{отб(всн)} = 1,05 \cdot P_{s(всн)} = 1,05 \cdot 0,256 = 0,269 \text{ МПа}.$$

$$\theta = 1 \div 3 \text{ °С},$$

Температура основного конденсата за П2:

$$t_{ок2} = 128,2 - 2 = 126,2 \text{ °С};$$

Температура основного конденсата за П1:

$$t_{ок1} = 101,6 - 2 = 99,6 \text{ °С};$$

Температура основного конденсата за П4:

$$t_{ок4} = t_{д} - (12 \div 15) = 158,8 - 12 = 146,8 \text{ °С};$$

$$\Delta t_{ок} = \frac{t_{ок4} - t_{ок2}}{2} = 10,3 \text{ °С};$$

Температура основного конденсата за П3:

$$t_{ок3} = t_{ок4} - \Delta t_{ок} = 146,8 - 10,3 = 136,5 \text{ °С};$$

Температура насыщения П4:

$$t_{s4} = t_{ок4} + \Theta = 146,8 + 2 = 148,8 \text{ °С};$$

Давление насыщения:

$$P_{s4} = 0,461 \text{ МПа};$$

Давление в четвертом отборе:

$$P_{отб4} = 1,05 \cdot 0,461 = 0,484 \text{ МПа};$$

Температура насыщения П3:

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$t_{s3} = t_{OK3} + \Theta = 136,5 + 2 = 138,2^{\circ}C;$$

Давление насыщения:

$$P_{s3} = 0,343 \text{ МПа};$$

Давление в третьем отборе:

$$P_{отб3} = 1,05 \cdot 0,343 = 0,36 \text{ МПа};$$

Температура насыщения П2:

$$t_{s2} = t_{OK2} + \Theta = 126,2 + 2 = 128,2^{\circ}C;$$

Давление насыщения:

$$P_{s2} = 0,256 \text{ МПа};$$

Давление во втором отборе:

$$P_{отб2} = 1,05 \cdot 0,256 = 0,269 \text{ МПа};$$

Температура насыщения П1:

$$t_{s1} = t_{OK1} + \Theta = 99,6 + 2 = 101,6^{\circ}C;$$

Давление насыщения:

$$P_{s1} = 0,107 \text{ МПа};$$

Давление в первом отборе:

$$P_{отб1} = 1,05 \cdot 0,107 = 0,112 \text{ МПа}; [1]$$

3.2.2 Построение процесса расширения пара в турбине в hS-диаграмме

Процесс необходим для определения параметров пара в отборах турбины и действительных теплоперепадов турбины.

В процессе расширения на отдельных участках пар подвергается дросселированию из-за гидравлического сопротивления паровпускных органов (стопорного и регулирующего клапанов), перепускных труб, регулирующих органов регулируемых отборов, выхлопного патрубка.

При построении учитывается отклонение действительного процесса расширения пара в цилиндрах турбины от изоэнтропы, наклон процесса определяется относительным внутренним КПД η_{oi} цилиндра.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

Таблица 3.2.1 – Значение КПД η_{oi} цилиндров турбины-прототипа

Тип турбины	Относительный внутренний КПД η_{oi} цилиндров		
	ЦВД	ЦСД	ЦНД
Т-110-130	0,851	0,901	0,779

Определяем точку 0 с заданными параметрами пара перед стопорным клапаном турбины $P_0 = 12,8 \text{ МПа}$, $t_0 = 555 \text{ }^\circ\text{C}$, энтальпия $h_0 = f(P_0, t_0) = 3486,5 \text{ кДж/кг}$.

Определяем точку $0'$ за стопорными и регулирующими клапанами турбины на пересечении энтальпии h_0 с давлением P_0' . P_0' меньше P_0 на величину потери от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующих (РК) клапанах (3-5% от P_0) и определяется как

$$P_0' = 0,95 \cdot 12,8 = 12,16 \text{ МПа}, h_0' = h_0 = 3486,5 \text{ кДж/кг}.$$

По давлению пара P_3 за ЦВД определяем энтальпии пара h_{3t} в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЦВД

$$h_{3t} = 2854 \text{ кДж/кг};$$

Располагаемый теплоперепад ЦВД

$$H_0^{\text{ЦВД}} = h_0 - h_{3t} = 3486,5 - 2854 = 632,5 \text{ кДж/кг};$$

Действительный теплоперепад ЦВД

$$H_i^{\text{ЦВД}} = H_0^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦВД}} = 632,5 \cdot 0,851 = 538,2 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпия в конце действительного процесса расширения в ЦВД

$$h_3 = h_0 - H_i^{\text{ЦВД}} = 3486,5 - 538,2 = 2948,3 \text{ кДж/кг};$$

На пересечении процесса с изобарами P_1 , P_2 , определяются энтальпии пара:

$$h_{1t} = 3074 \text{ кДж/кг};$$

$$h_1 = h_0 - \eta_{oi}^{\text{цвд}} \cdot (h_0 - h_{1t}) = 3486,5 - 0,851 \cdot (3486,5 - 3074) = 3135,5 \text{ кДж/кг}.$$

$$h_{2t} = 2961 \text{ кДж/кг};$$

$$h_2 = h_0 - \eta_{oi}^{\text{цвд}} \cdot (h_0 - h_{2t}) = 3486,5 - 0,851 \cdot (3486,5 - 2961) = 3039,3 \text{ кДж/кг}.$$

Определяется давление на входе в ЦСД с учётом потерь давления в перепускных паропроводах. Эта потеря составляет $2 \div 5\%$ от P_3

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

$$P'_3 = (0,95 \div 0,98) \cdot P_3 = 0,97 \cdot 1,22 = 1,18 \text{ МПа};$$

На пересечении h_{3c} P'_3 определяется точка входа пара в ЦСД.

$$h_{7t} = 2507,8 \text{ кДж/кг};$$

Располагаемый теплоперепад ЦСД

$$H_0^{\text{ЦСД}} = h_3 - h_{7t} = 2948,3 - 2507,8 = 440,5 \text{ кДж/кг};$$

Действительный теплоперепад ЦСД

$$H_i^{\text{ЦСД}} = H_0^{\text{ЦСД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦСД}} = 440,5 \cdot 0,901 = 396,9 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпия в конце действительного процесса расширения в ЦСД

$$h_7 = h_3 - H_i^{\text{ЦСД}} = 2948,3 - 396,9 = 2551,4 \text{ кДж/кг};$$

На пересечении процесса с изобарами P_4 , P_5 , P_6 , определяются энтальпии пара:

$$h_{4t} = 2760 \text{ кДж / кг};$$

$$h_4 = h_3 - \eta_{oi}^{цсд} \cdot (h_4 - h_{3t}) = 2948,3 - 0,901 \cdot (2948,3 - 2760) = 2778,6 \text{ кДж/кг}.$$

$$h_{5t} = 2705,2 \text{ кДж / кг};$$

$$h_5 = h_3 - \eta_{oi}^{цсд} \cdot (h_5 - h_{3t}) = 2948,3 - 0,901 \cdot (2948,3 - 2705,2) = 2729,2 \text{ кДж/кг}.$$

$$h_{6t} = 2653,3 \text{ кДж / кг};$$

$$h_6 = h_3 - \eta_{oi}^{цсд} \cdot (h_6 - h_{3t}) = 2948,3 - 0,901 \cdot (2948,3 - 2653,3) = 2682,5 \text{ кДж/кг}.$$

Определяем давление пара на выходе из ЦНД P'_K с учётом потери давления в выхлопном патрубке турбины, которая составляет $2 \div 5\%$ от давления в конденсаторе

$$P'_K = (1,02 \div 1,05) \cdot P_K = 1,03 \cdot 0,0023 = 0,00237 \text{ МПа};$$

По давлению пара P'_K за ЦНД определяем энтальпии пара h_{kt} в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЦНД

$$h_{kt} = 2048,8 \text{ кДж/кг};$$

Располагаемый теплоперепад ЦНД

$$H_0^{\text{ЦНД}} = h'_7 - h_{kt} = 2551,4 - 2048,8 = 502,6 \text{ кДж/кг};$$

$$h_k = h_7 - \eta_{oi}^{цнд} \cdot (h_7 - h_{kt}) = 2551,4 - 0,779 \cdot (2551,4 - 2048,8) = 2159,87 \text{ кДж/кг}.$$

Действительный теплоперепад ЦНД кДж/кг;

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Действительный теплоперепад турбины

$$H_i^r = H_i^{цвд} + H_i^{цсд} + H_i^{цнд} = 538,2 + 396,9 + 391,5 = 1326,6 \text{ кДж / кг}; [2]$$

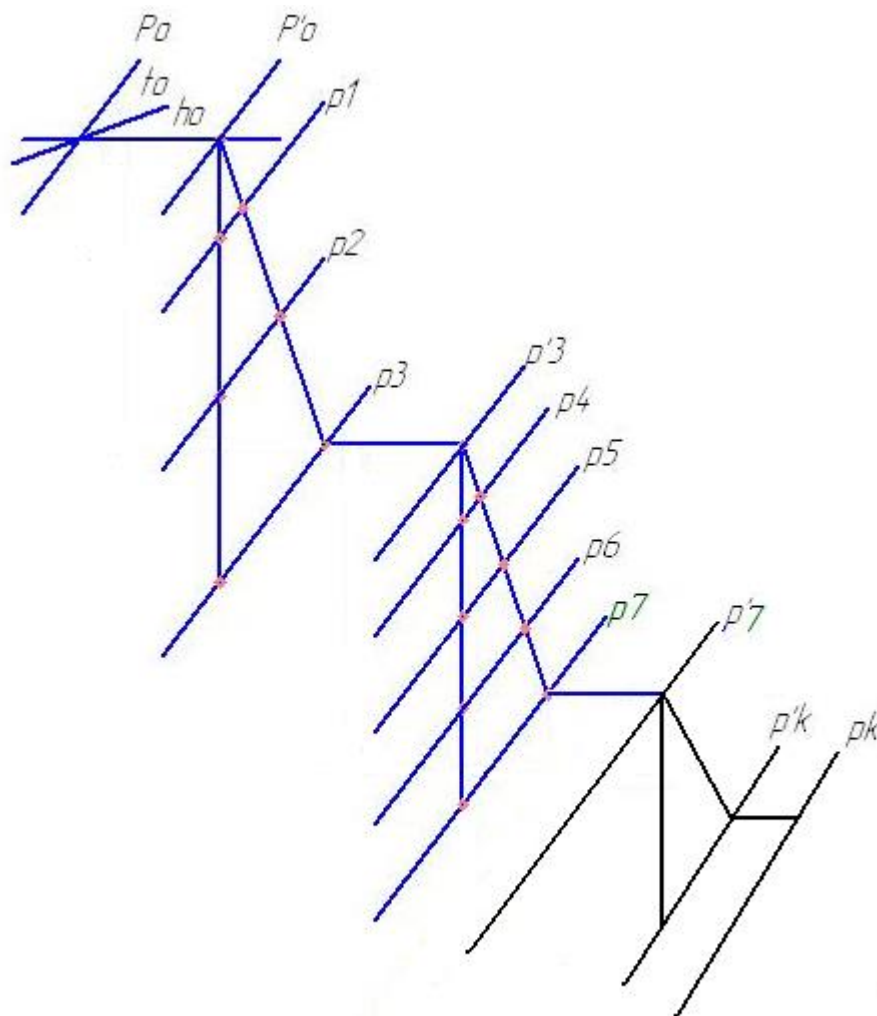


Рисунок 3.2.2 – Процесс расширения пара в турбине

3.2.3 Удельная работа отборов

Удельная работа 1 кг пара идущего в j отбор определится:

Для отборов ЦВД и ЦНД,

$$H_j = h_0 - h_j; [1]$$

где h_j - энтальпия соответствующего отбора;

$$H_1^{цвд} = 3486,5 - 3135,5 = 351 \text{ кДж/кг},$$

$$H_2^{цвд} = 3486,5 - 3039,3 = 447,2 \text{ кДж/кг},$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$H_3^{\text{ПВД}} = 3486,5 - 2948,3 = 538,2 \text{ кДж/кг},$$

$$H_4^{\text{ПВД}} = 3486,5 - 2778,6 = 707,9 \text{ кДж/кг},$$

$$H_5^{\text{ПВД}} = 3486,5 - 2729,2 = 757,3 \text{ кДж/кг},$$

$$H_6^{\text{ПВД}} = 3486,5 - 2682,5 = 804 \text{ кДж/кг};$$

$$H_7^{\text{ПВД}} = 3486,5 - 2551,4 = 935,1 \text{ кДж/кг};$$

3.2.4 Коэффициент недовыработки мощности

Коэффициент недовыработки мощности паром – это относительная величина недовыработанной мощности из-за отбора пара из турбины

$$y_j = \frac{H_i^T - H_j}{H_i^T}, [3]$$

H_i - действительный теплоперепад турбины;

$$y_1 = \frac{1326,6 - 351}{1326,6} = 0,735,$$

$$y_2 = \frac{1326,6 - 447,2}{1326,6} = 0,663,$$

$$y_3 = \frac{1326,6 - 538,2}{1326,6} = 0,594,$$

$$y_4 = \frac{1326,6 - 707,9}{1326,6} = 0,466,$$

$$y_5 = \frac{1326,6 - 757,3}{1326,6} = 0,429,$$

$$y_6 = \frac{1326,6 - 804}{1326,6} = 0,394,$$

$$y_7 = \frac{1326,6 - 935,1}{1326,6} = 0,295,$$

3.2.5 Расчет сетевой установки

3.2.6 Построение температурного графика теплосети

Построим зависимость изменений температур прямой $t_{\text{ПС}}$ и обратной $t_{\text{ОС}}$ сетевой воды от температуры наружного воздуха.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

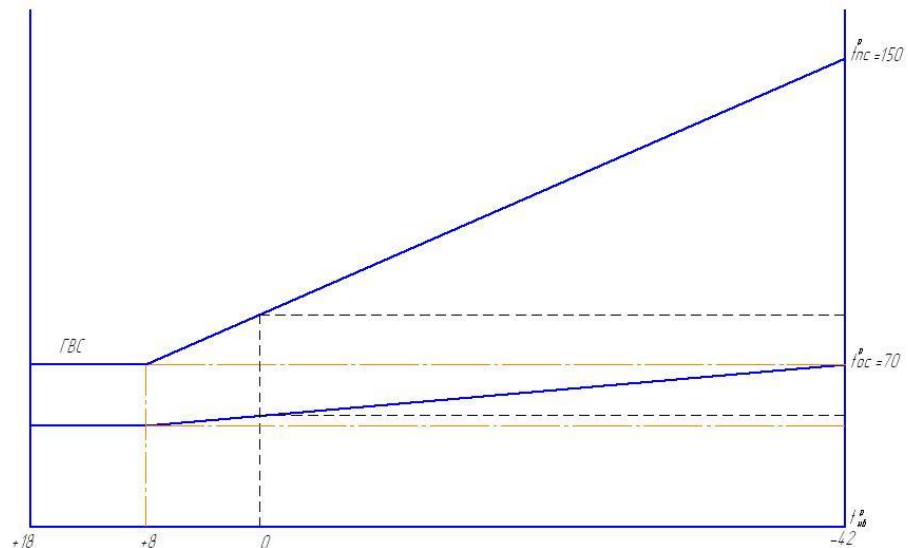


Рисунок 3.2.3 – Температурный график теплосети

Эти зависимости принимаются линейными и строятся каждая по двум точкам: линия зависимости $t_{\text{пс}} = f(t_{\text{нв}})$ и линия для зависимости $t_{\text{ос}} = f(t_{\text{нв}})$.

Начальная точка на линии прямой сети соответствует расчетной температуре наружного воздуха $t_{\text{нв}} = t_{\text{нв}}^{\text{п}}$; температура прямой сетевой воды $t_{\text{пс}}^{\text{п}}$ максимальна и составляет 150°C .

Начальная точка на линии обратной сети соответствует расчетной температуре наружного воздуха $t_{\text{нв}} = t_{\text{нв}}^{\text{п}}$; температура обратной сетевой воды $t_{\text{ос}}^{\text{п}}$ максимальна и составляет 70°C .

Сетевая установка состоит из ПСГ-1 и ПСГ-2.

Целью расчета сетевой установки является определение расходов пара на сетевые подогреватели. На рисунке 3.2.4 представлена расчетная схема сетевой подогревательной установки.

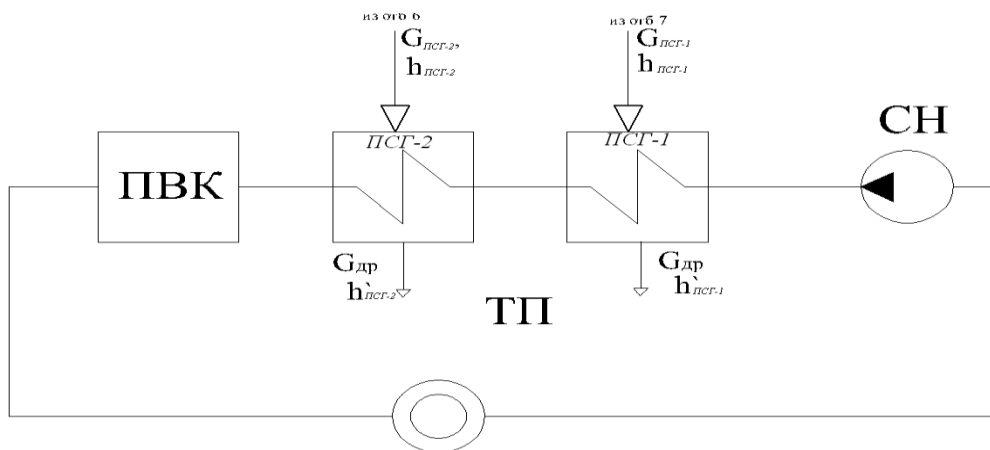


Рисунок 3.2.4 – Сетевая подогревательная установка.

Параметры схемы:

Энтальпии отборов берем из таблицы №1

$$h_{пст-1} = 2551,4 \text{ кДж / кг};$$

$$h_{пст-2} = 2682,5 \text{ кДж / кг}.$$

Энтальпии дренажей по давлению насыщения в подогревателях:

$$h'_{пст-1} = 425,4 \text{ кДж / кг};$$

$$h'_{пст-2} = 538,7 \text{ кДж / кг};$$

Разбиваем полную тепловую нагрузку $Q_{от}$ по ступеням подогрева сетевой воды $Q_{нсп}$, $Q_{всп}$, учитывая, что тепловая нагрузка любого подогревателя при постоянной теплоемкости воды C_p пропорциональна нагреву воды в нем. Отсюда следует, что

$$\frac{Q_{от}}{t_{пс} - t_{oc}} = \frac{Q_{об}}{t_{нсп} - t_{oc}} = \frac{Q_{пб}}{t_{пс} - t_{всп}} = G_{св} \cdot c_p,$$

где $t_{пс}$ - температура прямой сети, $t_{пс} = 150^\circ \text{C}$;

t_{oc} - температура обратной сети, $t_{oc} = 70^\circ \text{C}$;

C_p – средняя изобарная теплоемкость воды, которая в интервале температур и давлений сетевой воды составляет 4,19-4,22 кДж/кг

Определяем расход сетевой воды:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}}{C_p \cdot (t_{пс} - t_{oc})} = \frac{210 \cdot 10^3}{4,19(150 - 70)} = 626 \text{ кг / с}; [2]$$

Определяем тепловую нагрузку:

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$Q_{НСП} = G_{св} \cdot (t_{ПСГ-1} - t_{oc}) \cdot C_p = 626 \cdot (96,66 - 70) \cdot 4,19 = 64,2 \text{ МВт} ;$$

$$Q_{ПСГ-2} = G_{св} \cdot (t_{ПСГ-2} - t_{ПСГ-1}) \cdot C_p = 626 \cdot (123,32 - 96,66) \cdot 4,19 = 64,2 \text{ МВт} [2]$$

$$Q_{ПВК} = G_{св} \cdot (t - t_{ПСГ-2}) \cdot C_p = 626 \cdot (150 - 123,32) \cdot 4,19 = 81,6 \text{ МВт}$$

Найдем расход на $G_{ПСГ-1}$

$$G_{ПСГ-1} = \frac{Q_{ПСГ-1}}{h_{ПСГ-1} - h'_{ПСГ-1}} = \frac{64,2 \cdot 10^3}{2551,4 - 425,4} = 30,5 \text{ кг / с}$$

Найдем расход на $G_{ПСГ-2}$

$$G_{ПСГ-2} = \frac{Q_{ПСГ-2}}{h_{ПСГ-2} - h'_{ПСГ-2}} = \frac{64,2 \cdot 10^3}{2682,5 - 538,7} = 28,9 \text{ кг / с}; [2]$$

3.2.7 Предварительная оценка расхода пара на турбину

Для расчёта тепловой схемы в относительных единицах необходимо все расходы, полученные при расчёте схем отпуска пара и тепла в абсолютных единицах, перевести в относительные расходы в соответствии с уравнением:

$$\alpha_j = \frac{G_j}{G_0}$$

Необходимый при этом расход пара на турбину можно в первом приближении оценить:

$$G'_0 = k_p \cdot \left[\frac{N_э \cdot 10^3}{(H_i \cdot \eta_{Г} \cdot \eta_{М})} + \sum (G_j \cdot y_j) \right], [1]$$

где k_p - коэффициент регенерации, $k_p = 1,15 \div 1,4$;

$\eta_{М}, \eta_{Г}$ - КПД механический и электрогенератора, могут быть приняты 0,98-0,995; $\eta_{Г} = 0,98$, $\eta_{М} = 0,98$;

$y_{ПСГ-2}, y_{ПСГ-1}$ - коэффициент недовыработки соответствующих отборов,

H_i - действительный теплоперепад турбины;

D_j - расходы пара из отборов турбины на сетевые подогреватели

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$G'_0 = 1,29 \cdot \left[\frac{90 \cdot 10^3}{(1326,6 \cdot 0,98 \cdot 0,98)} + (30,5 \cdot 0,295 + 28,9 \cdot 0,394) \right] = 111,82 \text{ кг / с}$$

Относительный расход пара отбора из турбины на ПСГ-1:

$$\alpha_{\text{ПСГ-1}} = \frac{G_{\text{ПСГ-1}}}{G'_0} = \frac{30,5}{111,82} = 0,272;$$

Относительный расход пара отбора из турбины ПСГ-2:

$$\alpha_{\text{ПСГ-2}} = \frac{G_{\text{ПСГ-2}}}{G'_0} = \frac{28,9}{111,82} = 0,258; [2]$$

3.2.8 Расчет вспомогательных элементов

3.2.9. Расчет охладителей эжекторов и уплотнений

ОЭ и ОУ служат для конденсации пара из эжекторов и уплотнений турбины, при этом проходящий через них основной конденсат $\alpha_{\text{ок}}$ подогревается.

Температура основного конденсата после ОЭ и ОУ

$$t^*_{\text{ок}} = t_{\text{нк}} + \Delta t_{\text{оэ}} + \Delta t_{\text{оу}}, \text{ } ^\circ\text{C}, [2]$$

где $t_{\text{нк}}$ - температура насыщения в конденсаторе $t_{\text{нк}}=20 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\text{оэ}}=3 \div 5 \text{ } ^\circ\text{C}$ - подогрев основного конденсата в ОЭ, принимаем $\Delta t_{\text{оэ}}=4 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\text{оу}}=1 \div 3 \text{ } ^\circ\text{C}$ - подогрев основного конденсата в ОУ, принимаем $\Delta t_{\text{оу}}=2 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$$t^*_{\text{ок}}=20+4+2=26 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Энтальпия основного конденсата при этой температуре может быть определена как

$$h^*_{\text{ок}}=4,19 \cdot t^*_{\text{ок}};$$

$$h^*_{\text{ок}}=4,19 \cdot 26=109 \text{ кДж/кг}.$$

3.2.9. Расчет расширителя и охладителя непрерывной продувки.

Расширитель служит для уменьшения потери рабочего тела и сохранения части теплоты, сбрасываемой с непрерывной продувкой из барабана парового котла.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Охладитель продувки служит для сохранения части тепла, сбрасываемого с водой расширителя.

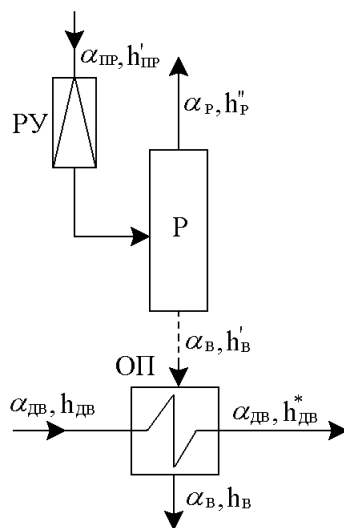


Рис. 3.2.5 - Расширитель и охладитель непрерывной продувки.

Цель расчета расширителя заключается в определении относительных расходов пара α_p и воды α_v по принятому расходу продувочной воды $\alpha_{пр}$ на основе решения уравнений материального и теплового балансов

$$\alpha_{пр} = \alpha_p + \alpha_v;$$

$$\alpha_{пр} \cdot h'_{пр} \cdot \eta_c = \alpha_p \cdot h''_p + \alpha_v \cdot h'_v.$$

Относительный расход продувочной воды при восполнении потерь рабочего тела дистиллятом испарителей принимается $\alpha_{пр} = 0,003 \div 0,005$.

$h'_{пр}$ - энтальпия продувочной воды, определяется для состояния насыщения при давлении в барабане.

h''_p, h'_v - энтальпии пара и воды на выходе из расширителя, определяются для состояния насыщения при давлении в расширителе.

КПД расширителя $\eta_c = 0,99$.

Давление в барабане котла

$$P_B = 1,2 \cdot P_0 = 1,2 \cdot 12 = 14,4 \text{ МПа}.$$

		Давление в расширителе			ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_p = 1,08 \cdot P_D = 1,08 \cdot 0,6 = 0,648 \text{ МПа.}$$

$$h'_{\text{ПР}} = f(P_B) = 1586,6 \text{ кДж / кг};$$

$$h'_B = f(P_p) = 683,7 \text{ кДж / кг};$$

$$h''_p = f(P_p) = 22627,5 \text{ кДж / кг.}$$

Уравнение теплового баланса расширителя

$$\alpha_{\text{ПР}} \cdot h'_{\text{ПР}} \cdot \eta_c = \alpha_{\text{ПР}} \cdot h''_p - \alpha_B \cdot h''_p + \alpha_B \cdot h'_B.$$

Относительный расход продувочной воды расширителя

$$\alpha_B = \frac{\alpha_{\text{ПР}} \cdot (h'_{\text{ПР}} \cdot \eta_c - h''_p)}{h'_B - h''_p} = \frac{0,005 \cdot (1586,6 \cdot 0,99 - 22627,5)}{683,7 - 22627,5} = 0,00272.$$

Относительный расход чистого пара

$$\alpha_p = \alpha_{\text{ПР}} - \alpha_B = 0,005 - 0,00268 = 0,00232.$$

Целью расчета охладителя продувки является определение энтальпии $h^*_{\text{ДВ}}$

Уравнение теплового баланса для охладителя продувки

$$\alpha_B \cdot (h'_B - h_B) \cdot \eta_{\text{П}} = \alpha_{\text{ДВ}} \cdot (h^*_{\text{ДВ}} - h_{\text{ДВ}});$$

$$h_B - h^*_{\text{ДВ}} = (40 - 80) \text{ кДж / кг};$$

$$h_{\text{ДВ}} = 4,19 \cdot t_{\text{ДВ}} = 4,19 \cdot 10 = 41,9 \text{ кДж / кг},$$

где $t_{\text{ДВ}} = 10 - 12^\circ \text{C}$ - температура добавочной воды на входе в ОП.

$$\alpha_{\text{ДВ}} = \alpha_{\text{пот}}^{\text{внеш}} + \alpha_{\text{пот}}^{\text{внут}}.$$

$\alpha_{\text{пот}}^{\text{внут}} = \alpha_B + \alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{пи}}$ - внутренние потери цикла ПТУ, где $\alpha_{\text{ут}} = 0,005 \div 0,012$ - относительные потери от утечек (принимаяем $\alpha_{\text{ут}} = 0,01$);

$\alpha_{\text{пи}} = 0,01 \cdot (\alpha_B + \alpha_{\text{ут}}) = 0,01 \cdot (0,00272 + 0,01) = 0,00013$ - относительный расход продувки испарителя;

$$\alpha_{\text{пот}}^{\text{внут}} = 0,00268 + 0,01 + 0,00013 = 0,01281.$$

$$\alpha_{\text{пот}}^{\text{внеш}} = \alpha_{\text{вк}} + \alpha_{\text{Д2}} - \text{внешние потери цикла ПТУ, где } \alpha_{\text{вк}} = \frac{G_{\text{П}} - G_{\text{ВК}}}{G_0} = 0 -$$

относительные потери рабочего тела у технологического потребителя.

$$\alpha_{\text{пот}}^{\text{внеш}} = 0$$

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_{ДВ} = \alpha_{пот}^{внеш} + \alpha_{пот}^{внут} = 0,01285 + 0 = 0,01285.$$

Уравнение теплового баланса охладителя продувки

$$0,00272 \cdot (683,7 - h_B) \cdot 0,98 = 0,01285 \cdot (h_B - 60 - 41,9).$$

$$h_B = 307,4 \text{ кДж / кг}.$$

$$h_{ДВ}^* = h_B - 60 = 307,4 - 60 = 247,4 \text{ кДж / кг}.$$

3.2.10 Расчет испарителя добавочной воды

Испаритель служит для восполнения потерь рабочего тела дистиллятом, полученным из добавочной воды термическим способом.

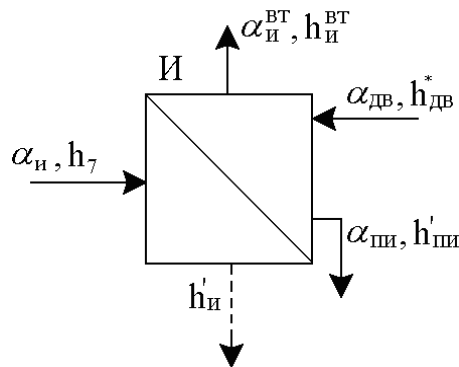


Рис. 3.2.6 - Испаритель добавочной воды.

Уравнение теплового баланса для испарителя

$$\alpha_n \cdot (h_6 - h'_n) \cdot \eta_{II} = \alpha_n^{BT} \cdot (h_n^{BT} - h_{ДВ}^*) + \alpha_{ПИ} \cdot (h'_{ПИ} - h_{ДВ}^*),$$

где $h_4 = 2940 \text{ кДж / кг}$, $h'_n = f(P_4) = 427 \text{ кДж / кг}$ - энтальпии пара и дренажа для седьмого отбора; h_n^{BT} - энтальпия вторичного пара испарителя; $h'_{ПИ}$ - энтальпия продувочной воды испарителя; $\eta_{II} = 0,98$ - КПД испарителя.

$$\alpha_n^{BT} = \alpha_{ДВ} - \alpha_{ПИ} = 0,01285 - 0,00013 = 0,01272 \quad - \quad \text{относительный расход}$$

вторичного пара испарителя.

$t_n^{BT} = t_s(P_4) - (12 \div 15^0\text{C}) = 144,98^0\text{C}$ - температура насыщения вторичного пара.

$$h_n^{BT} = f(t_n^{BT}) = 2727,63 \text{ кДж / кг} - \text{энтальпия вторичного пара испарителя.}$$

$$h'_{ПИ} = f(t_n^{BT}) = 427 \text{ кДж / кг} - \text{энтальпия продувочной воды испарителя.}$$

Относительный расход греющего пара на испаритель равен

$$\alpha_n = \frac{\alpha_n^{BT} \cdot (h_n^{BT} - h_{ДВ}^*) + \alpha_{ПИ} \cdot (h'_{ПИ} - h_{ДВ}^*)}{(h_4 - h'_n) \cdot \eta_{II}} =$$

$$= \frac{0,01272 \cdot (2727,63 - 247,4) + 0,00013 \cdot (570,23 - 247,4)}{(2804,94 - 532,5) \cdot 0,98} = 0,0128.$$

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2.11 Составление общих уравнений материального баланса

3.2.12. Материальный баланс по пару

Относительный расход пара на турбину $\alpha_0=1$

Относительный расход пара на турбоустановку определяется как

$$\alpha_{TY} = \alpha_0 = 1 .$$

Относительный расход пара из парогенерирующей установки (парового котла) равен

$$\alpha_{пг} = \alpha_{TY} + \alpha_{YT} + \alpha_{упл} + \alpha_{э} = 1 + 0,01 + 0,04 + 0,005 = 1,055,$$

где $\alpha_{YT}=0,01$ - относительный расход утечек; $\alpha_{упл} = 0,02 \div 0,04$ - относительный расход пара на уплотнения, принимаем $\alpha_{упл}=0,04$;

$\alpha_{э}=0,004 \div 0,005$ - относительный расход пара на эжекторы, принимаем $\alpha_{э}=0,005$

3.2.12. Материальный баланс по воде

Относительный расход питательной воды в парогенерирующую установку определяется как

$$\alpha_{пв} = \alpha_{пг} + \alpha_{пр} = 1,06 .$$

3.2.13. Материальный баланс добавочной воды

Относительный расход добавочной воды, компенсирующей потери рабочего тела на ТЭС, определяется как

$$\alpha_{дв} = \alpha_{вн} + \alpha_{внеш} = 0,01285 .$$

где $\alpha_{вн}$ - относительные внутренние потери рабочего тела, определяются как

$$\alpha_{вн} = \alpha_{YT} = 0,01285 .$$

3.2.14 Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Целью расчета регенеративных подогревателей является определение относительных расходов греющего пара на них из отборов турбины.

Принимаем $\eta_{\Pi} = 0,98$ - КПД поверхностных подогревателей; $\eta_c = 0,99$ - КПД смешивающих подогревателей [1].

3.2.15 Расчет группы ПВД

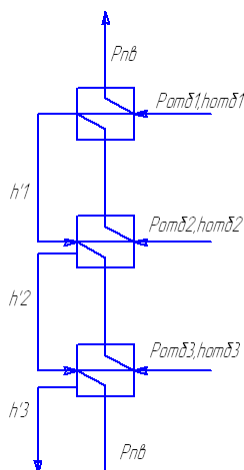


Рисунок. 3.2.7 – Расчетная схема группы ПВД.

Составляем уравнения тепловых балансов для группы ПВД, [2]

$$\alpha_{\Pi 1} \cdot (h_1 - h'_1) \cdot \eta_{\Pi} = \alpha_{\Pi B} \cdot (h_{\Pi B 1} - h_{\Pi B 2});$$

$$\alpha_{\Pi 2} \cdot (h_2 - h'_2) \cdot \eta_{\Pi} + \alpha_1 \cdot (h'_1 - h'_2) \cdot \eta_{\Pi} = \alpha_{\Pi B} \cdot (h_{\Pi B 2} - h_{\Pi B 3});$$

$$\alpha_{\Pi 3} \cdot (h_3 - h'_3) \cdot \eta_{\Pi} + (\alpha_{\Pi 1} + \alpha_{\Pi 2}) \cdot (h'_2 - h'_3) \cdot \eta_{\Pi} = \alpha_{\Pi B} \cdot (h_{\Pi B 3} - h_{\Pi H});$$

где $\alpha_{\Pi B} = 1,034$ - относительный расход питательной воды; h'_d - энтальпия питательной воды после питательного насоса.

Решая систему уравнений, получаем

$$\alpha_1 = 0,0529;$$

$$\alpha_2 = 0,0487;$$

$$\alpha_3 = 0,0402;$$

3.2.16 Расчет деаэратора и группы ПНД

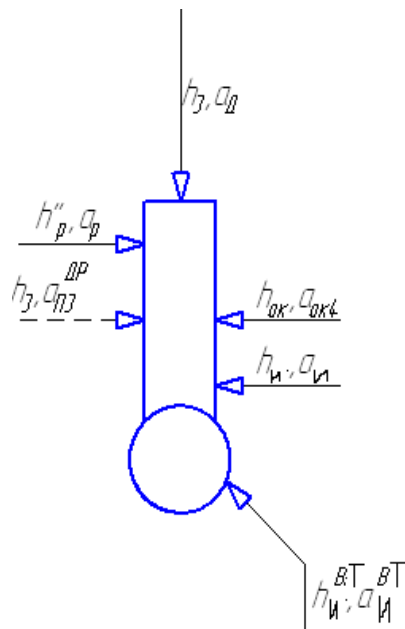


Рисунок. 3.2.8 – Расчетная схема деаэратора.

Составляем уравнения теплового и материального балансов для деаэратора, [2]

$$\alpha_P + \alpha_{ПЗ}^{ДР} + \alpha_D + \alpha_{ОК} + \alpha_{И}^{BT} + \alpha_{И} = \alpha_{ПВ};$$

$$\alpha_P \cdot h_P'' + \alpha_{ПЗ}^{ДР} \cdot h_3' + \alpha_D \cdot h_{ПЗ} + \alpha_{ОК} \cdot h_{ОК4} + \alpha_{И}^{BT} \cdot h_{И}^{BT} + \alpha_{И} \cdot h_{И} = \alpha_{ПВ} \cdot h_D' / \eta_C, \text{ где}$$

$$\alpha_{ПЗ}^{ДР} = \alpha_{П1} + \alpha_{П2} + \alpha_{ПЗ} =$$

$$= 0,066 + 0,0656 + 0,020 = 0,1522$$

- относительный расход дренажа ПЗ,

$$\eta_C = 0,99 \text{ - КПД смешения.}$$

Подставляем известные значения

$$0,00228 + 0,1522 + \alpha_D + \alpha_{ОК} + 0,01272 + 0,1282 = 1,06;$$

$$0,00228 \cdot 2627,5 + 0,15 \cdot h_{ПВЗ} + \alpha_D \cdot 779 + \alpha_{ОК} \cdot 610 + 0,1272 \cdot 2727,6 + 0,01282 \cdot 427 = 1,06 \cdot 670,5 / \eta_C$$

Решая систему уравнений, получаем

$$\alpha_D = 0,058;$$

$$\alpha_{ОК} = 0,822.$$

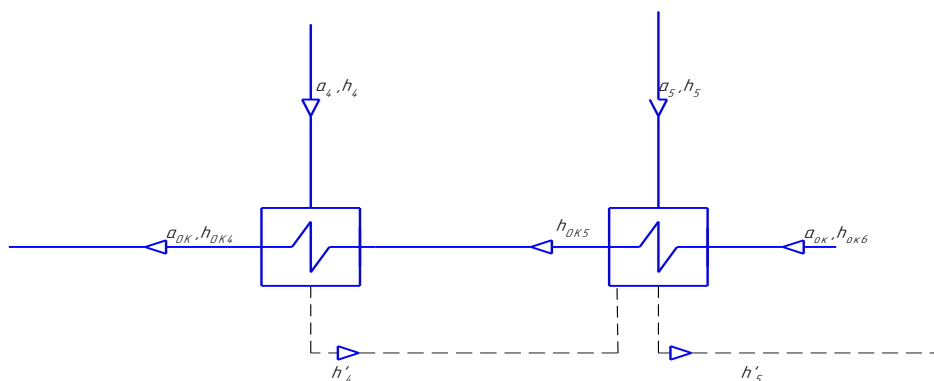


Рисунок. 3.2.9 – Расчетная схема П4, П5

Составляем уравнения теплового и материального балансов для П4, П5, П6 и точки смешения.

$$\alpha_4 \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta_{II} = \alpha_{OK4} \cdot (h_{OK4} - h_{OK5});$$

$$\alpha_{П5} \cdot (h_5 - h'_5) \cdot \eta_{II} + \alpha_{П4} \cdot (h'_4 - h'_5) \cdot \eta_{II} = \alpha_{OK5} \cdot (h_{OK5} - h_{OK6});$$

где $\eta_{II} = 0,98$ - КПД подогревателей.

$$\alpha_{П4} \cdot (2804,9 - 618,6) \cdot \eta_{II} = 0,82 \cdot (618,58 - 532,51);$$

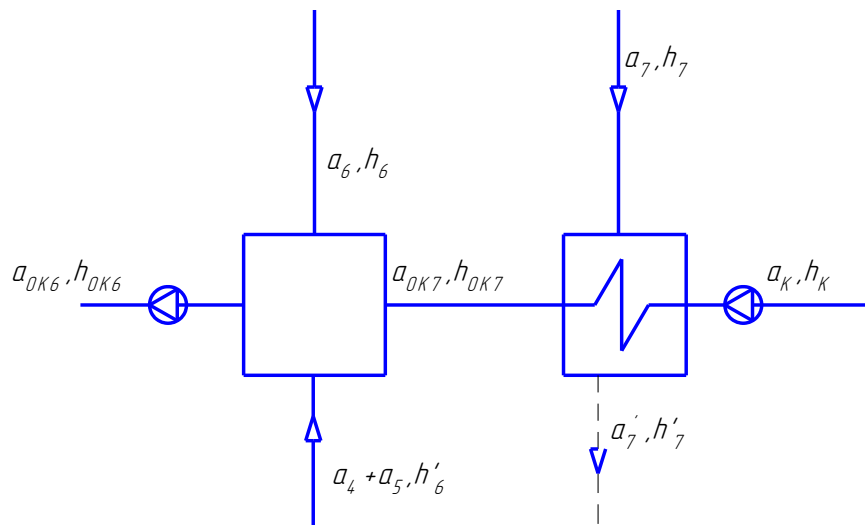
$$\alpha_{П5} \cdot (2715,53 - 532,5) \cdot \eta_{II} + \alpha_{П4} \cdot (618,6 - 532,51) \cdot \eta_{II} = \alpha_{OK6} \cdot (532,5 - 421,6);$$

Решая систему уравнений, получаем

$$\alpha_{П4} = 0,02321;$$

$$\alpha_{П5} = 0,03658;$$

$$\alpha_{OK6} = 0,5660;$$



Рисунк. 3.2.10 – Расчетная схема П6, П7

Составляем уравнения теплового и материального балансов для П7 и П6

$$\alpha_{OK7} = \alpha_{OK6} + \alpha_6 + \alpha_4 + \alpha_5;$$

$$\alpha_{OK7} h_{OK6} = \alpha_{OK7} h_{OK7} + \alpha_6 h_6 + (\alpha_4 + \alpha_5) h'_5;$$

$$\alpha_7 \cdot (h_7 - h'_7) \cdot \eta_{II} = \alpha_{OK7} \cdot (h_{OK7} - h^*_{OK});$$

где $h'_{II} = f(t'_{II}) = 375,8$ кДж / кг - энтальпия дренажа КИ; $\eta_{II} = 0,98$ - КПД КИ;

Подставляем известные величины

$$0,82 = \alpha_{OK7} + \alpha_6 + 0,0232 + 0,0366;$$

$$0,82 \cdot 426,4 = \alpha_{OK7} \cdot 288,59 + \alpha_6 \cdot 426,4 + (0,232 + 0,0365) \cdot 532,51;$$

$$\alpha_7 \cdot (2433,1 - 276) \cdot \eta_{II} = \alpha_{OK7} \cdot (288,6 - 152);$$

Решая систему уравнений, получаем

$$\alpha_7 = 0,0558;$$

$$\alpha_{OK7} = 0,71873;$$

$$a_6 = 0,0404$$

3.2.17 Проверка материального баланса рабочего тела в схеме:

Количество пара, идущего в каждый отбор равно

$$\alpha_1 = 0,066;$$

$$\alpha_2 = 0,0656;$$

$$\alpha_3 = \alpha_{П3} + \alpha_D = 0,07862;$$

$$\alpha_4 = \alpha_4 + \alpha_H = 0,036;$$

$$\alpha_5 = \alpha_{П5} + \alpha_{ВСП} = 0,1249;$$

$$\alpha_6 = \alpha_{П6} + \alpha_{НСП} = 0,1244;$$

$$\alpha_7 = \alpha_{П7} = 0,05583.$$

Относительный расход пара в конденсатор определяется по формуле

$$\alpha_k = 1 - \sum \alpha_j = 1 - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7);$$

$$\alpha_k = 1 - 0,5847 = 0,4485.$$

Определяем этот же расход из материального баланса конденсатора и точки смешения перед конденсатным насосом

$$\alpha'_k = \alpha_{OK}^* - \sum \alpha_{слива}, \text{ где}$$

$\alpha_{слива}$ - относительный расход всех сливов рабочего тела перед группой ПНД.

$$\sum \alpha_{слива} = \alpha_9 + \alpha_{упл} + \alpha_{ВСП} + \alpha_{НСП}$$

$$\alpha'_k = 0,5279 - (0,005 + 0,04 + 0,08832 + 0,08398) = 0,41526.$$

Относительная ошибка

$$\delta \alpha_k = 100 \cdot \left\{ \frac{\alpha_k - \alpha'_k}{\alpha_k} \right\} = 100 \cdot \left\{ \frac{0,41526 - 0,41526}{0,41526} \right\} = 0\%.$$

Относительная ошибка $\delta \alpha_k < 0,5\%$, следовательно, расчет можно продолжать.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Определение расхода пара и мощности на турбину

Расход пара на турбину определяются по формуле:

$$G_0' = \frac{N_э \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r \cdot (1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)}, [1]$$

где все входящие величины определены ранее.

$$\sum \alpha_j \cdot y_j = 0,7646 \cdot 0,066 + 0,6746 \cdot 0,0656 + 0,582 \cdot 0,0786 + 0,4357 \cdot 0,036 + 0,3611 \cdot 0,1249 + 0,2653 \cdot 0,12443 + 0,1255 \cdot 0,05583 = 0,211356.$$

$$G_0 = \frac{90 \cdot 10^3}{1326,6 \cdot 0,98 \cdot 0,98 \cdot (1 - 0,211356)} = 113,89 \text{ кг/с.}$$

$$\delta G_0 = 100 \cdot \left| \frac{G_0 - G_0'}{G_0} \right| = 100 \cdot \left| \frac{111,82 - 113,89}{111,82} \right| = 1,8\% < 2\%, \text{ следовательно расчет}$$

выполнен правильно [2].

Проверка мощности

Правильность расчета расходов можно определить по расчетной электрической мощности:

$$N_э' = G_0 \cdot (H_i \cdot \alpha_k + \sum (\alpha_{омбj} \cdot H_j)) \cdot \eta_m \cdot \eta_z, [2]$$

$$N_э' = 113,89 \cdot (1198,6 \cdot 0,41526 + (0,06973 \cdot 290,15 + 0,06738 \cdot 405 + 0,2195 \cdot 522,9 + 0,02617 \cdot 700,93 + 0,0688 \cdot 783,4 + 0,08396 \cdot 882,42 + 0,04914 \cdot 1034,4) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 90,7 \text{ МВт.}$$

$$\delta N_э = 100 \cdot \left(\frac{|N_э' - N_э|}{N_э'} \right) = 100 \cdot \left(\frac{|90,7 - 90|}{90,7} \right) = 0,7\% < 1\%$$

3.2.18 Перевод относительных расходов в абсолютные

Все рассчитанные относительные расходы переводятся в абсолютные по формуле

$$G_j = \alpha_j \cdot G_0;$$

$$G_{П1} = \alpha_{П1} \cdot G_0 = 0,066 \cdot 128,74 = 8,5 \text{ кг/с;}$$

$$G_{П2} = \alpha_{П2} \cdot G_0 = 0,0656 \cdot 128,74 = 8,445 \text{ кг/с;}$$

$$G_{П3} = \alpha_{П3} \cdot G_0 = 0,02 \cdot 128,78 = 2,64 \text{ кг/с;}$$

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$G_{Д} = \alpha_{Д} \cdot G_0 = 0,058 \cdot 128,74 = 7,4731 \text{ кг/с};$$

$$G_{П4} = \alpha_{П4} \cdot G_0 = 0,0232 \cdot 128,74 = 2,99 \text{ кг/с};$$

$$G_{П5} = \alpha_{П5} \cdot G_0 = 0,03658 \cdot 128,74 = 4,7 \text{ кг/с};$$

$$G_{П6} = \alpha_{П6} \cdot G_0 = 0,04 \cdot 128,74 = 5,2 \text{ кг/с};$$

$$G_{П7} = \alpha_{П7} \cdot G_0 = 0,0558 \cdot 128,74 = 7,18 \text{ кг/с};$$

$$G_{И} = \alpha_{И} \cdot G_0 = 0,03675 \cdot 128,74 = 4,71 \text{ кг/с};$$

$$G_{И}^{BT} = \alpha_{И}^{BT} \cdot G_0 = 0,03092 \cdot 128,74 = 3,97 \text{ кг/с}.$$

3.2.19. Расчет показателей тепловой экономичности

3.2.20 Тепловая нагрузка парогенерирующей установки:

$$Q_{nz} = G_0 \cdot (\alpha_{nz} \cdot (h_0 - h_{n6})), \text{ МВт} [2]$$

где h_0 , h_{n6} , - энтальпии пара на входе в турбину, питательной воды на входе в парогенератор и продувочной воды, кДж/кг (из проделанных выше расчетов имеем $h_0 = 3486,5 \text{ кДж / кг}$; $h_{n6} = 993,43 \text{ кДж / кг}$);

α_{nz} , -относительный расход пара из парогенерирующей установки (ранее определили $\alpha_{nz} = 1,034$);

$$Q_{nz} = 113,89 \cdot (1,034 \cdot (3486,5 - 993,43)) = 410384,16 \text{ МВт} [2]$$

3.2.21. Полная тепловая нагрузка турбоустановки:

$$Q_{TY} = G_0 \cdot [(\alpha_{TY} + \alpha_{УПЛ}) \cdot (h_0 - h_{ПВ}) + \alpha_{ДВ} \cdot (h_{ДВ} - h_{ПВ})] =$$

$$= 113,89 \cdot [(1 + 0,02) \cdot (3486,5 - 993,43) + 0,012 \cdot (125,7 - 993,43)] = 406449,64 \text{ кВт}$$

3.2.22. Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление:

$$Q_m = \frac{Q_{om}^{cn}}{\eta_n},$$

Q_{om}^{cn} - тепловая нагрузка сетевых подогревателей:

$\eta_n = 0,98$ - КПД сетевых подогревателей.

$$Q_m = \frac{210}{0,98} = 214 \text{ МВт} [2]$$

3.2.23. Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии:

$$Q_{my}^{\text{э}} = Q_{my} - Q_m = 406,44964 - 214 = 192,23564 \text{ МВт}.$$

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

3.2.24. КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{му}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{му}}^{\text{э}}}, \eta_{\text{му}}^{\text{э}} = \frac{90}{406,23} = 0,221$$

3.2.25. КПД трубопроводов, связывающих парогенерирующую установку с турбиной:

$$\eta_{\text{мп}} = \frac{Q_{\text{му}}}{Q_{\text{нс}}} = \frac{406,449}{410,384} = 0,99 \text{ [2]}$$

3.2.26. КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто):

$$\eta_{\text{с}}^{\text{э}} = \eta_{\text{му}}^{\text{э}} \cdot \eta_{\text{мп}} \cdot \eta_{\text{пгв}} \cdot (1 - k_{\text{с.н}}),$$

где $k_{\text{с.н}}$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды станции, принимается для ТЭС на твердом топливе $k_{\text{с.н}} = 0,040 \div 0,090$ (принимаем $k_{\text{с.н}} = 0,07$); [3], $\eta_{\text{пгв}}$ - КПД парогенерирующей установки; для парового котла ТЭС $\eta_{\text{пгв}} = 0,92$, выбирается по данным таблицы 3 [2].

$$\eta_{\text{с}}^{\text{э}} = 0,221 \cdot 0,982 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,07) = 0,193.$$

КПД блока по отпуску теплоты

$$\eta_{\text{с}}^{\text{т}} = \eta_{\text{пгв}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{п}} = 0,92 \cdot 0,982 \cdot 0,98 = 0,885;$$

3.2.27. Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии:

$$b_{\text{э}}^{\text{омн}} = \frac{123}{\eta_{\text{с}}^{\text{э}}} = \frac{123}{0,193} = 635,2 \text{ г.у.т./}(кВт\cdot\text{ч}) \text{ [2]}$$

Удельный расход условного топлива по производству теплоты

$$b_{\text{т}}^{\text{отп}} = \frac{34,1}{\eta_{\text{с}}^{\text{т}}} = \frac{34,1}{0,885} = 38,53 \text{ кг у.т. / ГДж [2]}$$

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

3.3 Выбор оборудования пароводяного тракта

К оборудованию пароводяного тракта относятся основные агрегаты (котлы и турбины) и вспомогательное теплообменное и насосное оборудование. Выбор оборудования осуществляется по методике [4].

3.3.1 Питательный насос

Питательные насосы выбираются на подачу питательной воды при максимальной мощности блока с запасом не менее 5%. Расчетный напор питательного насоса должен превышать давление пара на выходе из котла с учетом потерь давления в тракте и необходимой высоты подъема воды.

$$G_{ПВ} = \alpha_{ПВ} \cdot G_0 = 1,034 \cdot 491,4 = 508,1 \text{ кг/с} [2]$$

Максимальная подача питательного насоса

$$V = 1,05 \cdot G_{не} \cdot \nu \cdot 3600 = 1,05 \cdot 508,1 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 1920 \text{ м}^3/\text{ч}. [2]$$

Напор, развиваемый питательным насосом

$$H = \frac{P_{не} - P_0}{\rho \cdot g} = \frac{(16,64 - 0,6) \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} = 1635 \text{ м}.$$

Выбираем один насос типа ПТН 2200-350, его характеристики представлены в таблице 3.3.1

Таблица 3.3.1 – Характеристики питательного насоса

Подача V, м ³ /ч	Напор H, м	Частота вращения n, об/мин	Типоразмер и мощность привода N, кВт	Завод- изготовитель
2200	3500	5150	ПТН-2200-350	ПОТ ЛМЗ

3.3.2. Конденсатные насосы

Расчетная подача конденсатных насосов

$$G_k = \alpha_k \cdot G_0 = 0,3322 \cdot 491,4 = 163,2 \text{ кг/с}, [2]$$

$$G_k = G_k^{\text{max}} \cdot (1,1 \div 1,2) = 1,15 \cdot 163,2 = 187,7 \text{ кг/с},$$

$$V = G_k \cdot \nu \cdot 3600 = 187,7 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 676 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Напор, развиваемый насосом

$$H = \frac{P_{ок} - P_{к}}{\rho \cdot g} = \frac{(0,84 - 0,0023) \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} = 85 \text{ м.}$$

Принимаем к установке три конденсатных насоса типа КСВ-1000-95, один из них резервный, его характеристики представлены в таблице 3.3.2,

Таблица 3.3.2 – Характеристики конденсатного насоса

Подача V, м ³ /ч	Напор H, м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n, об/мин	Мощность N, кВт	Завод- изготовитель
1000	95	2,5	1000	342	ПО «Насосэнергомаш» г. Сумы

3.3.3 Дренажный насос

Дренажный насос необходим для подачи дренажа из П5 и П7 в линию основного конденсата.

Подача насоса

$$D_{дн} = D_0 \cdot \alpha_{др6} = 491,4 \cdot 0,00183 = 0,9 \text{ кг/с, [2]}$$

$$V = 1,05 \cdot D_{дн} \cdot v \cdot 3600 = 1,05 \cdot 0,9 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 3,4 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Выбираем насос типа К5/10, характеристики указаны в таблице 5,

Таблица 3.3.3 – Характеристики дренажного насоса

Подача V, м ³ /ч	Напор H, м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n, об/мин	Мощность N, кВт	КПД насоса, %
5	10	4.0	2900	0,8	51

$$D_{дн} = D_0 \cdot \alpha_{др7} = 491,4 \cdot 0,0389 = 19,11 \text{ кг/с,}$$

$$V = 1,05 \cdot D_{дн} \cdot v \cdot 3600 = 1,05 \cdot 19,11 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 72,2 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Выбираем насос типа К90/35, характеристики указаны в таблице 3.3.4,

Таблица 3.3.4 – Характеристики дренажного насоса

Подача V, м ³ /ч	Напор H, м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n, об/мин	Мощность N, кВт	КПД насоса, %
90	35	4.0	1450	18	78

3.3.4. Сетевые насосы

Расчетная подача сетевых насосов

$$V = G_{св} \cdot v \cdot 3600 = 2088 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 7517 \text{ м}^3/\text{ч}. [1]$$

Выбираем насос СЭ-5000-70 в количестве 2 штуки (один резервный), характеристики указаны в таблице 7, Выбираем насос второго подъема СЭ-2500-60 в количестве 2 штуки (один резервный)

Таблица 3.3.5 – Характеристики сетевого насоса

Подача V, м ³ /ч	Напор H, м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n, об/мин	Мощность N, кВт	Завод- изготовитель
5000	70	12	1500	1095	ПО «Ливгидромаш» г. Ливны
2500	60	12	1500	475	ПО «Ливгидромаш» г. Ливны

3.3.5 Выбор деаэратора питательной воды

Суммарная производительность деаэраторов выбирается по максимальному расходу питательной воды. На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор с одной или двумя колонками с рабочим давлением. Емкость баков деаэраторов должна быть на 15 % больше запаса питательной воды, который составляет: для блочных электростанций 3,5 минут. Максимальный расход пара на турбину:

$$G_{0\max}=491,4 \text{ кг/с.}$$

Максимальный расход питательной воды:

$$G_{\text{пвmax}} = 1,05 \cdot G_{0\text{max}} = 1,05 \cdot 491,4 = 516 \text{ кг/с.}$$

Емкость бака деаэратора:

$$v_d = f(P_d) = 0,0011 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{\text{расч}} = \frac{1,15 \cdot 3,5 \cdot 60 \cdot v_d \cdot G_{\text{пв}}}{2} = \frac{1,15 \cdot 3,5 \cdot 60 \cdot 0,0011 \cdot 516}{2} = 68,5 \text{ м}^3 / \text{с.} [2]$$

Выбираем деаэратор ДП-500 по [3]. Его характеристики:

- номинальная производительность 138,9 кг/с;
- рабочее давление 0,69 МПа;
- рабочая температура 158°C;
- диаметр колонки 2032 мм;
- высота колонки 3150 мм;
- типоразмер деаэраторного бака БДП-120-1;

3.3.6. Выбор сетевых подогревателей

Выбираются по расходу сетевой воды и давлению отборов.

ПСГ-1:

Номинальный расход воды $G_{\text{псг-1}} = 109,7 \text{ кг/с,}$

Номинальный расход пара $G_{\text{псг-2}} = 108,8 \text{ кг/с,}$

Выбираем ПСГ-6500-3-П-1.

Выбираются по расходу сетевой воды и давлению отборов.

ПСГ-2:

Номинальный расход воды $G_{\text{псг-1}} = 109,7 \text{ кг/с,}$

Номинальный расход пара $G_{\text{псг-2}} = 108,8 \text{ кг/с,}$

Выбираем ПСГ-6500-3-П-1.

3.3.7. Регенеративные подогреватели

Как правило, применяется одноточечная схема подогревателей; на каждый регенеративный отбор должен устанавливаться один корпус

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

подогревателя. Регенеративные подогреватели выбираются в соответствии с давлением по паровой и водяной стороне, расходом воды и поверхностью нагрева.

Для выбора подогревателей произведем расчет поверхности зоны конденсации пара (СП). Теплоемкость воды примем по средней температуре воды в СП и по давлению воды в подогревателе. Температура воды на входе в СП определяется из расчета тепловой схемы в части ПВД.

Подогреватели высокого давления выполнены поверхностного типа, характеристики которых указаны в таблице в таблице 11.

Таблица 3.3.6 – Характеристики ПВД

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Номинальный расход воды, кг/с	Расчетный тепловой поток, МВт	Максимальная температура, °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа	Габаритные размеры	
						Высота, мм	Диаметр корпуса, мм
ПВ-200-16-7-I	200	97,2	15,3	240	0,07	4820	1124
ПВ-200-16-7-I	200	97,2	15,3	240	0,07	4820	1124
ПВ-200-16-7-I	200	97,2	15,3	240	0,07	4820	1124

Таблица 3.3.7 – Характеристики ПНД

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Номинальный расход воды, кг/с	Расчетный тепловой поток, МВт	Максимальная температура, °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа	Габаритные размеры	
						Высота, мм	Диаметр корпуса, мм
ПН-2300-25-7-III	2395	789,4	70,9	150	0,089	8800	2852
ПН-2300-25-7-III	2395	789,4	70,9	150	0,089	8800	2852
ПН-2300-25-7-III	2395	789,4	70,9	150	0,089	8800	2852
ПН-2300-25-7-III	2395	789,4	70,9	150	0,089	8800	2852

3.3.8. Выбор вспомогательных теплообменников

Конденсатор, основной эжектор, охладитель пара из промежуточных камер уплотнений охладитель пара из концевых камер уплотнений, маслоохладители выбираем по прототипу турбины Т-110-130;

Конденсатор К2-6000-1; по давлению в конденсаторе.

3.3.9. Выбор парогенератора

Барабанный котел Е-500-13,8-540 с характеристиками: паропроизводительность 500 т/ч; температура пара 540⁰С, давление 13,8 МПа.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Сводная таблица показателей тепловой экономичности по трем режимам

Режим	$Q_{\text{пг}}$	$Q_{\text{ту}}$	$\eta_{\text{ту}}^{\circ}$	$\eta_{\text{с}}^{\circ}$	$\eta_{\text{с}}^{\text{T}}$	$b_{\text{с}}^{\text{омп}}$ г.у.т/кВ Г·Ч	$b_{\text{м}}^{\text{омп}}$ г.у.т/кВ Г·Ч
Пиковый	410,384	406,449	0,221	0,193	0,885	635,02	38,53
Переходный	427,361	423,264	0,212	0,185	0,885	661,3	38,53
Летний	362,811	359,332	0,250	0,219	0,885	561,41	38,53

4. Расчет системы технического водоснабжения и выбор оборудования

Расчет системы технического водоснабжения и выбор оборудования. Проектируемая ТЭЦ располагается рядом с крупным населенным пунктом и промышленными предприятиями, потребляющими тепловую и электрическую энергию. Использовать в качестве системы водоснабжения пруд-охладитель нецелесообразно по следующим причинам: в нескольких километрах от проектируемой ТЭЦ располагается Беловская ГРЭС. Беловская ГРЭС использует пруд - охладитель, питаемый рекой той же рекой Иня, которая будет снабжать водой и проектируемую станцию. Располагать рядом (менее, чем в 30 км друг от друга) 2 больших пруда-охладителя невозможно из-за наносимого экологии района ущерба. Поэтому принимается наиболее рациональная в данном случае оборотная система технического водоснабжения. В качестве водоохладителя в оборотной системе будут использованы градирни.

4.1 Расчет расхода технической воды

Суммарный расход воды на устанавливаемые турбоагрегаты рассчитывается по летнему режиму работы при условии обеспечения номинальной электрической мощности и покрытия летних тепловых нагрузок, так как в летний период пропуск пара в конденсатор наибольший и температура охлаждающей воды наивысшая.

Для электростанций с турбинами «Т» расход охлаждающей воды принимается по среднему летнему режиму отборов пара на производство, но не ниже 60 % от расхода воды при конденсационном режиме.

Расход технической воды для турбины «Т» определяется из выражения:

$$W_{\text{тех. вод.}} = n \cdot (w_k + w_{zo} + w_{mo} + w_{поди}) = (24800 + 744 + 496 + 124) \cdot 1 = 26164 \text{ т/ч}$$

где $w_k = 24800 \text{ м}^3/\text{ч}$ – расчетный расход охлаждающей воды при конденсационном режиме турбоагрегата типа Т-110/120-130 по техническим данным завода-изготовителя.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$W_{zo} = (0,025-0,04) \cdot W_k$ (Т/ч) – расход технической воды на газоохладители

$$W_{zo} = 0,03 \cdot 24800 = 744 \text{ (Т/ч)}$$

$W_{mo} = (0,012-0,025) \cdot W_k$ (Т/ч) - расход технической воды на маслоохладители

$$W_{mo} = 0,02 \cdot 24800 = 496 \text{ (Т/ч)}$$

$W_{подш} = (0,003 - 0,008) \cdot W_k$ (Т/ч) - расход технической воды на холодильники

ПОДШИПНИКОВ

$$W_{подш} = 0,005 \cdot 24800 = 124 \text{ (Т/ч)}$$

n – число блоков

4.2 Выбор циркуляционных насосов

При оборотном техническом водоснабжении общее количество воды, состоящее из расхода циркулирующего в замкнутом контуре и расхода на другие нужды станции, может быть подчитано по формуле для прямоточного водоснабжения.

В системе с оборотным водоснабжением напор циркуляционного насоса определяется с учетом потребного свободного напора воды перед брызгальными соплами.

При проектировании блочных электростанций установку циркулярных насосов следует предусматривать в блочных насосных станциях.

На каждый корпус или поток конденсатора, как правило, устанавливается один насос, при этом число насосов на турбину должно быть не менее двух, а их суммарная подача должна быть равна расчетному расходу охлаждающей воды на блок.

Напор циркуляционных насосов:

$$H_{ци} = H_z + \sum h_c + h_{бр} \text{ (м)}$$

где $H_z = 3-4$ м.вод.ст. – геодезическая высота подачи воды от уровня воды в приемном колодце до верхнего сопла;

$\sum h_c = 4-6$ м.вод.ст. – сумма гидравлических сопротивлений водоводов;

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$h_{op} = 4-5$ м.вод.ст. – свободный напор перед брызгальными соплами.

$$H_{ин} = 4+4+5=13(м)$$

Выбираются два насоса ОПВ-2-87 на блок, с основными техническими характеристиками:

подача – 7560-13332 м³/ч,

напор – 13,3-9 м,

допустимый кавитационный запас – 12-10,7 м.вод.ст.,

частота вращения – 585 об/мин,

мощность двигателя – 262-510 кВт,

КПД – 65 %,

Завод – изготовитель: НПО «Уралгидромаш», г.Сысерть

4.3 Расчет градирен

Охлаждение циркуляционной воды происходит в основном за счет ее частичного испарения и конвективного теплообмена с воздухом. Охлаждаемая вода в оросительном устройстве разбрызгивается, стекает по асбестоцементным плитам в виде пленки в бассейн, омываясь воздухом. За счет большой поверхности контакта водной пленки с воздухом пленочные градирни имеют меньшую удельную площадь при равной охлаждающей способности.

Оросительное устройство собрано в отдельные блоки, состоящие из листов 1600x1200x6 мм и установленные на каркасе сборных же железобетона в два яруса по высоте (2x1200 мм). Расстояние между ярусами 25 мм.

На ТЭЦ техническая вода используется для конденсации пара в конденсаторах турбин, а также вода расходуется в воздухо- и газоохладителях электрогенераторов, в маслоохладителях турбин и вспомогательного оборудования, на охлаждение подшипников и др.

Расход охлаждающей воды определен выше из максимальных расходов воды в конденсаторы турбин:

$$W_{к} = 24800 \text{ м}^3/\text{ч}$$

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

Суммарная потребность в технической воде на ТЭЦ равна:

$$W_{\text{тех. вод.}} = 26164 \text{ т/ч}$$

Для пленочных башенных градирен принимается $y=8 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$.

Теперь определим площадь орошения:

$$F_{\text{ор}} = \frac{W_{\text{тех. вод.}}}{y} = \frac{26164}{8} = 3271 \text{ м}^2$$

Принимаем к установке одну башенную градирню с площадью орошения 4000 м^2 , модификации БГ- 4000 ; высотой подъема воды $9,5 \text{ м}$; стальным каркасом; асбестоцементной обивкой; высотой башни 90 м .

Для предотвращения обрастания оросителей водорослями циркуляционную воду необходимо хлорировать.

Схема технического водоснабжения с градирнями предусматривает центральную насосную станцию. Охлажденная вода после градирни самотеком по железобетонным каналам поступает на всас циркуляционных насосов. Их установка обеспечивает работу насосов под заливом. Во избежание накипеобразования в трубной системе конденсаторов циркуляционную воду подкисляют. На насосной станции применяют центробежные насосы, создающие давление воды в $2,3 \text{ МПа}$.

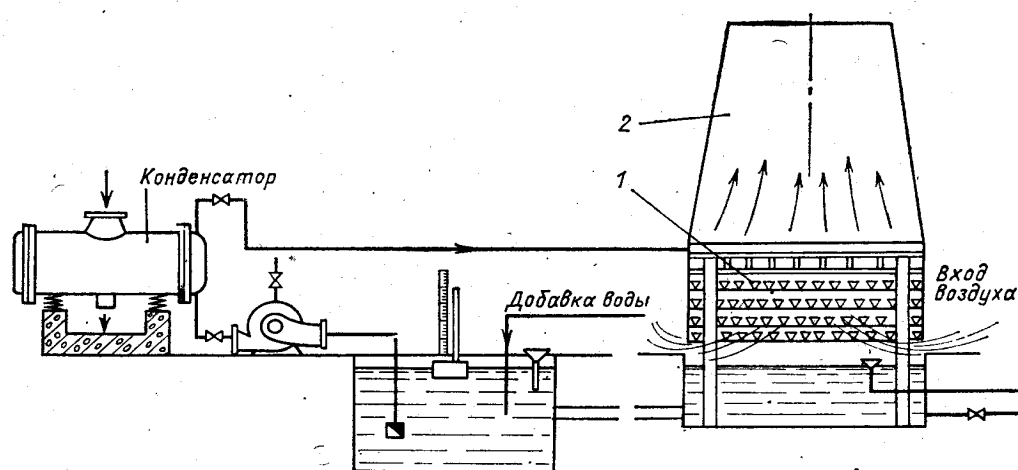


Рисунок. 4.1 – Обратное водоснабжение ТЭЦ с градирнями [3]

1 – оросительное устройство; 2- вытяжная башня.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.311111.001 ПЗ

Лист

48

4.4 Выбор и расчёт водоподготовительной установки

4.4.1 Краткое описание схемы водоподготовительной установки, работающей по схеме химического обессоливания

Водоподготовительная установка с полным химическим обессоливанием (ВПУ) предназначена для подготовки воды, используемой в качестве добавки к питательной воде барабанных котлов для восполнения потерь пара и конденсата.

Проектная производительность установки - 60 т/час,
фактическая - 50 т/час.

Схема ВПУ включает:

- три осветлителя №1, № 2, № 3 типа ЦНИИ-3 и ЦНИИ-2 производительностью 55 т/час каждый;
- три бака коагулированной воды емкостью по 25 м³;
- два насоса коагулированной воды типа 6 НДВ: Q=120 т/час ;H=60 м.в.ст.;
- три механических двухкамерных фильтра диаметром 1000 мм;
- четыре асмитовых фильтра: № 1, 3, 4 диаметром 1000 мм и № 2-диаметром – 900 мм;
- пять Н-катионитовых фильтров I ступени диаметром 1000 мм и по три штуки II и III ступени диаметром 700 мм;
- по четыре анионитовых фильтра I и II ступени диаметром 900 мм;
- два декарбонизатора производительностью по 50 т/час;
- два бака декарбонизированной воды емкостью по 25 м³ ;
- два насоса декарбонизированной воды типа 6К – 8: Q = 50 м³/час, H = 35м.в.ст.;
- три анионитовых фильтра III ступени: N 1 и N 2 диаметром 900 мм, N 3 диаметром 700 мм.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

Исходной водой является вода водохранилища на реке Иня, качество которой характеризуется следующими показателями:

жесткость общая	2,3 - 5,2 мг-экв/кг
щелочность	2,4 - 5,3 мг-экв/кг
сухой остаток	150 - 350 мг/кг
взвешенные вещества	2,5 - 110 мг/кг
окисляемость перманганатная	5,6 - 12 мг/кг

Сырая вода на ВПУ подается через подогреватели №1 (или) №2 сырой воды насосами НСВ №3,4 (типа 200Д - 60А Q = 120 м³/час. Н = 35 м.в.ст.) и насосами НСВ №1,2 (типа 200Д - 90 Q = 240 м³/час. Н = 90 м.в.ст.). Греющим агентом в подогревателях сырой воды является пар с давлением 5 атм. от РУ 15/6 атм.

Подогретая до 20 – 25°С вода по трубопроводам сырой воды, расположенным в туннеле №2 подается на осветлители.

Из осветлителей коагулированная вода самотеком поступает в баки коагулированной воды. Из баков насосами коагулированной воды вода подается на механические фильтры.

Осветленная вода поступает на асмитовые фильтры, затем на Н-катионитовые фильтры I ступени, анионитовые фильтры I ступени и на вторую ступень Н-катионирования. В Н-катионитовых фильтрах I, II ступени в результате контакта с фильтрующим материалом происходит реакция обмена солей, так называемые соли жесткости (соли кальция и магния) замещаются солями, не образующими накипи и делает её пригодной для использования в выпарных аппаратах.

В схеме обессоливания предусмотрена декарбонизация воды, предназначенная для удаления из неё растворённой угольной кислоты, с тем, чтобы сократить затраты едкого натрия на стадии сильноосновного

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

анионирования.

Декарбонизация относится к десорбционному способу удаления из воды растворённых газов, основанному на законах Генри и Дальтона применительно к системе: угольная кислота – вода.

Частично обессоленная вода поступает на декарбонизаторы, затем сливается в баки декарбонизованной воды, откуда насосами декарбонизованной воды подается на анионитовые фильтры II ступени, затем вода проходит III ступень Н-катионирования и анионирования.

При эксплуатации любого ионитового фильтра необходимо удаление из обрабатываемой воды соответствующих катионов (анионов) различных солей за счёт их поглощения катионитом (анионитом).

После истощения катионита (анионита) фильтр отключается на регенерацию.

Регенерация ионита, т.е. обратное замещение его активных групп обменяемым ионом, может быть достигнута промыванием ионита раствором с высокой концентрацией этого иона.

Регенерация катионита проводится промыванием материала раствором серной кислоты.

Регенерация анионита достигается промыванием анионита раствором с высокой концентрацией гидроксила, например, раствором едкого натрия.

На электростанциях наибольшее распространение имеют следующие, ионообменные материалы: сильнокислотные катиониты – КУ-2 и КУ-1, среднекислотный катионит – сильноосновной анионит АВ-17 и слабоосновной анионит АН-31.

Обессоленная вода по двум трубопроводам (верхней и нижней ниткам) подается в турбинное отделение. По верхней нитке обессоленная вода подается на БРК, на подпитку конденсаторов турбин и вакуумных бачков, по нижней нитке - на подпитку конденсаторов и вакуумных бачков.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

4.4.2. Сточные воды водоподготовительных установок.

Подготовка котловой воды производится по схеме: предпочистка с последующим трехступенчатым обессоливанием. Производительность установки 60 т/ч.

Умягчение воды для подпитки теплосети при наличии горячего водоснабжения осуществляется по схеме Н-катионирования с холодной регенерацией. Производительность установки 80 т/ч.

Забор воды для подпитки котлов и теплосети производится из отводящего канала.

Для обеспечения надёжного качества турбинного конденсата на станции имеются общестанционная и блочные установки обессоливания конденсата общей производительностью 530 т/ч.

При общем расходе технической воды на нужды ХВО и подпитки теплосети $600 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$ количество образующихся сточных вод составляет около $90 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$, это - $10,3 \text{ м}^3/\text{час}$ или $2,85 \text{ кг}/\text{с}$.

Продувочные воды осветлителей. Продувка их осуществляется непрерывно. Количество образующихся стоков $18 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$.

Промывочные воды механических фильтров. На станции три рабочих фильтра, каждый промывается один раз в два дня. Расход сточных вод составляет $12 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$ ($33 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Регенерационные воды водород – катионитовых и анионитовых фильтров I ступени (включая расход на взрыхление, регенерацию и отмывку), соответственно, в количестве $27 \text{ кг}/\text{ч}$ и $14,5 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$. Часть отмывочной воды водород – катионитовых фильтров ($14,5 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$) используется на регенерацию водород – катионитовых фильтров подпитки теплосети.

Регенерационные воды водород – катионитовых и анионитовых фильтров II ступени - $2 \text{ кг}/\text{ч}$ и $1,4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$ соответственно.

Регенерационные воды водород – катионитовых и анионитовых фильтров III ступени - $0,66 \text{ кг}/\text{ч}$ и $0,75 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$ соответственно.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Регенерационные воды анионитовых фильтров в количестве

$10,24 \cdot 10^3 \text{ м/год}$.

Регенерационные воды водород – катионитовых фильтров подпитки теплосети

в количестве $33,5 \cdot 10^3 \text{ м/год}$.

Регенерационные воды установок обессоливания конденсата, часть

которых в количестве $24,3 \cdot 10^3 \text{ м/год}$ сбрасываются в ГЗУ, а $31 \cdot 10^3 \text{ м/год}$

повторно используется для подпитки котловой воды.

Стоки со всех водоподготовительных установок и конденсатоочистки

направляется в систему ГЗУ.

Исключение составляют стоки от механических фильтров, которые

заведены в сеть проливневой канализации.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

5. Выбор и расчет системы пылеприготовления

Выбор и расчет системы пылеприготовления Топливо-транспортное хозяйство современных тепловых электростанций представляет собой комплекс сооружений, машин и механизмов, предназначенных для:

- 1) приема поступающих и отправки разгруженных железнодорожных маршрутов;
- 2) размораживания топлива в полувагонах перед разгрузкой, если поступает смерзшееся топливо;
- 3) разгрузки поступивших железнодорожных маршрутов;
- 4) внутристанционного транспорта топлива к бункерам парогенераторов или на склад;
- 5) хранения и выдачи топлива со склада;
- 6) дробления топлива до установленного нормами размера кусков;
- 7) распределения топлива по бункерам парогенераторов.

Кроме того, в тракте топливоподачи устанавливают механизмы для улавливания и удаления металлических и древесных предметов из потока топлива с целью предохранения технологического оборудования от поломок, пробоотборные и проборазделочные установки, а также контрольно-измерительные приборы, измеряющие количество поступающего топлива.

Уголь на ТЭЦ поставляется железнодорожным транспортом.

Топливо доставляется в четырехосных полувагонах грузоподъемностью 63 тонны.

На проектируемой ТЭЦ установим два роторных вагонопрокидывателя, которые разгружают полувагоны поворотом их вокруг продольной оси на 175° .

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

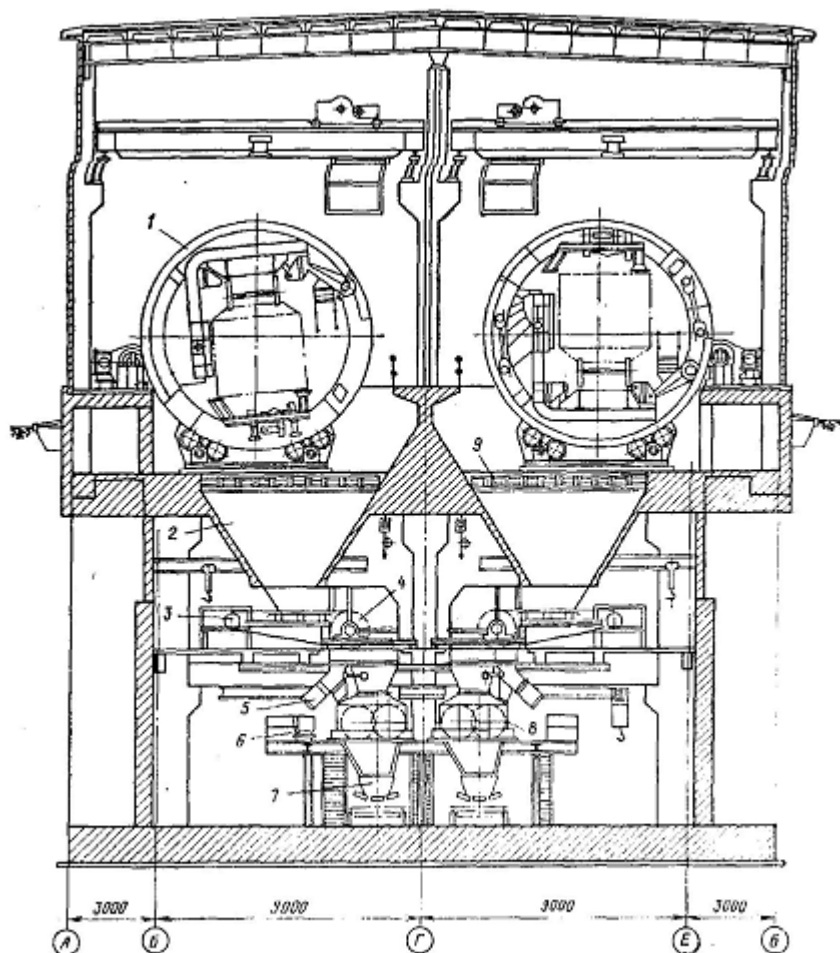


Рисунок. 5.1 – Разгрузочное устройство с двумя роторными вагонопрокидывателями [4]

1- вагонопрокидыватель; 2 – бункера; 3 – ленточные питатели; 4 – шкивной магнитный сепаратор; 5 – короб отвода уловленного металла; 6 – тележка для металла; 7 – ленточные конвейеры; 8 – дискозубчатые дробилки; 9 – решетка. Роторные вагонопрокидыватели требуют значительного заглубления подбункерного помещения.

Транспорт твердого топлива от разгрузочных устройств до бункеров сырого топлива в главном корпусе, на склад и со склада осуществляется ленточными конвейерами.

Через пересыпные короба топливо загружается на верхнюю рабочую ветвь ленты и транспортируется к месту разгрузки, которая происходит через концевые барабаны или осуществляется специальными разгрузочными

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

устройствами в необходимых местах.

Основным элементом ленточного конвейера является бесконечная лента, огибающая два или несколько барабанов и поддерживаемая роликами. Скорость движения ленты конвейера принимается от 2,0 до 2,5 м/с.

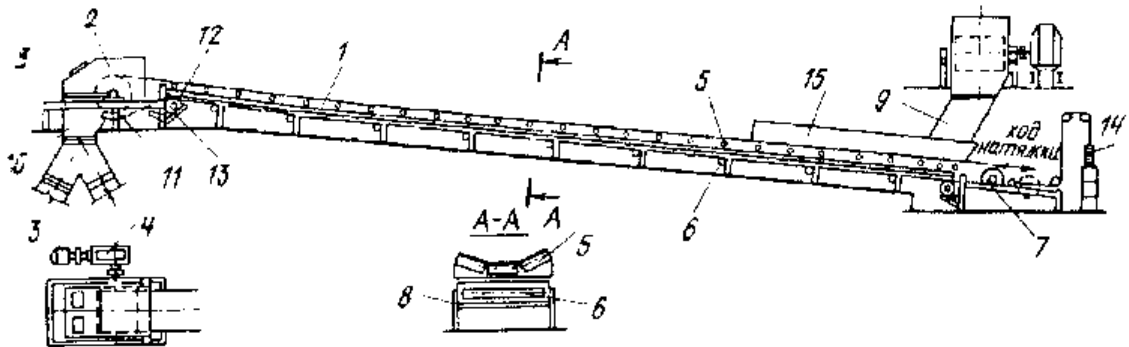


Рисунок 5.2 – Схема ленточного конвейера [2]

1 – конвейерная лента; 2 – приводной барабан; 3 – электродвигатель; 4 – редуктор; 5 – верхние роlikоопоры; 6 – нижняя роlikоопора; 7 – натяжной барабан; 8 – опорная металлоконструкция; 9 – пересыпной короб; 10 – разгрузочная (головная) воронка; 11 – скребок; 12 – отклоняющий барабан; 13 – скребок; 14 – натяжное устройство; 15 – приемный лоток.

Для обеспечения надежности на электростанциях всегда устанавливают два параллельных конвейера. Конвейеры устанавливаются в закрытых отапливаемых помещениях, включая галереи и эстакады. Высота галерей (эстакад) в свету не ниже 2,2 м, ширина исходя из обеспечения прохода между конвейерами не менее 1000 мм и боковых проходов 700 мм. Через каждые 75 - 100 м предусматриваются переходные мостики через конвейеры.

До поступления в мельницы парогенераторов топливо измельчается в молотковых дробилках до размеров кусков не более 15 мм, а при высокой влажности до 25 мм. Для станции с потреблением топлива в 336 т/ч, выберем две молотковых дробилки М20×30, производительностью 1000 – 1250 т/ч по одной на каждую нитку

Вместимость складов угля и сланцев принимается, как правило, равной 30 суточному расходу топлива.

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ФЮРА.311111.001 ПЗ

Для определения емкости топливного склада рассчитаем месячный расход топлива при максимальной нагрузке.

Для проектируемой ТЭЦ выбираем кольцевой склад с поворотным штабелеукладчиком и роторным перегружателем.

На рисунке 6.3 показана компоновка такого склада емкостью 200000 т. угля.

Из разгрузочного устройства ленточными конвейерами уголь подается к штабелеукладчику. Поворотным штабелеукладчиком, на стреле которого установлены два конвейера: стационарный и передвижной реверсивный – топливо подается на склад. Склад в этом случае имеет форму кольца. Со склада топливо выдается поворотным роторным перегружателем, мост которого вращается относительно той же вертикальной оси центральной колонны, что и штабелеукладчик.

Центральная вертикальная колонна и бетонное кольцо, ограничивающее внутренний диаметр штабеля, являются опорами, по которым происходит передвижение штабелеукладчика и роторного перегружателя.

Описанная механизация угольного склада позволяет полностью или частично автоматизировать складские операции с производительностью до 1800 – 2000 т/ч.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

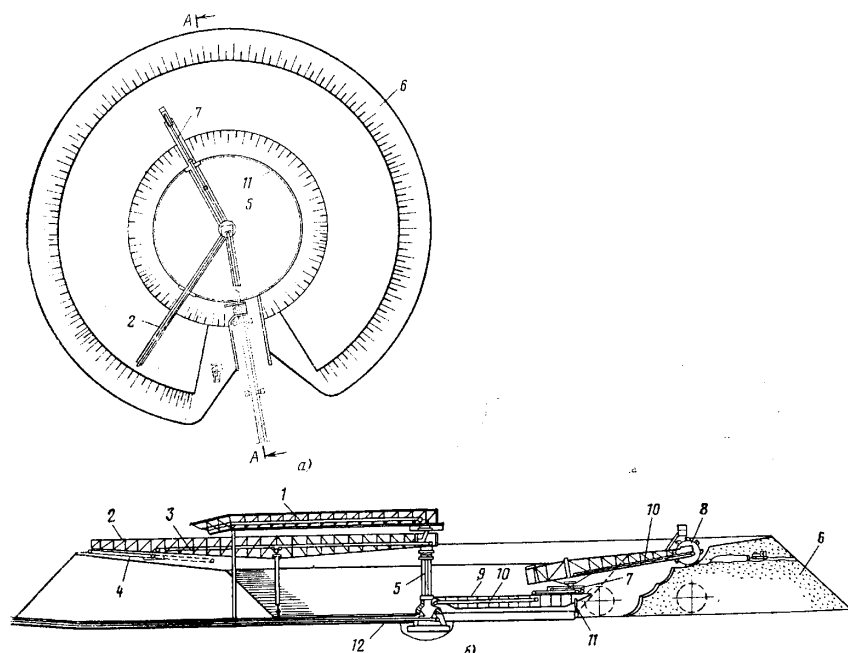


Рисунок. 5.3 – Кольцевой склад с поворотными штабелеукладчиком и роторным перегружателем [4]

а – план, б – разрез; 1- подающий конвейер; 2 - поворотный штабелеукладчик; 3 – стационарный конвейер штабелеукладчика; 4 – передвижной реверсивный конвейер штабелеукладчика; 5 – бетонная опора; 6 – топливный склад; 7 – роторный перегружатель; 8 – стрела с ковшовым ротором; 9 – мост перегружателя; 10 – конвейеры перегружателя; 11 – кольцевой рельс; 12 – выдающий конвейер.

Выбираем индивидуальную систему пылеприготовления с пылевым бункером для шаровых барабанных мельниц.

Для кузнецкого каменного угля, характеризующегося большим выходом летучих (40%), целесообразно применение шаробарабанных мельниц.

Выбираем две барабанные шаровые мельницы типа Ш-50А, производительностью 50 т/ч, с мельничным вентилятором типа ВМ-160/850 в количестве двух штук с вентиляторами для подачи пыли в топку котла горячим воздухом типа ВГД-20 в количестве 2 штук.

Таблица 5.1

Оборудование	Номинальная производительность, т/ч	Частота вращения барабана, об/мин	Мощность, кВт	Предельная масса загружаемых шаров, т
Ш-50А	50	17,6	2000	108

Таблица 5.2

Оборудование	Подача, м ³ /ч	Полное давление, Па	Температура воздуха, °С	КПД, %	Частота вращения, об/мин	Мощность, кВт
ВМ-160/850	160	8800	60	72	980	540
ВГД-20	146	2700	400	67	730	156

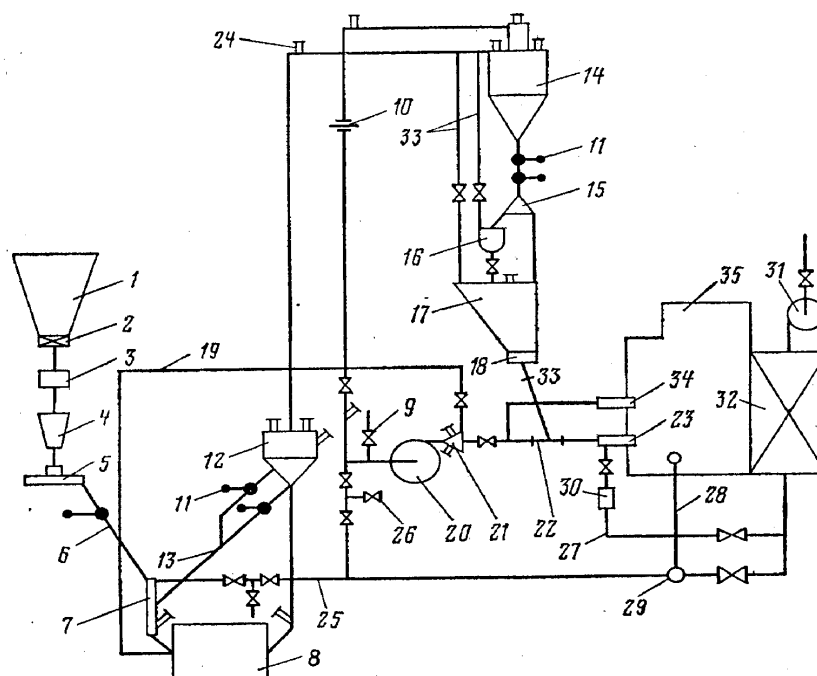


Рисунок 5.4 – Индивидуальная схема пылеприготовления с пылевым бункером для шаровых барабанных мельниц [3]

1 – бункер угля; 2 – отсекающий шибер; 3 – автовесы; 4 – весовой бункер; 5 – питатель угля; 6 – течка сырого угля; 7 – устройство для нисходящей сушки; 8 – мельница; 9 – клапаны присадки холодного воздуха; 10 – устройство для измерения расхода сушильного агента; 11 – мигалка; 12 – сепаратор; 13 – течка возврата крупной пыли; 14 – циклон; 15 – перекидной шибер; 16 – реверсивный шнек; 17 – бункер пыли; 18 – питатель пыли;

19 – трубопровод рециркуляции; 20 – мельничный вентилятор; 21 –
короб первичного воздуха; 22 – смеситель; 23 – горелка; 24 – взрывной
клапан; 25 – трубопровод сушильного агента; 26 – атмосферный клапан;
27 – воздухопровод; 28 – газопровод; 29 – смесительная камера; 30 -
короб вторичного воздуха; 31 – дутьевой вентилятор; 32 –
воздухоподогреватель; 33 – заглушка; 34 – сбросная горелка; 35 – котел.

					ФЮРА.311111.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Заключение

В пояснительной записке рассмотрен дипломный проект на тему: «Проект отопительной ТЭЦ мощностью 180 МВт, отопительной нагрузкой 420 МВт»

Расположить ТЭЦ предусматривается в городе Прокопьевск, Кемеровской области.

Проектируемая ТЭЦ предназначена для выработки электрической и тепловой энергии путём сжигания каменного угля в энергетических котлах, а также для централизованного теплоснабжения города и покрытия электрических нагрузок энергосистемы.

ТЭЦ будет в основном снабжать теплом и электричеством город Белово. Уголь марки ДР поставляется на ТЭЦ. Выбор оптимального состава основного оборудования станции производили на основе расчётов сравнительной эффективности капитальных вложений, показателем которой является минимум приведённых затрат. Для покрытия заданной мощности приняли к сравнению два варианта:

Вариант 1: 2 турбины Т-110-130, общая мощность ТЭЦ $N_y=180$ МВт;

Вариант 2: 2 турбина Т-175-130, общая мощность ТЭЦ $N_y=180$ МВт. Из полученных результатов расчёта сделали вывод, что минимальным приведённым затратам соответствует вариант 1. По минимуму приведённых затрат в качестве основного оборудования приняли к установке 2 дубль- блока мощностью 180 МВт в составе паровых турбин Т-110-130.

Рассчитали тепловую схему на 3 режима и получили разные показатели тепловой экономичности: КПД турбины по производству электрической энергии и теплоты.

Выбрали вспомогательное оборудование котельного и турбинного цехов. Выбрали и рассчитали оборудование системы технического водоснабжения. Водоснабжение – обратное с градирнями. Выбрали и рассчитали оборудование водоподготовительной установки с полным химическим обессоливанием, и систему пылеприготовления.

					ФЮРА.421000.139 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

На станции установлена 1 дымовая труба высотой 80 метров с диаметром устья 8 м.

Произвели описание компоновки и генплана ТЭЦ.

В разделе автоматизации рассмотрены средства автоматического регулирования конденсатора. Рассчитаны технико-экономические показатели станции, срок окупаемости проекта.

Рассмотрены разделы охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды на ТЭЦ.

					ФЮРА.421000.140 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы: Справочник/ под общ. ред. Григорьева В.А., Зорина В.М. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. Рихтер Л.А., Елизаров Д.П., Лавыгин В.М., Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. М.: Энергия 1987.
3. Леонков А.М., Яковлев Б.В. Тепловые электрические станции. Дипломное проектирование. – Минск: Высшая школа, 1978.
4. Вукалович М.П., Ривкин С.Л., Александров А.А. Таблица теплофизических свойств воды и водяного пара. – М.: Изд. Стандартов, 1969.
5. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для ВУЗов/ под ред. В.Я. Гиршфельда – 3–е издание переработанное и дополненное – М.: Энергоатомиздат 1987. – 328с.
6. С.Я. Белинский, В.Я. Гиршфельд, А.М. Князев; Техничко–экономические основы выбора параметров конденсационных электрических станций./ Под ред. Л.С. Стермана – М.: Высшая школа 1970. – 280с.
7. Прейскурант №03–01. Оптовые цены на твёрдое топливо. – М
8. Теплообменное оборудование: Отраслевой каталог. – М.: НИИЭИНФОРМЭНЕРГОМАШ, 1984.
9. Качан А.Д., Муковозчик Н.В. Техничко-экономические основы проектирования тепловых электрических станций. Мн.: Высшая школа, 1983.
10. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием. Методические указания./ Сергейчик С.И. – Томск: изд. ТПИ, 1991.
11. Никитина И.К., справочник по трубопроводам тепловых электростанций. – М.: Энергоавтомиздат, 1983. – 176с.
12. Тепловая изоляция. Справочник по специальным работам/ В.И. Бельский, А.А. Борознин, Н.М. Зеликсон. М.: Стройиздат, 1973. – 439с.
13. Руководящее указание по объёму технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования и технологической защиты на тепловых электростанциях. – М.: Союзтехэнерго, 1990. – 58с.

					ФЮРА.421000.141 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

14. Емельянов А.И., Капник О.В.. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. Справочное пособие по содержанию и оформлению проектов. – М.: Энергоавтомиздат, 1983.
15. Проектирование средств автоматизации и автоматических систем регулирования. Справочное пособие./ Ключев А.С., Лебедев А.Т. и др. – М.: Энергоавтомиздат, 1988.
16. Наладка средств автоматизации и автоматических систем регулирования. Справочное пособие./ Ключев А.С., Лебедев А.Т. и др. – М.: Энергоавтомиздат, 1989.
17. Плетнев Г.П. Автоматическое управление и защита теплоэнергетических установок электростанций. – М.: Энергоавтомиздат, 1986.
18. Охрана труда в электроустановках./ Под редакцией Князевского Б.А. – М.: Энергия, 1985.
19. Долин П.А. Основы техники безопасности в электрических установках. – М.: Энергия, 1990.
20. Пожарная безопасность. Взрывобезопасность. Справочник./ Под ред. Баратова А.Н. – М.: Химия, 1987.
21. Справочник проектировщика. – М.: Стройиздат, 1982.
22. СНиП 2.04.07–86 Тепловые сети Нормы проектирования. – М.: Стройиздат., 1980.
23. WaterSteamPro. Компьютерная программа.
Чернухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетики СССР.- 4-е изд. перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1985, 416с.

					ФЮРА.421000.141 ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1	1а	Сосуд уравнильный, завод изготовитель АО «Манометр» г. Москва;	СУ-40-10	1
2	1б	Преобразователь гидростатического давления, аналоговый, предел допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,5$ %, верхний предел измерений 250 кПа, рабочее избыточное давление 10 МПа, вы-ходной сигнал 4...20 мА. ПГ «Метран» г. Челябинск.	Метран-43Ф-ДГ-3595-01-0,5 %-250 кПа-10 МПа-4...20 мА	1
3	1в	Блок питания с линейной характеристикой, напряже-ние питания 220 В, климатическое исполнение УХЛ 3.1, выходной сигнал 4...20 мА. ЗАО «Манометр», г. Москва.	БПС-24П,1-УХЛ 3, 4...20	1
4	1г	Прибор аналоговый, показывающий, регистрирующий, сигнализирующий верхний предел измерения 300т/ч входной сигнал 0 – 20 мА, выходной сигнал 0 – 20 мА, основная погрешность $\pm 0,25$ %. АО Манометр г.Москва.	А – 100 – 2125	1
5	3а	Регулирующее устройство с импульсным выходным сигналом, «АКЭСР-2», АО «Центрприбор», г. Москва.	РП4-У	1
6	2а	Задатчик, «АКЭСР-2», АО «Центрприбор», г. Москва.	РЗД 22	1
7	3б	Блок ручного управления, в который встроен указатель положения «АКЭСР-2», АО «Центрприбор», г. Москва.	БРУ-22	1
8	3в	Пускатель бесконтактный реверсивный. ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	ПБР-3А	1
9	3г	Исполнительный механизм, АО «Центрприбор», г. Москва.	МЭО-В4	1
10	4а	Дистанционный указатель положения выходного ва-ла электрического исполнительного механизма с рео-статным датчиком. ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары	ДУП-М	1

					ФЮРА.421000.001 С2			
						<i>Лит.</i>	<i>Масса</i>	<i>Масштаб</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Спецификация приборов и средств автоматизации</i>		1	
<i>Разраб.</i>		<i>Михай П.О.</i>						
<i>Провер.</i>		<i>Атрошенко.Ю.К</i>						
						<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	65
					ИнЭО ТПУ гр.3-6302			