

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 ПРОМЫШЛЕННО-ОТОПИТЕЛЬНОЙ ТЭЦ ДЛЯ СИБИРСКОГО РЕГИОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ 120 МВт С ОТОПИТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКОЙ 200 МВт И ОТПУСКОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПАРА 100 Т/Ч

УДК 621.311.22:697.34.001.6 (571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6301	ВИЛОНОВ Алексей Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	О.Ю. Ромашова	к.т.н., доцент		

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., доцент		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель ка- федры автоматизации технологических про- цессов	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., доцент		

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Электронного обучения

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
3-6301	Вилонову Алексею Анатольевичу

Тема работы:

**Проект промышленно-отопительной ТЭЦ для Сибирского региона
электрической мощностью 120 МВт с отопительной нагрузкой 200 МВт
и отпуском производственного пара 100 т/ч**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

30 мая 2016 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Проект ТЭЦ:

1. электрическая мощность 120 МВт;
2. отпительная нагрузка 200 МВт;
3. промышленная нагрузка 100 т/ч;
4. возврат конденсата с производства 50 % с температурой 70 °С;
5. топливо – каменный уголь Кузнецкого бассейна;
6. место расположения – г. Томск;
7. система технического водоснабжения – обратная;
8. система теплоснабжения и ГВС – закрытая;
9. температурный график теплосети 150/70 °С.

<p>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, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обоснование строительства ТЭЦ. Возможные варианты обеспечения расчетных нагрузок. 2. Техничко-экономический выбор вариантов (ПТ-135, ПТ-60, ..). 3. Выбор основного оборудования и его характеристики. 4. Разработка технологической схемы станции (непрерывная продувка, подготовка добавочной воды, сетевая установка, схемы слива дренажей). 5. Расчет тепловой схемы турбоустановки на характерные режимы: <ul style="list-style-type: none"> - конденсационный; - теплофикационный (при минимальной температуре наружного воздуха); - теплофикационный (при среднеотопительной температуре наружного воздуха). 6. Выбор вспомогательного оборудования турбинного отделения. 7. Выбор вспомогательного оборудования котельного отделения. 8. Расчет системы технического водоснабжения и выбор оборудования. 9. Годовые технико-экономические показатели работы ТЭС. 10. Компоновка оборудования в машинном зале 11. Разработка генерального плана станции 12. Вопросы экологической безопасности. Расчет выбросов и сбросов. 13. Вопросы менеджмента и охраны труда. 14. Заключение.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Генеральный план электростанции – 1 л. 2. Развернутая тепловая схема блока – 1-2 л. 3. Компоновка главного корпуса (машинного зала, котельного цеха) – 2-3 л. 4. Система технического водоснабжения – 1 л. 5. Автоматика регулирования температуры сетевой воды – 1 л.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Фигурко А.А., доцент кафедры менеджмента</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Сечин А.А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</p>
<p>Автоматизация технологических процессов</p>	<p>Атрошенко Ю.К., старший преподаватель кафедры автоматизации технологических процессов</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: все разделы проекта написаны на русском языке.</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалифика-</p>	<p>25 ноября 2015 года</p>
---	-----------------------------------

ционной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Ромашова О.Ю.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-6301	Вилонов Алексей Анатольевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-6301	Вилонову Алексею Анатольевичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Инженер	Направление/специальность	140101 Тепловые электрические станции

ЗАДАНИЕ	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	<i>1. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>
	<i>2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	<i>1. Сравнение вариантов оборудования</i>
	<i>2. Расчет издержек</i>
	<i>3. Расчет денежных потоков</i>
	<i>4. Расчет показателей коммерческой эффективности проекта</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	<i>1. Технико-экономические показатели</i>
	<i>2. График ВНД</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко А. А.	к.э.н		19.04.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6301	Вилонов Алексей Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-6301	Вилонову Алексею Анатольевичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Инженер	Направление/специальность	140101 Тепловые электрические станции

ЗАДАНИЕ

<p>Исходные данные к азделу «Социальная ответственность»:</p>	<p>1. Описание рабочего места машиниста котельной установки на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, эл – магнитные 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>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</p>	<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека ; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) <p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> -механические опасности (источники, средства защиты) - термические опасности (источники, средства защиты) - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молние-защита - источники, средства защиты); - 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).
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6301	Вилонов Алексей Анатольевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа – 127 с., 8 рис., 10 табл., 11 источников, 10 прил., 6 л. графич. материала.

Ключевые слова: электростанция, проект, тепловой расчет, оборудование, технико-экономические показатели.

Объектом исследования является тепловая электрическая станция, используемая для нужд получения из угля электрической и тепловой энергии.

Цель проекта – выбор наиболее экономичного способа получения тепловой и электрической энергии требуемых параметров и количества.

В процессе проектирования проводился выбор наиболее экономичного состава оборудования для генерации требуемых мощностей, тепловой и экономический расчет.

В результате проектирования достигнуты поставленные цели и задачи.

Методы исследования – расчетно-аналитические.

Область применения – энергетика.

Выпускная квалификационная работа выполнен в текстовом редакторе Microsoft Word 7.0, шрифтом Times New Roman №14 через 1,5 интервала и представлен на диске файлом «ВКР, Вилонов А.А.doc» (в конверте на обороте обложки).

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ.....	2
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА	5
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И	5
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ».....	5
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ».....	6
РЕФЕРАТ	7
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ТЭЦ. ВОЗМОЖНЫЕ ВАРИАНТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК	12
2 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ВЫБОР ВАРИАНТОВ	14
2.1 Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла	15
2.2 Определение капиталовложений в сооружение электростанции	16
2.3 Определение годовых эксплуатационных расходов	19
2.4 Обоснование выбора состава оборудования.....	24
3 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ СТАНЦИИ.....	30
4 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТУРБОУСТАНОВКИ НА ХАРАКТЕРНЫЕ РЕЖИМЫ.....	32
4.1 Расчет тепловой схемы турбоустановки при работе в различных режимах	32
4.1.1 Расчет тепловой схемы турбоустановки при работе в конденсационном режиме	32
4.2 Расчет тепловой схемы турбоустановки при работе в теплофикационных режимах	32
4.2.1. Расчет схемы при минимальной расчетной температуре наружного воздуха.....	32
4.2.2. Расчет схемы при среднеотопительной температуре наружного воздуха	32
4.2.4. Расчет тепловой схемы турбоустановки при работе в летнем режиме с нагрузкой ГВС	32
4.2.5 Сводные результаты расчетов режимов работы ТЭЦ.....	32

5 ГОДОВЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ТЭС	32
5.1 Показатели тепловой экономичности теплоэлектростанции	32
5.2 Показатели общей экономичности электростанции	32
6 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	33
7 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТУРБИННОГО ОТДЕЛЕНИЯ	34
8 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОГО ОТДЕЛЕНИЯ	42
9 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ	46
10 ХИМВОДООЧИСТКА И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ	48
11 КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ В МАШИННОМ ЗАЛЕ	56
12 РАЗРАБОТКА ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА СТАНЦИИ	58
13 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ	60
14 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ. ОХРАНА ТРУДА	66
14.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте машиниста котельной установки	66
14.2 Меры по снижению и устранению опасных и вредных факторов	66
Повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны	66
14.3 Пожаробезопасность	66
14.4 Электробезопасность	66
14.5 Общие положения и требования безопасности	66
14.6 Мероприятия по охране окружающей среды	66
15 АСР ТЕМПЕРАТУРЫ СЕТЕВОЙ ВОДЫ	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	71
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	72
Приложение А	73
Приложение Б	73
Приложение В	73
Приложение Г	73

Приложение Д.....	73
Приложение Е.....	73
Приложение Ж.....	73
Приложение З.....	74
Приложение И.....	74
Приложение К.....	74

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается Проект промышленно-отопительной ТЭЦ для Сибирского региона электрической мощностью 120 МВт с отопительной нагрузкой 200 МВт и отпуском производственного пара 100 т/ч.

Целью проектирования является выбор наиболее экономичного способа получения тепловой и электрической энергии требуемых параметров и количества. Объектом исследования в работе является тепловая электрическая станция, используемая для нужд получения из угля электрической и тепловой энергии. Предметом исследования выступают факторы, определяющие возможность широкого применения технологий для получения необходимой энергии.

Использование для достижения поставленных целей и задач ТЭЦ, дает экономию топлива по сравнению с так называемым отдельным вариантом теплоэлектрообеспечения, при котором предприятие получает электроэнергию от энергосистемы, а теплоту от своей или районной котельной. К тому же, с учетом того, что технопарк генерирующего оборудования кузбасского региона и сибиря, имеет в своем составе, практически на 90 %, морально и физически устаревшее оборудование, с выработанным, и неоднократно продленным ресурсом, говорит о целесообразности строительства данного объекта, а так же о снижении себестоимости отпускаемой этим предприятием тепловой и электрической энергии.

1 ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ТЭЦ. ВОЗМОЖНЫЕ ВАРИАНТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

Все промышленные предприятия нуждаются одновременно в теплоте и электроэнергии. Некоторым предприятиям теплота требуется только для отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. Другим предприятиям – металлургическим, химическим, нефтеперерабатывающим, целлюлозно-бумажным и др. помимо горячей воды (на вышеуказанные цели) требуется пар различных параметров на производственные нужды: обогрев технологических аппаратов, приводы различных механизмов – крупных турбокомпрессоров и др.

Для большинства производственных потребителей достаточно давление пара от 0,12 до 1,5 МПа.

Электроэнергия требуется для технологических агрегатов (электропечи, электролиз и др.), привода различных механизмов большой и малой мощности, а также освещения, кондиционирования воздуха и др.

В отличие от электроэнергии теплота (особенно при теплоносителе - паре) не может быть экономично подана на очень большие расстояния, поэтому каждому предприятию или группе близко расположенных предприятий требуется свой источник теплоты нужных параметров. Такими источниками являются теплоэлектростанции (ТЭЦ), на которых производится комбинированная (совместная) выработка теплоты и электрической энергии.

При достаточно больших масштабах потребления теплоты ТЭЦ дают большую экономию топлива по сравнению с так называемым раздельным вариантом теплоэлектроснабжения, при котором предприятие получает электроэнергию от энергосистемы, а теплоту от своей или районной котельной. К тому же, технопарк генерирующего оборудования кузбасского региона и сибиря, имеет в своем составе, практически на 90 %, морально и физически устаревшее оборудование, с выработанным, и неоднократно продленным ресурсом. Что го-

ворит о высокой себестоимости отпускаемой этими предприятиями тепловой и электрической энергии.

Поэтому задачей данного дипломного проекта является разработка проекта ТЭЦ в г. Томске, для покрытия нужд, строящихся в этом регионе нефтеперерабатывающих заводов, активно развивающейся промышленности и города.

Для дальнейших расчетов режимов работы оборудования, строим графики температуры сетевой воды (приложение 1) и отопительной нагрузки (приложение 2). Электрическая мощность 120 МВт; отопительная нагрузка 200 МВт; промышленная нагрузка 100 т/ч; температурный график теплосети 150/70 °С.

2 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ВЫБОР ВАРИАНТОВ

Для обеспечения заданной электрической и тепловой нагрузок проектируемой ТЭЦ рассматривается два варианта генерирующего оборудования: первый – турбоагрегат ПТ-135/165-130/15 ТМЗ, второй – турбоагрегат ПТ-60-130/13 ЛМЗ.

Исходя из максимальной электрической нагрузки станции, отборов пара на технологические и отопительные нужды, а также на основании заданной тепловой нагрузки, производим выбор единичной мощности, количества и типа оборудования для двух вариантов.

Технологическая нагрузка составляет $D_{\max}^{mex} = 100 \text{ т / час}$. Принимаем время работы производственного отбора, h_{\max}^{mex} , равным 7000 ч. Время равное 1760 ч считаем, что оборудование находится в ремонте, и вынужденных остановках.

Расчет нагрузки теплофикационных отборов, а также расхода пара на теплофикацию производим исходя из среднеотопительной температуры наружного воздуха для г. Томска [10], которая составляет минус 8,8 °С. Средняя тепловая нагрузка ТЭЦ складывается из теплофикационных нагрузок отопительного периода и летнего периода.

Далее определяем тепловую нагрузку отбора при среднеотопительной температуре наружного воздуха. Она составляет $Q_{от} = 92 \text{ МВт}$ (79,1 Гкал/ч). Отопительная нагрузка летнего периода равна $Q_{гвс} = 15\%$ от Q^{\max} , и составляет 30 МВт (25,8 Гкал/ч). Время отопительного сезона [10] равно $h_{\max}^{от} = 5600 \text{ ч}$., летнего периода $h_{\max}^{лн} = 1400 \text{ ч}$. Температуры прямой и обратной сетевой воды при этом составят 70 и 32 °С.

Расход сетевой воды через сетевую установку, $G_{\text{св}}$, т/ч, определим по формуле:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}}{t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{от}}$ – теплофикационная нагрузка отпительных отборов, Гкал/ч;

$t_{\text{пс}}, t_{\text{ос}}$ – температура прямой и обратной сетевой воды, оС.

$$G_{\text{св}} = \frac{79,1 \cdot 1000}{70 - 32} = 2080 \text{ т/ч.}$$

Расход пара на сетевую установку, $G_{\text{п}}$, т/ч, определяем по формуле:

$$G_{\text{п}} = \frac{3,6 \cdot Q_{\text{от}}}{\Delta i}, \quad (2)$$

где Δi – разница, между энтальпией пара и конденсата греющего пара сетевой установки, $\Delta i \approx 2200$ кДж/кг.

$$G_{\text{п}} = \frac{3,6 \cdot 92 \cdot 1000}{2200} = 150 \text{ т/ч.}$$

Технико-экономическое обоснование выбора вариантов производим по методике, изложенной в [1].

2.1 Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла

Считаем, что станция постоянно несет установленную мощность 120 МВт в течении суток. Число часов использования установленной мощности принимаем равным установленному сроку работы турбины в течении года 7000ч.

Годовую выработку электроэнергии ТЭЦ, $\mathcal{E}_{\text{год}}$, МВт.ч/год, определяем по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 7000 \cdot N_y, \quad (3)$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 7000 \cdot 120 = 840000 \text{ МВт.ч/год.}$$

Годовой расход тепла на технологические нужды, $D_{год}^{mex}$, МВт, определяем по формуле:

$$Q_{год}^{mex} = \frac{2200 \cdot D_{макс}^{mex}}{3,6} \cdot h_{макс}^{mex}, \quad (4)$$

$$Q_{год}^{mex} = \frac{2200 \cdot 100}{3,6} \cdot 7000 = 427778 \text{ МВт.}$$

Годовой расход тепла на теплофикацию в отопительный сезон и летний период, $Q_{год}^{om}$, МВт, определяем по формуле:

$$Q_{год}^{om} = Q_{от} \cdot h_{макс}^{om} + Q_{лс} \cdot h_{макс}^{лс}, \quad (5)$$

$$Q_{год}^{om} = 92000 \cdot 5600 + 30000 \cdot 1400 = 557200 \text{ МВт.}$$

Годовой отпуск тепла рассчитаем по формуле:

$$Q_{год} = Q_{год}^{mex} + Q_{год}^{om}, \quad (6)$$

$$Q_{год} = 427778 + 557200 = 984978 \text{ МВт.}$$

2.2 Определение капиталовложений в сооружение электростанции

В дипломном проекте расчет стоимости сооружения станции (капитальные затраты) производится приближенно по укрупненным показателям.

На основе обобщения технико-экономических показателей строительства тепловых электростанций разработан и применяется (для сравнительных технико-экономических расчетов или при перспективном проектировании) ряд методов приближенного определения стоимости сооружения электростанции.

Чтобы определить капитальные затраты на сооружение станции, воспользуемся приближенным методом определения стоимости отдельных агрегатов станции. В соответствии с этим методом стоимость станции определяется как сумма затрат, относимых к турбинам, котлам и в целом по станции. Последние включают в себя стоимости подсобных и обслуживающих объектов,

затраты на освоение, планировку и благоустройство территории, стоимость корпуса управления станцией и некоторые другие затраты.

Капитальные затраты определяются по узлам турбоагрегата и котлоагрегата, для первого агрегата и последующих. К первому агрегату отнесена стоимость оборудования и главного корпуса, техводоснабжения, топливного хозяйства.

Котлы выбираем исходя из номинальных расходов пара на турбины; количество котлов должно быть равно количеству турбин, плюс резервный котел. За первую вводимую в строй турбину следует принимать наиболее крупный принятый к установке турбоагрегат и соответствующие котлы к нему. Исходные данные, приводимые в приложении 4, соответствуют условиям сжигания каменного угля.

В итоге определяются удельные капиталовложения по проектируемой ТЭЦ

Величину капитальных вложений, K_{cm} , млн.у.д.е., находим по формуле:

$$K_{cm} = K_{m1} + \sum K_{mn} + K_{k1} + \sum K_{kn} + K_{общест} , \quad (7)$$

где K_{m1}, K_{k1} - затраты, относимые соответственно на первый турбоагрегат и котел [1, приложение 4], млн. у.д.е.,

$\sum K_{mn}, \sum K_{kn}$ - затраты, относимые соответственно на все последующие турбоагрегаты и котлы [1, приложение 4], млн. у.д.е.;

$K_{общест}$ - общестанционные затраты, для станции мощностью 100-150 МВт равно 4,5 млн. у.д.е.

Выбор котлоагрегатов

а) для турбины ПТ-135-130: $D_{ном} = 760$ т/ч;

Выбираем котлоагрегат производительностью: $D = 420$ т/ч, [1, приложение 4];

б) для турбины ПТ-60-130: $D_{ном} = 385$ т/ч;

Выбираем котлоагрегат производительностью: $D = 320$ т/ч, [1, приложение 4].

В первом варианте устанавливаем два котлоагрегата, во втором – три.

Затраты, отнесенные на один турбоагрегат и один котлоагрегат, сводим в таблицу 1 и 2 соответственно [1, приложение 4].

Таблица 1 - Затраты, отнесенные на один турбоагрегат

Тип турбины	Стоимость первой турбины, млн. у.д.е.	Стоимость последующих турбин, млн. у.д.е.
ПТ-135-130	21,9	12,9
ПТ-60-130	13,65	7,02

Таблица 2 - Затраты, отнесенные на один котел

Производительность котла, т/ч	Стоимость первого котла, млн. у.д.е.	Стоимость последующих котлов, млн. у.д.е.
420	9,2	4,68
320	8,17	5,43

Учитывая поправку на используемое топливо, равную 1 для каменного угля, рассчитаем капиталовложение для двух вариантов:

$$K_{cm1} = 21,9 + 9,2 + 6,48 + 4,5 = 42,08 \text{ млн.у.д.е.}$$

$$K_{cm2} = 13,65 + 7,02 + 8,17 + 5,43 \cdot 2 + 4,5 = 44,2 \text{ млн.у.д.е.}$$

Определим удельные капиталовложения в сооружение проектируемой ТЭЦ, \bar{K}_y , у.д.е./кВт, по формуле:

$$\bar{K}_y = K_{cm} / N_y, \quad (8)$$

$$\bar{K}_{y1} = 42,08/120 = 350,7 \text{ у.д.е./кВт};$$

$$\bar{K}_{y2} = 44,2/120 = 368,3 \text{ у.д.е./кВт}.$$

2.3 Определение годовых эксплуатационных расходов

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо, I_m , у.д.е./год, определим по формуле:

$$I_m = B \frac{7000}{Q_p^n} (C_m + C_{mp.m}) \left(1 + \frac{a_{nom}}{100}\right), \quad (9)$$

где Q_p^n - калорийность топлива, равная 5320 ккал/кг;

C_m - преискурная цена топлива, равная 2,25 у.д.е./т.н.т;

$C_{mp.m}$ - затраты на транспортировку 1 т. натурального топлива, равные 102 у.д.е./50т;

a_{nom} % - процент потерь топлива при перевозках по железным дорогам, разгрузке вагонов, хранения и т.д, равный 0,8 %.

B – годовой расход топлива на электростанции в т.у.т., который определяется приближенно по топливным характеристикам турбоагрегатов .

Рассчитаем топливные характеристики для каждого варианта: для ПТ-135-130 (1 шт.):

$$B = 4,32 \cdot h_p + 0,28 \cdot \mathcal{E}_{год} + 0,03 \cdot D_{год}^{max} + 0,018 \cdot D_{год}^{om}, \quad (10)$$

где h_p - календарное число часов работы турбины в год, принимается равным 7000 час;

$\mathcal{E}_{год}$ - годовая выработка электроэнергии турбиной, тыс. кВт.ч., равна $\mathcal{E}_{год} = 840000$ тыс. кВт.ч.

Годовой отпуск пара на отопление и производство, $D_{год}^{om}$, $D_{год}^{mex}$, т/год, определяем по формулам:

$$D_{год}^{om} = \frac{3,6 \cdot Q_{om}}{2200} \cdot h_{макс}^{om} + \frac{3,6 \cdot Q_{звс}}{2200} \cdot h_{макс}^{лп}, \quad (11)$$

$$D_{год}^{mex} = D_{макс}^{mex} \cdot h_{макс}^{mex}, \quad (12)$$

$$D_{год}^{om} = \frac{3,6 \cdot 92000}{2200} \cdot 5600 + \frac{3,6 \cdot 30000}{2200} \cdot 1400 = 908600 \text{ т/год.}$$

$$D_{год}^{mex} = \frac{100}{1} \cdot 7000 = 700000 \text{ т/год.}$$

$$B = 4,32 \cdot 7000 + 0,28 \cdot 840000 + 0,03 \cdot 700000 + 0,018 \cdot 908600 = 302795 \text{ т.у.т.}$$

В рассчитанное значение расхода топлива входит также составляющая на годовой расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, B_q , т.у.т., определяем по формуле:

$$B_q = 0,09 \cdot D_{год}^{mex} + 0,089 \cdot D_{год}^{om}, \quad (13)$$

$$B_q = 0,11 \cdot 700000 + 0,078 \cdot 908600 = 133871 \text{ т.у.т.}$$

Годовая выработка электроэнергии станцией, $\mathcal{E}_{год}^{cm}$, тыс. кВт.ч, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{год}^{cm} = 1 \cdot \mathcal{E}_{год}, \quad (14)$$

$$\mathcal{E}_{год}^{cm} = 1 \cdot 840000 = 840000 \text{ тыс. кВт.ч.}$$

Годовой отпуск электроэнергии станцией, $\mathcal{E}_{год}^{cm}$, тыс. кВт.ч, определяем по формуле:

$$\mathcal{E}_{год.отп} = \mathcal{E}_{год}^{cm} \cdot 0,9, \quad (15)$$

$$\mathcal{E}_{год.отп} = 840000 \cdot 0,9 = 756000 \text{ тыс. кВт.ч.}$$

Годовой расход условного топлива на станцию, B^{ct} , т.у.т., определяем по формуле:

$$B^{ct} = 1 \cdot B, \quad (16)$$

$$B^{ct} = 1 \cdot 302795 = 302795 \text{ т.у.т.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии, $B_{Т/э}$, т.у.т, определяем по формуле:

$$B_{Т/э} = 1 \cdot B_q, \quad (17)$$

$$B_{Т/э} = 1 \cdot 133871 = 133871 \text{ т.у.т.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку электрической энергии, $B_{э/э}$, т.у.т, определяем по формуле:

$$B_{э/э} = B^{ст} - B_{Т/э}, \quad (18)$$

$$B_{э/э} = 302795 - 133871 = 168924 \text{ т.у.т.}$$

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо составят, I_T , у.д.е./год, определяем по формуле:

$$I_T = 302795 \cdot \frac{7000}{5320} \cdot (2,25 + 102/50) \cdot (1 + 0,8/100) = 1722871 \text{ у.д.е./год}$$

Рассчитаем топливные характеристики для каждого варианта для ПТ-60-130 (2 шт.):

$$B = 3,26 \cdot h_p + 0,334 \cdot \mathcal{E}_{200} + 0,0361 \cdot D_{200}^{mex} + 0,028 \cdot D_{200}^{om}, \quad (19)$$

где \mathcal{E}_{200} , D_{200}^{om} , D_{200}^{mex} , для одной турбины ПТ-60-130 меньше в два раза.

$$B = 3,26 \cdot 7000 + 0,334 \cdot 420000 + 0,0361 \cdot 454300 + 0,028 \cdot 350000 = 188450 \text{ т.у.т.}$$

В рассчитанное значение расхода топлива входит также составляющая на годовой расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, B_q , т.у.т., определяем по формуле:

$$B_q = 0,1 \cdot D_{200}^{mex} + 0,083 \cdot D_{200}^{om}, \quad (20)$$

$$B_q = 0,1 \cdot 350000 + 0,083 \cdot 454300 = 72707 \text{ т.у.т.}$$

Годовая выработка электроэнергии станцией, \mathcal{E}_{200}^{cm} , тыс. кВт.ч, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{200}^{cm} = 2 \cdot \mathcal{E}_{200}, \quad (21)$$

$$\mathcal{E}_{200}^{cm} = 2 \cdot 420000 = 840000 \text{ тыс. кВт.ч.}$$

Годовой отпуск электроэнергии станцией, \mathcal{E}_{200}^{cm} , тыс. кВт.ч, определяем по формуле:

$$\mathcal{E}_{200.omm} = \mathcal{E}_{200}^{cm} \cdot 0,9, \quad (22)$$

$$\mathcal{E}_{год.омн} = 840000 \cdot 0,9 = 756000 \text{ тыс. кВт.ч.}$$

Годовой расход условного топлива на станцию, $B^{ст}$, т.у.т, определяем по формуле:

$$B^{ст} = 2 \cdot B, \quad (23)$$

$$B^{ст} = 2 \cdot 188455 = 376911 \text{ т.у.т.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии, $B_{т/э}$, т.у.т, определяем по формуле:

$$B_{т/э} = 2 \cdot B_q, \quad (24)$$

$$B_{т/э} = 2 \cdot 72707 = 145414 \text{ т.у.т.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку электрической энергии, $B_{э/э}$, т.у.т, определяем по формуле:

$$B_{э/э} = B^{ст} - B_{т/э}, \quad (25)$$

$$B_{э/э} = 376911 - 145414 = 231497 \text{ т.у.т.}$$

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо составят, I_T , у.д.е./год, определяем по формуле:

$$I_T = 376911 \cdot \frac{7000}{5320} \cdot (2,25 + 102/50) \cdot (1 + 0,8/100) = 2144583 \text{ у.д.е./год.}$$

Определение годовых затрат на амортизацию

Норму амортизации $\bar{H}_{ам}$, у.д.е./год, приближенно определим по формуле

$$\bar{H}_{ам} = 0,02 + 3,5 \times 10^{-6} h_y, \quad (26)$$

где h_y - число часов использования установленной мощности станции.

$$\bar{H}_{ам}^{1и2вар} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 7000 = 0,046 \text{ у.д.е./год.}$$

Годовую величину амортизационных, $I_{ам}$, у.д.е./год, определим по формуле:

$$I_{ам} = \bar{H}_{ам} \times K_{ст}, \quad (27)$$

где $K_{ст}$ - капиталовложения в сооружение станции.

$$I_{ам}^{1вар} = 0,045 \cdot 42,1 \cdot 10^6 = 1,873 \cdot 10^6 \text{ у.д.е./год},$$

$$I_{ам}^{2вар} = 0,045 \cdot 44,2 \cdot 10^6 = 1,967 \cdot 10^6 \text{ у.д.е./год}.$$

Определение годовых затрат на заработную плату

Затраты по заработной плате определены как произведение штатного коэффициента для эксплуатационного персонала ($n_{шт}^э$), удельного фонда заработной платы ($\bar{\Phi}_{зпл}$) и мощности станции (N_y). Фонд заработной платы принимаем 1500 у.д.е./чел.год. Величины штатных коэффициентов принимаем равными при $N_y = 120$ МВт для каждого варианта [1, приложение 6] $n_{шт}^{э1и2вар} = 2,44$.

Затраты по заработной плате, $I_{зпл}$, у.д.е./год, определяем по формуле:

$$I_{зпл} = n_{шт}^э \times \bar{\Phi}_{зпл} \times N_y, \quad (28)$$

$$I_{зпл}^{1и2вар} = 2,44 \cdot 1500 \cdot 120 = 439200 \text{ у.д.е./год}.$$

Определение годовых затрат на ремонт

Затраты на капитальный и текущий ремонты принимаем в размере 2% от капиталовложений в сооружение станции. Затраты на капитальный и текущий ремонты, $I_{рем}$, у.д.е./год, определяем по формуле:

$$I_{рем} = 0,02 K_{ст}, \quad (29)$$

$$I_{рем}^{1вар} = 0,02 \cdot 42,1 \cdot 10^6 = 841600 \text{ у.д.е./год}.$$

$$I_{рем}^{2вар} = 0,02 \cdot 44,2 \cdot 10^6 = 884000 \text{ у.д.е./год}.$$

Прочие расходы

Небольшой удельный вес в себестоимости энергии таких её составляющих, как вспомогательные материалы и покупная вода, услуги со стороны, услуги своих вспомогательных производств, прочие расходы, общестанционные расходы, позволяет объединить эти затраты в одну группу.

Определим прочие расходы в процентах от суммы затрат на топливо, амортизацию, ремонт и заработную плату (для электростанции мощностью от 100 до 500 *MВт*). Прочие расходы, $I_{пр}$, у.д.е./год, определяем по формуле:

$$I_{пр} = (I_m + I_{ам} + I_{зпл.} + I_{рем}) \cdot 0,05, \quad (30)$$

$$I_{пр}^{1вар} = (1,723 \cdot 10^6 + 1,873 \cdot 10^6 + 439,2 \cdot 10^3 + 841,6 \cdot 10^3) \cdot 0,05 = 243,8 \cdot 10^3 \text{ у.д.е./год.}$$

$$I_{пр}^{2вар} = (2,145 \cdot 10^6 + 1,967 \cdot 10^6 + 439,2 \cdot 10^3 + 884,0 \cdot 10^3) \cdot 0,05 = 271,7 \cdot 10^3 \text{ у.д.е./год.}$$

Полная величина годовых эксплуатационных расходов

Полная величина годовых эксплуатационных расходов, I , у.д.е./год, определяем по формуле:

$$I_{пр} = I_m + I_{ам} + I_{зпл.} + I_{рем} + I_{пр}, \quad (31)$$

$$I_{пр}^{1вар} = 1,723 \cdot 10^6 + 1,873 \cdot 10^6 + 439,2 \cdot 10^3 + 841,6 \cdot 10^3 + 243,8 \cdot 10^3 = 5,120 \cdot 10^6 \text{ у.д.е./год.}$$

$$I_{пр}^{2вар} = 2,145 \cdot 10^6 + 1,967 \cdot 10^6 + 439,2 \cdot 10^3 + 884,0 \cdot 10^3 + 271,7 \cdot 10^3 = 5,706 \cdot 10^6 \text{ у.д.е./год.}$$

2.4 Обоснование выбора состава оборудования

В связи с тем, что длительность инвестиционного проекта составляет несколько лет (в среднем 3-5), то необходимо учитывать изменение стоимости денег со временем, и при расчете экономической эффективности разновременные затраты и результаты приведем к сопоставимости по времени. Обеспечение сопоставимости по времени реализуется на предпосылке, что “сегодняшний рубль дороже завтрашнего”.

Данный проект характеризуется несколькими видами показателей, каждый из которых входят несколько конкретных показателей, дополняя друг друга.

Критерий отбора инвестиционных проектов условно подразделяются на следующие группы: 1) цель создания; 2) технико-экономическое обоснование; 3) чистый дисконтированный доход (ЧДД).

Чистый дисконтированный доход, ЧДД, руб., определяем по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum \text{ДД} - \sum \text{ДК}, \quad (32)$$

где $\sum \text{ДД}$ - сумма дисконтированных доходов, руб;

$\sum \text{ДК}$ - сумма дисконтированных капиталовложений в производство, руб.

Сумму дисконтированных доходов определяем по формуле:

$$\sum \text{ДД} = \sum_{i=t}^{T_{\text{расч}}} \text{ДД}_i, \quad (33)$$

где $T_{\text{расч}}$ – горизонт расчета, год;

ДД – дисконтированный доход, руб.,

i – расчетный год,

t – шаг расчета, год.

Дисконтированный доход определяем по формуле:

$$\text{ДД}_i = D_i \cdot (1 + E)^{(\tau - i)}, \quad (34)$$

где E – дисконтная ставка;

τ - год приведения инвестиций;

D – доход, руб.

Сумму дисконтированных капиталовложений в производство определяем по формуле:

$$\sum \text{ДК} = \sum_{i=t}^{T_{\text{стр}}} \text{ДК}_i, \quad (35)$$

где $T_{\text{стр}}$ – срок строительства станции, год;

t – год вложения средств;

$ДК$ – дисконтированные капиталовложения в производство, руб;

Дисконтированные капиталовложения в производство определяем по формуле:

$$ДК_t = K_t (1 + E)^{(t-1)}, \quad (36)$$

где K – капиталовложения в производство.

Эффективность проекта принимается при выполнении условия $ЧДД > 0$

Индекс доходности, $ИД$, определяем по формуле:

$$ИД = \frac{\sum ДД}{\sum ДК} \quad (37)$$

Срок окупаемости инвестиций, $T_{ок}$, определяем по формуле:

$$T_{ок} = (t - 1) + \frac{\sum ДК - \sum ДД_{(t-1)}}{ДД_t} \quad (38)$$

где t – год, при котором $\sum ДД_{(t-1)} < \sum ДК \leq \sum ДД_t$.

Внутренняя норма доходности ($ВНД$) равна ставке дисконтирования, при которой $ЧДД=0$.

Для дальнейших расчетов принимаем:

- горизонт расчета $T_{расч} = 10$ годам;
- ставку дисконта $E = 10\%$;
- срок строительства станции $T_{стр} = 4$ годам;
- частичную эксплуатацию начать с 3-го года.

Распределение инвестиций по годам произведем следующим образом:

- затраты на приобретение вне оборотных активов (капитальные вложения в основные фонды) распределим равномерно в течение 4-х лет;

- в первый год эксплуатации к инвестиционным затратам на приобретение оборудования добавим затраты на приобретение вне оборотных активов (стоимость месячного запаса топлива).

В первый год эксплуатации объем продаж принимаем равным 0,8 от номинального; величину амортизационных отчислений рассчитаем по норме

амортизации $\bar{H} = 1/T_{расч}$ от суммы инвестиций за предыдущие три года строительства.

Второй год эксплуатации считаем годом нормальной эксплуатации. С этого года объем и величина издержек производства будут номинальными и постоянными во все последующие годы. Амортизационные отчисления, рассчитанные от полной суммы капитальных вложений в сооружение станции, в дальнейшем остаются постоянными.

Для расчета чистой прибыли величину налогов принимаем в размере 20% от балансовой прибыли.

Для расчета выручки от продаж примем тариф на:

- электроэнергию $\tau_e = 1,8 \text{ у.д.е./}100\text{кВт.ч}$;

- теплоэнергию $\tau_q = 3,5 \text{ у.д.е./ Гкал}$.

Результаты расчетов для каждого варианта представлены в приложениях 3-10.

При заданных начальных условиях для примера рассчитаем несколько значений ДК и ДД для первого варианта:

$$ДК_1 = 10520000 \cdot (1 + 0,1)^{(3-1)} = 12729200 \text{ руб.}$$

$$ДК_2 = 10520000 \cdot (1 + 0,1)^{(3-2)} = 11572000 \text{ руб.}$$

$$ДД_3 = (3156000 + 5757455) \cdot (1 + 0,1)^{(3-3)} = 8915455 \text{ руб.}$$

$$ДД_4 = (420800 + 7293841) \cdot (1 + 0,1)^{(3-4)} = 10456219 \text{ руб.}$$

По данным таблицы 3 чистый дисконтированный доход составил: ЧДД=20395878>0, следовательно проект эффективен при $E = 10\%$. Рассчитаем индекс доходности и срок окупаемости соответственно:

$$ИД = \frac{64911235}{44515357} = 1,458,$$

$$T_{ок} = 7 - \frac{45374744 - 44515357}{45374744 - 37518832} = 6,891 \text{ год.}$$

Внутреннюю норму доходности определим из графика представленного на рисунке 1. ВНД = 28,5 %.

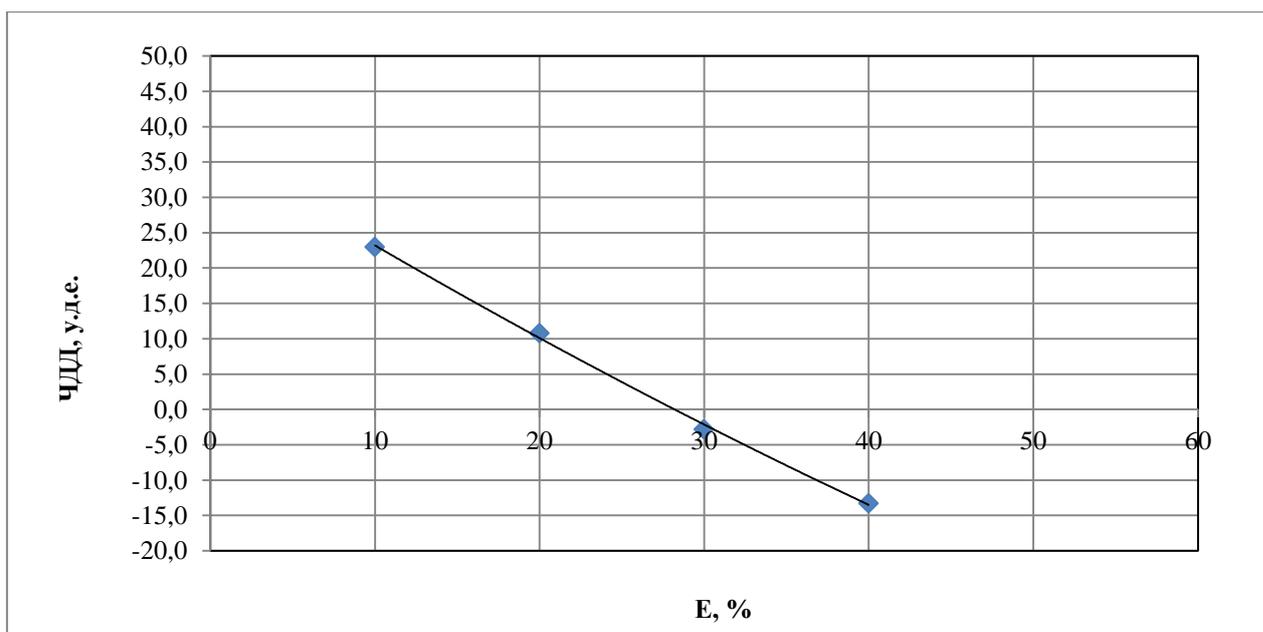


Рисунок 1 – Внутренняя норма доходности

Для второго варианта по данным таблицы 7 при $E = 10\%$ и $T_{расч} = 10$ лет получили $ЧДД=180482242>0$, следовательно проект эффективен.

Индекс доходности и срок окупаемости соответственно равны: $ИД=1,405$, $T_{ок} = 7,115$ год.

Внутреннюю норму доходности определим из графика представленного на рисунке 2. $ВНД = 22\%$.

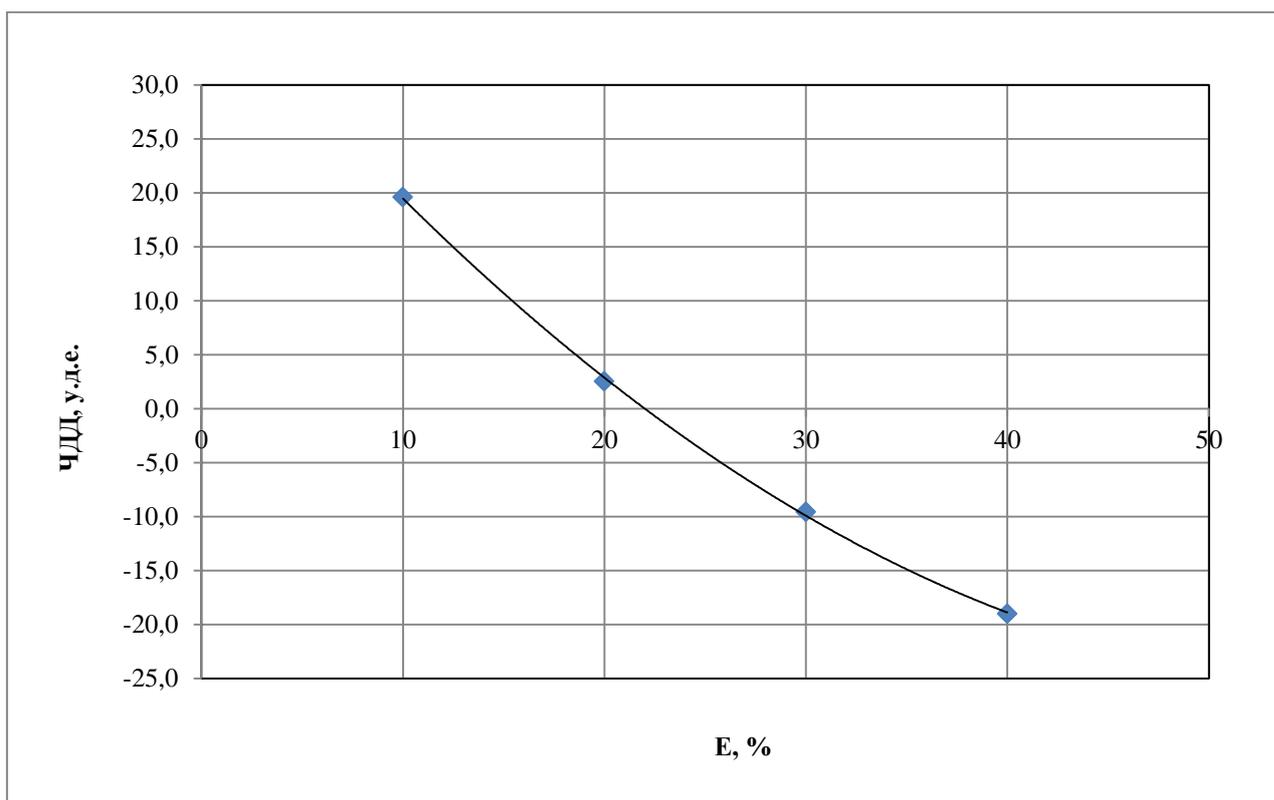


Рисунок 2 – Внутренняя норма доходности

Анализируя результаты двух вариантов эффективности проекта, принимаем 1-й вариант, наиболее выгодным.

щего пара ПНД-2 сливается в ПСГ-2, откуда подъемным насосом подается в ЛОК перед ПНД-3. Конденсат греющего пара ПНД-1 сливается в ПСГ-1, откуда подъемным насосом подается в ЛОК перед ПНД-2.

На основании [11] выбираем для ТЭЦ барабанные котлы с естественной циркуляцией. Поскольку имеется возврат конденсата с производства, имеется подпитка теплосети, то данные котлы имеют менее жесткие требования к добавочной воде.

Для приготовления добавочной и подпиточной воды проектируем оборудование для химводоподготовки.

Добавочную воду готовим для подпитки котла. Для чего проектируем установку для приготовления химочищенной воды. Данная вода компенсирует потери с непрерывной продувки котла, подогрев, которой, перед подачей ее в ДПВ, осуществляется продувочной водой.

Подпиточную воду готовим для приготовления химочищенной воды для подпитки тепловых сетей.

Возврат конденсата с производства деаэрируем в атмосферных деаэраторах, и возвращаем в ПНД-4.

Для нагрева сетевой воды используем сетевую установку, которая питается паром из отборов турбины. В основные подогреватели пар подается пар из нижнего и верхнего теплофикационных турбины. На пиковые – из производственного отбора.

Для конденсации отработанного пара применяем обратную систему технического водоснабжения с башенными градирнями.

Для пуска ПТУ предусматриваем пусковую котельную, а также предусматриваем дополнительные расходы пара на собственные нужды.

4 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТУРБОУСТАНОВКИ НА ХАРАКТЕРНЫЕ РЕЖИМЫ

4.1 Расчет тепловой схемы турбоустановки при работе в различных режимах

4.1.1 Расчет тепловой схемы турбоустановки при работе в конденсационном режиме

4.2 Расчет тепловой схемы турбоустановки при работе в теплофикационных режимах

4.2.1. Расчет схемы при минимальной расчетной температуре наружного воздуха

4.2.2. Расчет схемы при среднеотопительной температуре наружно- го воздуха

4.2.3. Расчет схемы при средней температуре наружного воздуха наиболее холодного месяца

4.2.4. Расчет тепловой схемы турбоустановки при работе в летнем режиме с нагрузкой ГВС

4.2.5 Сводные результаты расчетов режимов работы ТЭЦ

5 ГОДОВЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ТЭС

5.1 Показатели тепловой экономичности теплоэлектроцентрали

5.2 Показатели общей экономичности электростанции

6 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор парогенератора

Основное условие при выборе котла, что при отключении одного котла из двух, он обеспечивал работу производственного отбора и теплофикационную нагрузку, при средней температуре наружного воздуха наиболее холодного месяца. По этим условиям мы имеем паровую нагрузку 309 т/ч.

Парогенератор должен производить необходимое количество пара с заданными параметрами с запасом 3%. Выбор осуществляем для режима работы турбоустановки с минимальной температурой наружного воздуха. Выбор оборудования производим по [4].

Паропроизводительность парогенератора, W , т/ч, с запасом в 3%, определяем по формуле:

$$W = 1,03 \cdot G_{III}, \quad (73)$$

где G_{III} , т/ч – расход пара из парогенерирующей установки, определяется по формуле:

$$G_{III} = 1,05 \cdot G_0, \quad (74)$$

В данной формуле коэффициент, равный 1,05, учитывает утечки пара через уплотнения турбины, расход пара на эжектора, и величину продувки котла.

$$G_{III} = 1,05 \cdot 680 = 714 \text{ т/ч,}$$

$$W = 1,03 \cdot 714 = 735 \text{ т/ч.}$$

Выбираем два барабанных котла с естественной циркуляцией без промежуточного перегрева пара Е-420-140, $P_0=14$ МПа, $t_0=560$ °С.

Выбор электрогенератора

Электрогенератор выбираем по прототипу турбины ПТ-135/165-130/15.

Тип электрогенератора ТВВ-160-2ЕУЗ.

7 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТУРБИННОГО ОТДЕЛЕНИЯ

Питательный насос

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. Выбор оборудования производим по [4].

Расход питательной воды, $G_{пв}$, кг/с, определяем по формуле:

$$G_{не} = 1,06 \cdot G_0, \quad (75)$$

$$G_{не} = 1,06 \cdot 161,1 = 170,8 \text{ кг/с.}$$

Максимальную подачу питательного насоса, V , м³/ч, определяем по формуле:

$$V = 1,05 \cdot G_{пв} \cdot v \cdot 3600, \quad (76)$$

где $v=f(P_{пн}, t_d)=f(18,75 \text{ МПа}, 157,51 \text{ }^\circ\text{C})=0,0010867 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем питательной воды.

$$V = 1,05 \cdot 170,8 \cdot 0,0010867 \cdot 3600 = 701,6 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

Напор, развиваемый питательным насосом, H , м, определяем по формуле:

$$H = \frac{P_{пв} - P_d}{\rho \cdot g}, \quad (77)$$

где $p_{пв}$ – давление питательной воды, МПа,

p_d – давление в деаэраторе, МПа,

ρ – плотность воды, МПа,

g – ускорение свободного падения, м/с².

$$H = \frac{(18,75 - 0,58) \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} = 1852,2 \text{ м.}$$

Выбираем три насоса типа ПЭ 380-185, один из которых резервный. Его характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики питательного насоса

Подача $V, \text{ м}^3/\text{ч}$	Напор $H, \text{ м}$	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения $n, \text{ об/мин}$	Мощность $N, \text{ кВт}$	КПД насоса, %	Завод-изготовитель
380	2030	15	2900	2500	77	«Насосэнергомаш», г.Сумы

Конденсатный насос

По [2] находим расход пара в ЦСНД турбины, чтобы определить расход конденсата, перекачиваемого насосом. $D_{\text{ЦСНД}} = 390 \text{ т/ч}$ (108,3 кг/с).

Расчетную подачу конденсатных насосов, $D_{\text{кн}}$, кг/с, определяем по формуле:

$$D_{\text{кн}} = (1,1 \div 1,2) \cdot D_{\text{ЦСНД}}, \quad (78)$$

$$D_{\text{кн}} = 1,2 \cdot 108,3 = 130 \text{ кг/с.}$$

Максимальную подачу насоса, $V_{\text{кн}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$, определяем по формуле (76):

$$V_{\text{кн}} = 130 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 468 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

где $\nu = f(p_k, t_k) = 0,001 \text{ м}^3/\text{кг}$, при $p_{\text{ок}} = 1,01 \cdot p_0 = 1,01 \cdot 0,58 = 0,586 \text{ МПа}$.

Напор, развиваемый питательным насосом, H , м, определяем по формуле:

$$H = \frac{p_{\text{ок}} - p_k}{\rho \cdot g}, \quad (79)$$

где p_k – давление к конденсаторе, МПа.

$$H = \frac{(0,586 - 0,005)10^6}{1000 \cdot 9,81} = 59,3 \text{ м.}$$

Принимаем к установке два конденсатных насоса типа КсВ 500-85, один из них резервный. Его характеристики представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики конденсатного насоса

Подача $V, \text{ м}^3/\text{ч}$	Напор $H, \text{ м}$	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения $n, \text{ об/мин}$	Мощность $N, \text{ кВт}$	КПД насоса, %	Завод-изготовитель
500	85	2,5	1000	200	73	ПО «Насосэнерго- маш», г. Сумы

Деаэратор 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 0,59-1,29 МПа. Емкость баков деаэраторов должна быть на 15% больше запаса питательной воды, который составляет: для электростанций с блочными связями – не менее 3,5 минут (210 сек.) работы при остановке конденсатных насосов.

Максимальный расход питательной воды $G_{\text{пв}} = 170,7 \text{ кг/с}$ ($701,6 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Емкость бака деаэратора, $V, \text{ м}^3$, определяем по формуле:

$$V = 1,15 \cdot G_{\text{пв}} \cdot v \cdot \tau, \quad (80)$$

где $v = f(p_d) = f(0,58 \text{ МПа}) = 0,0011 \text{ м}^3/\text{кг}$.

$$V = 1,15 \cdot 170,7 \cdot 0,0011 \cdot 210 = 45,3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем 2 деаэрационных колонки ДП-500 .

Характеристики колонки: номинальная производительность 138,9 кг/с; рабочее давление 0,6 МПа; давление, допустимое при работе предохранительных клапанов 0,725 МПа; пробное гидравлическое давление 0,9 МПа; рабочая температура 164°C; диаметр колонки 1820 мм; высота колонки 3870 мм;

- типоразмер охладителя выпара ОВ-18;
- типоразмер деаэрационного бака БДП-65-1;
- полезная емкость 65 м³.

Сетевые подогреватели

Выбираем сетевой подогреватель по расходу сетевой воды и давлению отбора пара в ВТО, при работе турбоустановки в теплофикационном режиме с минимальной температурой наружного воздуха: расход сетевой воды $G_{св} = 1040$ т/ч, давление пара в отборе $P_{ВТО} = 0,25$ МПа.

Выбираем два сетевых подогревателя ПСГ-1300-3-8.

Характеристики подогревателя: давление пара не более 0,3 МПа; давление сетевой воды не более 0,8 МПа, номинальный расход сетевой воды $G_{св} = 2300$ т/ч.

В качестве пикового подогревателя, устанавливаем аналогичный подогреватель ПСГ-1300-3-8.

Регенеративные подогреватели

Как правило, применяется однониточная схема подогревателей; на каждый регенеративный отбор должен устанавливаться один корпус подогревателя.

Регенеративные подогреватели выбираются в соответствии с давлением по паровой и водяной стороне, расходом воды и поверхностью нагрева. При выборе ПВД и ПНД основываемся на заводскую систему регенерации турбины

ПТ-135/165-130/15. При выборе ПВД учитываем следующие параметры, которые не должны превышать рабочие параметры у выбранных ПВД:

рабочее давление воды в трубной системе $p_{ПВ} = 18,75$ МПа;

рабочее давление пара в корпусе $P_{ПВД-7} = 3,4$ МПа;

расход питательной воды $G_{ПВ} = 170,7$ кг/с ($701,6$ м³/ч).

При выборе ПНД учитываем следующие параметры, которые не должны превышать рабочие параметры у выбранных ПНД:

рабочее давление конденсата в трубной системе с учетом гидравлического сопротивления тракта $p_{ок} = 1$ МПа;

рабочее давление пара в корпусе $P_{ПНД-4} = 0,51$ МПа;

расход питательной воды $G_{ок} = 130$ кг/с (468 м³/ч).

Выбранные регенеративные подогреватели сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Характеристики регенеративных подогревателей

Наименование	Тип	Поверхность нагрева, м ²	Греющий пар		Нагреваемая среда		
			Максимальное рабочее давление кгс/см ² (абс.)	Максимальная температура, °С	Максимальное рабочее давление кгс/см ² (абс.)	Номинальный расход, т/ч	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе, М вод.ст
Подогреватель соляно-никелевый	ПН-250-16-7-	250	7	400	16	400	4,2
ПНД-1	ПН-300-16-7	300	7	400	16	520	5,5
ПНД-2	ПН-300-16-7	300	7	400	16	520	5,5
ПНД-3	ПН-400-26-7	400	7	400	26	750	4,5
ПНД-4	ПН-400-26-7	400	7	400	26	750	4,5
ПВД-5	ПВ-760-230-14	748	40	500	230	760	15,4
ПВД-6	ПВ-800-230-14	790	40	500	230	760	11,25
ПВД-7	ПВ-800-230-14	790	40	500	230	760	12,0

Дренажный насос

Дренажный насос необходим для подачи дренажа из ПСГ-1,2 в линию основного конденсата перед ПНД-2,3. Выбирается без резерва с линией аварийного слива в конденсатор турбины.

Расход дренажа, $G_{\text{дн1}}$, кг/с, перекачиваемого насосом, определяем по формуле:

$$G_{\text{дн1}} = 1,2 \cdot (G_{\text{цснд}} - G_2) \quad (81)$$

$$G_{\text{дн1}} = 1,2 \cdot (108,3 - 88,9) = 23,3$$

Подачу насоса, V , м³/ч определяем по формуле (76):

$$V = 23,3 \cdot 0,00102 \cdot 3600 = 85,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем насос типа К90/85, характеристики указаны в таблице 7.

Таблица 7 - Характеристики насоса К90/85

Подача V , м ³ /ч	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Мощность N , кВт	КПД насоса, %
90	85	5,5	2900	33	66

Дренажный насос необходим для подачи дренажа из ПСГ-1,2 в линию основного конденсата перед ПНД-2,3 соответственно.

Расход пара из отборов турбины на ПСГ, $G_{\text{псг}}$, кг/с, определяем по формуле (37):

$$G_{\text{псг}} = \frac{100 \cdot 10^3 \cdot 0,98}{2200} = 46,4 \text{ кг/с}$$

Расход дренажа ПСГ, $G_{\text{псг}}$, кг/с, перекачиваемого насосом, определяем по формуле:

$$G_{\text{ПСГ}} = 1,1 \cdot G_{\text{ПСГ}} \quad (82)$$

$$G_{\text{ПСГ}} = 1,1 \cdot 46,4 = 51$$

Подачу насоса, V , м³/ч определяем по формуле (76):

$$V = 51 \cdot 0,00102 \cdot 3600 = 180 \text{ м}^3/\text{ч}$$

считаем нагрев сетевой воды в ПСГ равномерным. Расход конденсата от каждого ПСГ составит по 90 м³/ч.

Выбираем насос типа К90/85. На каждый ПСГ устанавливаем по два насоса, один основной, один резервный. Характеристики насосов указаны в таблице 6.

Выбор циркуляционных насосов

Определение расхода охлаждающей воды в конденсатор определяется по уравнению теплового баланса конденсатора с учетом того, что количество пара, поступающего в конденсатор из турбины, принимается при работе турбины по конденсационному режиму, т.е. на максимальный расход:

Расход циркуляционной воды, $G_{\text{цв}}$, кг/с, определяем по формуле:

$$G_{\text{цв}} = \frac{G_2 \cdot \Delta h}{(t_1 - t_2) \cdot c_p}, \quad (83)$$

где t_1 , t_2 – температуры охлаждающей воды на входе и выходе конденсатора. Принимаем равными $t_1 = 20$ °С, ориентируясь на среднегодовую температуру охлаждающей воды, с оборотной системой технического водоснабжения с градирнями. Кратность охлаждения принимается [10] $m = 50-70$. Отсюда расход охлаждающей воды должен быть не меньше 16000 т/ч. Следовательно Δt должно быть не более 10 °С. Принимаем $t_2 = 30$ °С.

$$G_{\text{цв}} = \frac{88,9 \cdot 2200}{(30 - 20) \cdot 4,19} = 4668 \text{ кг/с.}$$

Объемный расход воды, V , м³/ч определяем по формуле (76):

$$V = 4668 \cdot 0,00102 \cdot 3600 = 16800 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем три центробежных насоса нагрузкой по 100% двустороннего всасывания типа Д 12500-24, один из которых резервный. Характеристики насоса представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Характеристики циркуляционных насосов

Тип	Подача, м ³ /ч	Напор, Н, м	Допустимый кавитационный запас, м	Число оборотов, n с ⁻¹	Мощность, кВт	КПД насоса, %
Д 12500-24	12500	24	7	485	950	88

Выбор конденсатора

Конденсатор выбираем по прототипу турбоустановки ПТ-135/165-130/15.

Устанавливаем поверхностный двухходовой конденсатор типа К-6000-1 с разделенными водяными камерами и встроенным пучком и рассчитанного на пропуск через всю поверхность циркуляционной воды в количестве 12400 м³/час. Деаэрационный конденсатосборник типа СКГ, который обеспечивает возможность струйной дегазации конденсата паром из парового пространства конденсатора. Два основных трехступенчатых эжекторов типа ЭП-3-3, работающих паром с давлением 7 кгс/см² (абс.) и 13 кгс/см² (абс.) (расход пара на один эжектор 850кг/час); один пусковой эжектор, с рабочим давлением пара 7 кгс/см² (абс.) (расход пара 1100кг/час).

8 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОГО ОТДЕЛЕНИЯ

Выбор оборудования систем пылеприготовления

Выбор оборудования осуществляем по [5]. Типы систем пылеприготовления выбираются в зависимости от вида топлива и типа мельниц. Для каменных углей и антрацитов применяется двухвентиляторная система с промежуточным бункером и шаровыми барабанными мельницами.

Выбираем индивидуальную замкнутую систему пылеприготовления с промежуточным бункером.

Характерной особенностью замкнутых систем пылеприготовления с промежуточным бункером (промбункером), схема которой представлена в приложении 6, является то, что в них производится разделение отработанного сушильного агента и угольной пыли. Отделение отработанного сушильного агента от пыли производится в циклоне 22. Готовая угольная пыль направляется в специальный бункер 26, называемый промежуточным, из которого транспортируется по пылепроводам к горелкам 12. Отработанный сушильный агент, выделенный в циклоне, может либо использоваться для транспортирования пыли от бункера до горелок 12, либо сбрасываться в топку через сбросные горелки 34. В этих системах пылеприготовления наиболее целесообразно использовать шаровые барабанные мельницы, поскольку они, при наличии промежуточного бункера, имеют возможность работать с максимальной производительностью, независимо от нагрузки котла. При снижении нагрузки котла излишек вырабатываемой пыли пополняет собственный бункер и передается реверсивным шнеком в пылесисте мы соседних котлов. При полном заполнении промбункера шаровая барабанная мельница может быть остановлена на время срабатывания накопленной пыли.

Таким образом, работа оборудования систем пылеприготовления с промежуточным бункером, в отличие от пылесистем с прямым вдуванием, практически не зависит от работы котлов, как и работа котлов не зависит от работы систем пылеприготовления. Это и является основным достоинством систем пылеприготовления с промежуточным бункером. Большинство элементов пылесистем с промежуточным бункером работает под разрежением, что обеспечивается применением мельничных вентиляторов 9. Это исключает выброс пыли в помещение, где установлено оборудование. Для предотвращения присосов воздуха в местах, где имеет место соприкосновение элементов пылесистемы с окружающим пространством (течки сырого топлива, течи пыли под сепараторами и циклонами), устанавливаются клапаны-мигалки, которые открываются только в момент пропуска скапливающихся над ними порций пыли (угля). Индивидуальные замкнутые системы пылеприготовления, как с прямым вдуванием, так и с промежуточным бункером, хорошо себя зарекомендовали при обеспечении работы котлов на топливах с невысокой приведенной влажностью (при $W_r = 3,6-4,8 \%$ кг МДж). При меньших приведенных значениях при W_r применяется схема со сбросом отработанного сушильного агента (воздуха) в топку непосредственно через основные горелки. При больших при W_r применяется схема, со сбросом влажного отработанного сушильного агента в топку через сбросные горелки, устанавливаемые выше основных. Этим достигается снижение негативного влияния сбрасываемой в топку влаги на процесс горения основной массы топливной пыли.

Выбор мельницы

Расход топлива, B , кг/с, на котлоагрегат определим по формуле:

$$B = \frac{Q_{\text{ПГ}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{к}}}, \quad (84)$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания кузнецкого угля, равна 22274 кДж/кг.

Расчет проводим для теплофикационного режима с минимальной температурой наружного воздуха.

$$B = \frac{429815}{22274 \cdot 0,92} = 21 \text{ кг/с}.$$

Производительность ШБМ выбирается таким образом, чтобы обеспечивалась номинальная нагрузка парового котла с запасом 10 %.

Устанавливаем две ШБМ 370/850 (Ш-50А), производительность 50 т/ч (13,9 кг/с), расход вентилирующего агента 116300 м³/ч, потребляемая мощность 1500 кВт.

Выбор газодувных машин

Выбор оборудования осуществляем на основании требуемой производительности мельниц, а также ориентируясь на оборудование, устанавливаемое на данные колы. Устанавливаем:

два мельничных вентилятора ВМ-20А. Подача 15000м³/ч, КПД 81%, потребляемая мощность 660 кВт;

три вентилятора горячего дутья ВГД-13,5у. Подача 60000м³/ч, КПД 70%, потребляемая мощность 51 кВт;

два дутьевых вентилятора ВДН-20-11. Подача 222000/173000 м³/ч, КПД 82%, потребляемая мощность 400/170 кВт.

Действительный объем дымовых газов зависит от многих факторов, в том числе от состава топлива. Примем, что при сгорании одного килограмма топлива образуется 7 м³ дымовых газов, то при расходе топлива 21 кг/с имеем объем дымовых газов 147 м³/с (529200 м³/ч).

Устанавливаем дымосос ДОД-28,5. Подача 585000/680000 м³/ч, КПД 82,5%, потребляемая мощность 745/1310 кВт.

Остальное оборудование систем пылеприготовления (сепараторы , циклоны, пылепроводы и др.), в прочем, как и ранее выбранное, выбираются по расходам воздуха и пылевоздушной смеси, допускаемым скоростям движения и требуемой тонине помола. Выбор этого оборудования производится при проек-

тировании пылесистем. Исходные данные для выбора оборудования пылесистем определяются на основе теплового и аэродинамического расчета.

Выбор прочего оборудования

Емкость бункеров пыли выбирается с учетом создания запаса пыли на 2-2,5 часа работы котла на номинальной нагрузке. Сверх указанного предусматривается несрабатываемый запас, равный 10-15% объема бункера, необходимый для предотвращения перетечек воздуха в пылесистеме.

Для подачи пыли из бункера к смесителям применяются питатели лопастного или дискового типа. Суммарная производительность питателей выбирается с запасом на 23-30% по отношению к расчетному расходу топлива на один котел.

Для создания сырого топлива в верхней части котельной сооружаются приемные бункера в количестве два или четыре на один котел. Емкость их рассчитывается на создание восьмичасового запаса работы при использовании каменных углей.

Под бункерами устанавливаются питатели сырого топлива ленточного типа. Производительность каждого питателя выбирается на 10% больше производительности мельницы.

9 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

В качестве системы технического водоснабжения выбираем обратную систему с градирнями. Для этого определяем расход технической воды на потребителей по [5].

Конденсатор турбины

Расход охлаждающей воды на конденсатор турбины $G_k = 16800 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Газоохладители генератора

Расход охлаждающей воды на газоохладители генератора, G_2 , кг/с, определяем по формуле:

$$G_2 = \frac{N_g(1-\eta_g)}{c \cdot \Delta t}, \quad (85)$$

где η_g – КПД генератора, равный 0,99;

Δt – нагрев воды в генераторе, не более $5 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$G_2 = \frac{120000(1-0,99)}{4,19 \cdot 5} = 57,3 \text{ (206 м}^3/\text{ч)}.$$

Маслоохладители

Расход охлаждающей воды на газоохладители генератора, G_k , кг/с, определяем по формуле:

$$G_2 = \frac{N_g(1-\eta_m)}{c \cdot \Delta t}, \quad (86)$$

где η_m – КПД механический, равный 0,98;

Δt – нагрев воды в генераторе, не более $5 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$G_2 = \frac{120000(1-0,99)}{4,19 \cdot 5} = 114,6 \text{ (413 м}^3/\text{ч)}.$$

Охлаждение вспомогательных устройств и механизмов

Расход охлаждающей воды на вспомогательные устройства и механизмы принимается в количестве 50 т/ч .

Расчет градирни

Тепловую нагрузку сетевых подогревателей, $Q_{гр}$, кВт, определяем по формуле:

$$Q_{сп} = G_{гр} \cdot C_p (t_2 - t_1), \quad (87)$$

где $G_{гр}$ – расход охлаждаемой воды, который равен сумме расходов всех потребителей технической воды, и составил 17470 т/ч (4853 кг/с).

$(t_2 - t_1)$ – разница между начальной и конечной температурами охлаждаемой воды, принимается равной 10 °С.

$$Q_{сп} = 4853 \cdot 4,19 \cdot 10 = 203320 \text{ кВт}.$$

По номограммам [5] для расчета капельно-пленочной градирни [5], определяем требуемую площадь оросителя, которая составила 1870 м².

Выбираем градирню со следующими типоразмерами:

средняя площадь оросителя 2060 м²,

средний диаметр оросителя 48,3 м,

высота башни градирни 64,1 м.

10 ХИМВОДООЧИСТКА И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Основные положения водно-химического режима

Безаварийная и экономичная эксплуатация оборудования ТЭЦ в значительной степени обуславливается комплексом технологических мероприятий, определяемых термином «водно-химический режим».

Водно-химическим режимом называется совокупность мероприятий, обеспечивающих работу основного и вспомогательного оборудования электростанции без повреждений и снижения экономичности, вызываемых коррозией внутренних поверхностей нагрева, образованием отложений на теплопередающих поверхностях и в проточной части турбин, шлама в оборудовании, насосах, трубопроводах.

Водно-химический режим ТЭЦ обеспечивается: подготовкой химвосстановленной и химвосочищенной воды; коррекционной обработкой питательной и котловой воды; антикоррозионной защитой оборудования и трубопроводов; удалением коррозионно-активных газов термическим и химическими способами; выведением солей с помощью продувок котлов; консервацией оборудования на время простоев оборудования; постоянным контролем качества воды, пара и конденсата; контролем за внутренним состоянием поверхностей нагрева; своевременным выполнением химических очисток оборудования.

Водно-химический режим поддерживается качеством воды, которое должно соответствовать требованиям действующих нормативных документов и обеспечивать работу оборудования без повреждений и снижения экономичности. Ухудшение качества воды приводит к образованию отложений солей и продуктов коррозии в тракте ТЭЦ, что ухудшает теплопередачу, увеличивает гидравлическое сопротивление и приводит к перерасходу топлива.

Показатели качества воды и пара должны соответствовать требованиям ПТЭ.

Ограничение жесткости питательной воды вызвано необходимостью снижения образования шлама в котле и предотвращения его прикипания к поверхностям нагрева.

Нормирование содержания кремнекислоты необходимо для обеспечения чистоты насыщенного пара, которое зависит от кремнесодержания как котловой, так и питательной воды.

Ограничение количества аммиака, практически полностью переходящего в котле в пар, вызвано необходимостью защиты от протекающей в присутствии кислорода аммиачной коррозии медьсодержащего оборудования и предотвращения загрязнения конденсата соединениями меди.

Содержание соединений меди нормируется из условий предотвращения образования медных отложений в экранных трубах котлов при работе их с максимальными тепловыми нагрузками. Повышение содержания меди свидетельствует об интенсификации коррозии медьсодержащего оборудования.

Повышение содержания железа в питательной воде является косвенным показателем протекания коррозии в пароводяном тракте. При значительном содержании железа на поверхности нагрева будет происходить образование железисто-окисных отложений.

Нитриты и нитраты могут образовывать в котле азотистую и азотную кислоты, стимулирующие протекание коррозии.

Содержание нефтепродуктов (масел) в питательной воде ограничивается в связи с резким увеличением термического сопротивления экранных труб при образовании маслянистой пленки на поверхности металла. Кроме того, присутствие даже незначительных количеств масла и других нефтепродуктов в воде может вызвать повышенное вспенивание котловой воды и ее капельный унос.

Нормирование качества насыщенного и перегретого пара необходимо для предотвращения заноса солями пароперегревателей и проточной части турбин.

Ухудшение показателей пара свидетельствуют либо о плохой работе сепарационных устройств при стабильном режиме работы котла, либо об ухудшении качества питательной или котловой воды.

Краткие сведения об исходной воде и ее качестве.

Для получения обессоленной и химочищенной воды в качестве исходной используется вода р. Томь. Полный анализ исходной речной воды характеризует наличие следующих показателей: сухой остаток, прокаленный остаток, общее солесодержание (сумма катионов и анионов), значение pH, жесткость общая, щелочность: (карбонатная, бикарбонатная, гидратная), окисляемость, катионы (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , NH_3^+ , Fe^{3+} и др.), анионы (SO_4^{2-} , Cl^- , HCO_3^- , NO_3^- , NO_2^-), силикаты (SiO_3^{2-} , HSiO_3^-), растворенный кислород (O_2), свободная углекислота (CO_2), содержание взвешенных веществ, прозрачность, цветность. Состав речной воды может меняться и иногда очень сильно по временам года или вследствие других причин, например, в результате периодических сбросов в реку сточных вод.

По степени дисперсности примеси природных поверхностных вод разделяются на грубодисперсные, коллоидно-дисперсные и истинно-растворенные вещества.

Грубодисперсные примеси состоят из органических веществ, песка и глины, которые смываются с поверхности земли дождями и талыми водами и являются механическими примесями. Грубодисперсные примеси представляют собой частицы с размером более 100 нм. Грубодисперсные частицы распределяются в массе воды гравиметрически, осаждаются под действием силы тяжести и задерживаются фильтрующими материалами.

Коллоидно-дисперсные примеси имеют размеры от 1 до 100 нм. Коллоидные частицы не осаждаются из воды под действием силы тяжести, не задерживаются обычными фильтрующими материалами (песок, фильтровальная бумага) и различимы только в отраженном свете (опалесценция). В природных водах в коллоидно-дисперсном состоянии находятся различные соединения

кремния, алюминия, железа и органические вещества, которые являются продуктами распада растительных и животных организмов.

Истинно-растворенные примеси находятся в воде в виде отдельных ионов, молекул или комплексов, состоящих из нескольких молекул. По химическому характеру примеси разделяются на газовые, минеральные и органические.

Газовыми примесями в природной воде являются газы, растворенные в воде вследствие контакта воды с воздухом (O_2 , CO_2 , N_2), и газы, образующиеся в результате биохимических процессов (H_2S , SO_2 , NH_3). Ионный состав примесей воды характеризуется присутствием в ней соответствующих катионов и анионов. В основном, в поверхностных водах содержатся соли, состоящие из следующих ионов: Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , Ka^+ , NH_4^+ , Fe^{2+} , Fe^{3+} , Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , $HSiO_3^-$, NO_3^- , NO_2^- .

Различные соединения кремниевой кислоты весьма распространены в природных водах. Общая формула кремниевой кислоты $SiO_2 \cdot nH_2O$. Кремниевая кислота при нейтральных и слабощелочных значениях pH малорастворима и способна образовывать в воде коллоидные растворы. В результате анализов обычно получают суммарную концентрацию кремнесодержащих соединений, условно выраженную в виде SiO_2 – так называемое кремнесодержание воды.

Органические примеси, попадающие в открытые водоемы в результате вымывания из почв и торфяников, обычно объединяют под общим названием окисляемость. Кроме того, поверхностные воды обогащаются органическими веществами в результате отмирания водной флоры и фауны с последующими процессами их химического и биологического распада, а также поступления в них недостаточно очищенных бытовых, производственных и сельскохозяйственных стоков.

Важнейшими показателями качества воды, определяющими ее пригодность для использования на ТЭЦ, являются: содержание взвешенных веществ,

pH, сухой остаток, жесткость, щелочность, окисляемость, содержание коррозионно-агрессивных газов O_2 и CO_2 .

Окисляемость воды – показатель, определяющий степень загрязнения воды органическими веществами.

Количественный и качественный состав исходной речной воды р. Днепр зависит от метеорологических условий и подвержен сезонным колебаниям. Так, в весенний и осенний паводковые периоды, вода содержит более низкое количество растворенных солей, однако характеризуется более высоким количеством взвешенных и коллоидных примесей, увлекаемых с поверхности почвы дождевыми и талыми водами. В зимний и летний периоды (зимнюю и летнюю межень) в результате питания поверхностного водостока только подземными водами солесодержание воды повышается.

Как видно из вышеизложенного, использование воды, содержащей всевозможные примеси, для технологических целей без предварительной ее очистки невозможно.

Назначение химводоочистки

Основным назначением химводоочистки является подготовка воды для питания паровых котлов очистка от загрязнений производственного конденсата, идущего на питание паровых котлов.

На проектируемой ТЭЦ в состав химводоочистки входят следующие объекты:

1. Установка получения обессоленной воды. Получение обессоленной воды достигается последовательным проведением следующих технологических операций:

- очистка исходной речной воды известкованием и коагуляцией в осветлителях;
- фильтрационное осветление воды, прошедшей осветлитель, на механических фильтрах;

- обработка воды методом ионного обмена на водород-катионитовых и анионитовых фильтрах первой и второй ступени с декарбонизацией после анионитовых фильтров первой ступени;

- аминирование обессоленной воды.

Необходимость удаления из воды грубодисперсных и коллоидных примесей на стадии предварительной очистки воды вытекает из требований улучшения показателей качества воды для последующих стадий очистки на ионообменных материалах.

Предварительная очистка воды осуществляется путем ее известкования и коагуляции. При этом, наряду с удалением коллоидных веществ, происходит снижение карбонатной (временной) жесткости, щелочности, содержания железа, кремнекислоты, окисляемости и величины сухого остатка.

Эти процессы осуществляются в осветлителях.

Качество обработанной в осветлителе воды определяется по следующим показателям: жесткость; щелочность общая и гидратная; рН; содержание взвеси (прозрачность).

Для контроля работы осветлителя в исходной и известкованно-коагулированной воде дополнительно определяются: содержание железа; содержание кремнекислоты; окисляемость.

На протекание процесса обработки исходной воды известкованием и коагуляцией влияют следующие факторы: качество исходной воды, ее температура, использование ранее выпавшего шлама в качестве контактной среды, применение флокулянта, стабильность дозирования реагентов, стабильность расхода воды, подаваемой в осветлитель, степень удаления воздуха в воздухоотделителе.

В воде многих поверхностных источников в период паводка резко снижается щелочность и одновременно увеличиваются содержание взвесей и кремнекислоты (в т.ч. нереакционноспособной), окисляемость и цветность.

Чтобы при этом сохранить требуемый эффект очистки воды, бывает необходимым изменение дозы реагентов. В результате состав и свойства образующегося осадка существенно изменяются.

При подогреве обрабатываемой воды ускоряются процессы химического взаимодействия и кристаллизации образующихся веществ, улучшаются условия выделения осадка из-за уменьшения вязкости воды. Вследствие этого интенсифицируются процессы обработки воды, что позволяет уменьшить расчетную длительность пребывания воды в осветлителе и увеличить допустимую скорость движения воды через него.

Оптимальная температура воды находится в пределах от 30 до 40°C и уточняется в процессе наладки. Увеличение температуры способствует более эффективному умягчению воды.

Содержащиеся в осветленной воде взвешенные вещества при движении через фильтрующий материал задерживаются им, и вода осветляется. Извлечение механических примесей из воды вследствие их прилипания к зернам фильтрующего материала происходит под действием сил адгезии. Вода при движении через фильтрующий материал преодолевает сопротивление, возникающее в результате трения ее о поверхность зерен фильтрующего материала, что характеризуется так называемой величиной потери напора. Поэтому поступающая на фильтр вода должна иметь давление, превышающее потерю напора в фильтре.

Удаление катионов и анионов производится с помощью ионообменных материалов. Удаление растворенных газов (CO_2) производится путем декарбонизации воды.

Удаление из воды истинно-растворенных примесей (катионов и анионов) осуществляется путем фильтрования воды через материал, способный обменивать часть своих ионов на ионы, растворенные в воде. Такие зернистые материалы называют ионитами или ионообменными материалами.

Декарбонизацией называется процесс удаления из воды свободной угольной кислоты, которая образуется в значительном количестве при Н-катионировании воды.

Удаление угольной кислоты необходимо во избежание преждевременного срабатывания анионитовых фильтров II-ой ступени и производится путем продувки воздуха через воду.

При этом углекислота, находящаяся в воде, приходит в равновесие с углекислотой, содержащейся в воздухе. Так как парциальное давление углекислоты в воздухе мало, содержание ее в воде может быть снижено до 2-3 мг/л.

Остаточное содержание углекислоты зависит от температуры воды, величины поверхности контакта с воздухом, расхода воздуха на продувку.

Для предотвращения углекислотной коррозии оборудования пароконденсатного тракта и тракта питательной воды на электростанциях применяется аммиачная обработка обессоленной воды.

Перечень основного оборудования обессоливающей установки, включая предпочистку дан в приложении 7.

Установка очистки производственного конденсата (конденсатоочистка) производительностью до 100 м³/час. Конденсатоочистка ТЭЦ предназначена для очистки горячего производственного конденсата (температурой до 100 °С), поступающего с нефтеперерабатывающего завода, конденсата дренажного бака и бака низких точек из главного корпуса. Очищенный производственный конденсат используется в качестве добавки в питательную воду котлов.

Очистка конденсата производится на угольных и Na-катионитовых фильтрах. Перечень основного оборудования конденсатоочистки дан в приложении 8.

11 КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ В МАШИННОМ ЗАЛЕ

Компоновкой турбинного отделения корпуса ТЭЦ обеспечивает надежную, безаварийную, безопасную и удобную эксплуатацию оборудования, возможность его ремонта, удобство монтажа, высокую механизацию работ, соблюдение санитарно-гигиенических и противопожарных требований, экономичность сооружения, удобство расширения станции [6].

На проектируемой ТЭЦ принимаем закрытую компоновку. Для корпуса используем сборный железобетонный каркас, состоящий из колонн, опирающихся на монолитный фундамент. Шаг по колоннам - 12 метров. Машинный зал разделяют по высоте на две части: верхнюю, в которой находятся турбоагрегаты и нижнюю, в которой находится вспомогательное оборудование - конденсаторы турбин, регенеративные подогреватели, конденсатные и питательные насосы, трубопроводы охлаждающей воды и др.

Вверху машинного зала устанавливается мостовой электрический кран с основным крюком грузоподъемностью 50 т и малым крюком с грузоподъемностью 10 т. В перекрытии нижнего отделения устанавливаются проемы для обслуживания краном вспомогательного оборудования.

Размещение турбоагрегата островное - вокруг и вдоль стен устроены галерки и проходы. Размещение поперечное. Турбоагрегаты размещаются турбинами со стороны котельного отделения, а электрическими генераторами со стороны наружной стены машинного зала. Предусмотрена монтажная площадка на уровне пола конденсационного этажа. Турбины и генераторы устанавливаются в машинном зале на железобетонных фундаментах. Высота фундамента зависит от мощности и конструктивных особенностей устанавливаемого оборудования. Верхняя отметка фундамента является отметкой обслуживания турбоагрегата. Часть машинного зала, расположенная ниже отметки обслуживания, называется конденсаторным помещением. Зона, занимаемая одним турбоагрегатом, его вспомогательным оборудованием и ремонтными площадками, называется ячейкой. Монтажная площадка для сборки основного и вспомогательного оборудо-

вания агрегата на современных электростанциях находится непосредственно около агрегата (временная площадка). У капитальной стены (у агрегата № 1) находится монтажная площадка для проведения крупного ремонта уже эксплуатируемого оборудования. Наружная стена граничит с распределительным устройством. Со стороны служебных помещений торцевая стена капитальная, со стороны возможного расширения станции — временная.

Регенеративные подогреватели устанавливаются по бокам турбины. Сетевые подогреватели размещаются с учетом трассировки трубопроводов.

В деаэрационном отделении устанавливаются деаэраторы питательной воды. Один его этаж занят кабельной подстанцией, а другой - трубопроводами РОУ и БРОУ. Здесь же располагается распределительное устройство собственных нужд.

Размеры машинного зала тепловой электростанции зависят от числа установленных агрегатов, их мощности, типа и взаимного расположения. Под машинным залом размещается подвал глубиной 3,3 м. Отметка обслуживания турбоагрегатов находится на высоте 9 м над полом конденсаторного помещения. Строительные конструкции Машинный зал выполняются из сборного железобетона в виде двух продольных рядов колонн, несущих верхнее перекрытие и подкрановые конструкции.

12 РАЗРАБОТКА ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА СТАНЦИИ

Генеральный план (ГП) представляет собой вид сверху на площадку электростанции и показывает размещение на ней зданий и сооружений [7].

На ГП изображаются:

- 1) транспортные пути (автомобильные и железные дороги, автостоянки, подкрановые пути) и линии электропередачи;
- 2) ограды станции в целом и отдельных объектов на ее территории;
- 3) здания и сооружения (включая галереи, эстакады, туннели);
- 4) открытые водоводы системы техводоснабжения;

Здания и сооружения ТЭС делятся на две категории:

- 1) подсобно-производственного и вспомогательного назначения, в частности, административно-бытовой корпус, пункты общепита, различные склады, гараж, пожарные службы, сооружения для очистки воды;
- 2) основного производственного назначения, к которым относятся главное здание с котлотурбинным цехом и примыкающими помещениями для вспомогательного оборудования, химцех, объекты топливно-транспортного хозяйства, ремонтные помещения, дымовые (на ТЭС) трубы, градирни, трубопроводы технической воды и гидрозолошлакоудаления, золошлакоотвалы, открытые (ОРУ) или закрытые (ЗРУ) распределительные устройства и др.

Главный корпус, располагаем турбинным отделением к источнику водоснабжения. На электростанции с градирнями главный корпус должен располагаться с наветренной стороны по отношению к ним во избежание обледенения в холодное время года. При этом градирни должны размещаться со стороны постоянного торца главного здания на расстоянии не менее 100 м. Такой же минимальный разрыв и по той же причине соблюдается между градирнями и ОРУ.

Со стороны котельного отделения располагаются:

1) объекты топливного хозяйства и транспортировки топлива для сжигания; при пылеугольном топливе расстояние от них до котельного отделения предусматривается с учетом непревышения предельно допустимого угла наклона конвейера топливоподачи;

2) вентиляторы и регенеративные воздухоподогреватели (непосредственно рядом с главным зданием).

ОРУ располагают исходя из удобства трассировки линий электропередачи (ЛЭП), лучше всего со стороны машинного зала.

Со стороны постоянного торца главное здание обычно связано галереей с объединенным вспомогательным корпусом (ОВК), где находятся административные службы, столовая, мастерские, склады и т.д. Со стороны временного торца главного корпуса резервируется свободное место для расширения котло-турбинного цеха. На этой территории могут располагаться временные объекты, например, монтажно-сборочные площадки, насыпные склады угля, автостоянки.

Здания и сооружения электростанции располагаются таким образом, чтобы обеспечивалась минимальная протяженность транспортных путей при одновременном соблюдении минимально допустимых расстояний между отдельными объектами. Эти нормы устанавливаются прежде всего для обеспечения противопожарной безопасности. Для хранения горючих материалов могут сооружаться специальные склады на отдельной огороженной площадке. На территории станции нужно предусмотреть удобные стоянки для автотранспорта, тротуары, озеленение и т.п.

На генеральном плане ТЭЦ показываются не только выводы ЛЭП, но и трубопроводы подачи пара и горячей воды тепловым потребителям.

13 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ

В процессе работы электростанций неизбежно оказывается влияние на окружающую среду [8]. В процессе сжигания топлива минеральные примеси и несгоревшие органические остатки переходят в поток газов во взвешенном состоянии и загрязняют атмосферу, оказывают вредное воздействие на живые организмы, увеличивают износ механизмов, вызывают коррозию металлов, разрушают строительные конструкции зданий и сооружений.

Главными компонентами, определяющими загрязнение атмосферы, являются сернистый ангидрид SO_2 , и оксиды азота NO и NO_2 . Следующим важным компонентом, загрязняющим атмосферу, является летучая зола, не уловленная в золоуловителях. Оксид углерода CO_2 не является токсичным, а CO содержится в незначительном количестве [6].

Для снижения выбросов NO_x предусматривается: использование горелок с низким выбросом NO_x ; организация ступенчатого сжигания топлива; ступенчатую подачу воздуха; рециркуляцию дымовых газов; впрыск воды.

При этом уровень выбросов NO_x снижается на 25-30 %. Первичные мероприятия малозатратны, и поэтому их применяют, прежде всего, для обеспечения нормируемых выбросов оксидов азота.

Методы очистки дымовых газов от оксидов азота:

1. Окислительные: основанные на окислении оксида азота в диоксид с последующим поглощением различными поглотителями;
2. Восстановительные: основанные на том, что вводимый в поток газов химический реагент взаимодействует преимущественно с NO_x . Хорошей избирательностью для уменьшения оксидов азота обладает аммиак MN_3 .

Диоксиды серы SO_2 и SO_3 образуются при горении содержащейся в топливе серы. Небольшая часть серы сгорает в SO_3 , но для оценки вредных выбросов SO_2 и SO_3 обычно не разделяют. Методы очистки дымовых газов могут

быть подразделены на циклические (замкнутые), в которых адсорбент (поглощающее твердое или жидкое вещество) регенерируется и возвращается в цикл, а улавливаемый диоксид серы используется, и нециклические (разомкнутые), где регенерация адсорбента и других веществ не производится.

Методы очистки дымовых газов от диоксида серы: 1) мокрый известняковый (известковый) способ; 2) магнезитовый циклический способ; 3) аммиачно-циклический способ; 4) сухой известняковый (аддитивный) способ – сущность способа заключается в добавлении к сжигаемому топливу известняка или доломита в количестве, примерно в 2 раза превышающем стехиометрическое содержание серы в исходном топливе.

Сажеобразные вещества образуются при неполном сжигании топлива и при определенных условиях могут выпадать в виде хлопьев, загрязняя окружающую территорию.

Летучая зола представляет минеральную часть топлива и содержит оксиды ванадия токсичные, как все соединения тяжелых металлов. Из канцерогенных веществ главным является тяжелый углерод бензапирен $C_{20}H_{12}$, который может являться составной частью сажи. Оптимальными температурными условиями образования бензапирена считается температура 700-800 °С. Образование бензапирена уменьшается с увеличением нагрузки котла. Для уменьшения вредного воздействия бензапирена необходимо сжигать топлива с минимальным образованием оксидов азота и серы, так как наличие их в продуктах сгорания усиливает воздействие бензапирена.

Концентрация вредных веществ в составе дымовых газов может быть значительно снижена в результате наладочных работ и при современной технике сжигания топлива их образование можно предотвратить полностью. Так выброс оксида углерода CO , бензапирена $C_{20}H_{12}$, сажи может быть полностью устранен настройкой режима горения топлива. Содержание оксидов азота NO_x в дымовых газах можно значительно снизить наладкой топочного процесса.

Выброс сернистых соединений $\text{SO}_2 + \text{SO}_3$ определяется исходной величиной содержания серы в топливе и не может быть исключен за счет, каких - либо мероприятий в организации топочного процесса.

К числу сточных вод, сбрасываемых электростанциями, относятся: воды, загрязнённые нефтепродуктами (мазутом, маслами и т.д.); воды от промывки хвостовых поверхностей нагрева котлов; сбросные воды водоподготовительных установок; тёплые воды; воды от консервации и химических очисток теплосилового оборудования; воды, сбрасываемые системами гидрозолаудаления.

Сточные воды электростанций отрицательно влияют на санитарный режим водоёмов, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Кроме того, воды, загрязнённые кислотами, аммиаком и другими веществами, содержащимися в стоках электростанций, в ряде случаев становятся агрессивными по отношению к оборудованию и строительным конструкциям.

Разработка мероприятий, направленных на предупреждение загрязнения водоёмов стоками электростанций, как и проектирование очистных сооружений, должны исходить из следующих основных положений.

1. Сбрасываемые воды должны быть разделены незагрязнённые (например, ливневые, паводковые, дренажные и др.) и загрязнённые. Незагрязнённые должны выделяться в самостоятельный поток. Загрязнённые же воды должны направляться на очистные сооружения.

2. Должно быть предусмотрено максимальное повторное использование сточных вод как поле их очистки, так и до нее (если это не нарушает бесперебойную работу оборудования).

3. Расход воды на технические нужды по каждому типу оборудования должен быть минимальным, устанавливается на основе испытаний или заводских инструкций.

4. Очистные сооружения необходимо подвергать наладке, в результате которой должны быть составлены производственные инструкции и режимные

карты. Эти очистные сооружения должны находиться в ведении химических цехов электростанций, для чего в шахте этих цехов следует предусмотреть соответствующие единицы.

5. Для наиболее важных показателей качества очищенных стоков должен быть установлен обязательный непрерывный автоматический контроль.

Выбросы оксидов серы

Массовый выброс SO_2 и SO_3 в атмосферу в пересчете на SO_2 при отсутствии специальных сероулавливающих устройств, M_{SO_2} , г/с, определяем по формуле:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot B \cdot S^P \cdot \varepsilon, \quad (88)$$

где: S^P - содержание серы в топливе; $S^P = 0,31\%$;

ε - доля оксидов серы, не связанной с золой уноса, $\varepsilon = 0,9$.

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 21 \cdot 0,31 \cdot 0,9 = 117,2$$

Выбросы оксидов азота

Массовый выброс оксидов азота в атмосферу в пересчете на NO_2 с дымовыми газами котла, M_{NO_2} , г/с, определяем по формуле:

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B \cdot Q_n^P \cdot \varphi, \quad (89)$$

где β_1 - коэффициент, зависящий от содержания азота в горючей массе, $\beta_1 = 1$;

k - коэффициент, зависящий от номинальной и фактической нагрузок котла, $k = 8,92$;

φ - коэффициент, учитывающий мероприятия по подавлению оксидов азота в топке, $\varphi = 0,7$;

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 1 \cdot 8,92 \cdot 21 \cdot 5,320 \cdot 0,7 = 23,7$$

Выбросы золы

Массовый выброс золы в атмосферу, $M_{зл}$, г/с, определяем по формуле:

$$M_{зл} = 10 \cdot (A_p + q_4 \frac{Q_n^p}{32,7}) \cdot \alpha_{ун} B(1 - \eta), \quad (90)$$

где A_p – зольность топлива на рабочую массу, $A_p = 13\%$;

q_4 – потеря теплоты от механического недожога, $q_4 = 3\%$;

$\alpha_{ун}$ – доля твердых частиц, уносимых дымовыми газами из топки,
 $\alpha_{ун} = 0,95$;

η – степень улавливания золы в золоуловителе, $\eta = 0,99\%$.

$$M_{зл} = 10 \cdot (13 + 3 \frac{5,320}{32,7}) \cdot 0,95 \cdot 21 \cdot (1 - 0,99) = 26,9$$

Расчет и выбор дымовой трубы

Высоту дымовой трубы выберем по условиям отвода газов и рассеивания содержания в них SO_2 , NO_2 , летучей золы и других вредных выбросов.

Массовый выброс золы в атмосферу, H , м, определяем по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{ПДК - C_{\phi}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V \cdot \Delta T}}, \quad (91)$$

где: A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы, $A = 160$;

M – массовый суммарный выброс SO_2 и NO , равный
 $M = M_{SO_2} + 2 \cdot M_{NO_2} = 117,2 + 5,88 \cdot 23,7 = 256,6$;

F – коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения примесей в атмосфере, $F = 1$;

m, n – коэффициенты учитывающий условия выхода газов из устья трубы, $m = 0,9$ при $w_0 = 20$ м/с, $n = 1$;

ПДК - предельно допустимые концентрации;

C_{Φ} - фоновые концентрации;

Z – число дымовых труб одинаковой высоты, устанавливаемых на ТЭЦ,
 $z=1$;

ΔT - разность температур выбрасываемых газов и воздуха в самый жаркий месяц в полдень, $\Delta T=138-30=108$ °С;

V – объем дымовых газов, $V = 147$ м³/с.

$$H = \sqrt{\frac{160 \cdot 256,6 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1}{0,5 - 0,2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{147 \cdot 108}} = 70 \text{ м}$$

Внутренний диаметр трубы D_0 , м, определяем по формуле:

$$D_0 = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{V}{w_0}} \tag{92}$$

$$D_0 = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{147}{20}} = 3,1 \text{ м}$$

Принимаем трубу стандартной высоты 120 м, и диаметром 6 м.

14 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ. ОХРАНА ТРУДА

14.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте машиниста котельной установки

14.2 Меры по снижению и устранению опасных и вредных факторов Повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны

14.3 Пожаробезопасность

14.4 Электробезопасность

14.5 Общие положения и требования безопасности

14.6 Мероприятия по охране окружающей среды

15 АСР ТЕМПЕРАТУРЫ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

Определение объёма контроля и автоматизации технологического объекта управления (ТОУ)

Согласно «Руководящим указаниям по объёму технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования и технологической защиты на тепловых электростанциях» [12] на подогревателях сетевой воды необходимо устанавливать системы автоматического регулирования температуры сетевой воды с целью поддержания расчетного графика отпуска тепла.

Выбор принципиальных схем контроля и автоматизации ТОУ

Анализируя схемы АСР температуры прямой сетевой воды [6] выбираем одноимпульсную схему. Выбираем этот вариант регулирования т.к. он является наиболее оптимальным по ряду причин: 1) надежен; 2) экономичен; 3) простота исполнения.

Регулирование температуры прямой сетевой воды осуществляется регулятором температуры 3 получающим сигнал по $t_{c.v}$ и воздействующим на перемещение регулирующей заслонки 5 на трубопроводе обратной сетевой воды. Температура прямой сетевой воды регулируется перепуском части обратной сетевой воды через клапан 5 в обвод подогревателя в трубопровод прямой сетевой воды, то есть путем смешения подогретого и холодного потоков сетевой воды (рисунок 7).

Для обеспечения требуемой точности поддержания значений регулируемой температуры прямой сетевой воды используется ПИ-регулятор с автоматическим или ручным изменением задания в зависимости от температурного графика теплосетей.

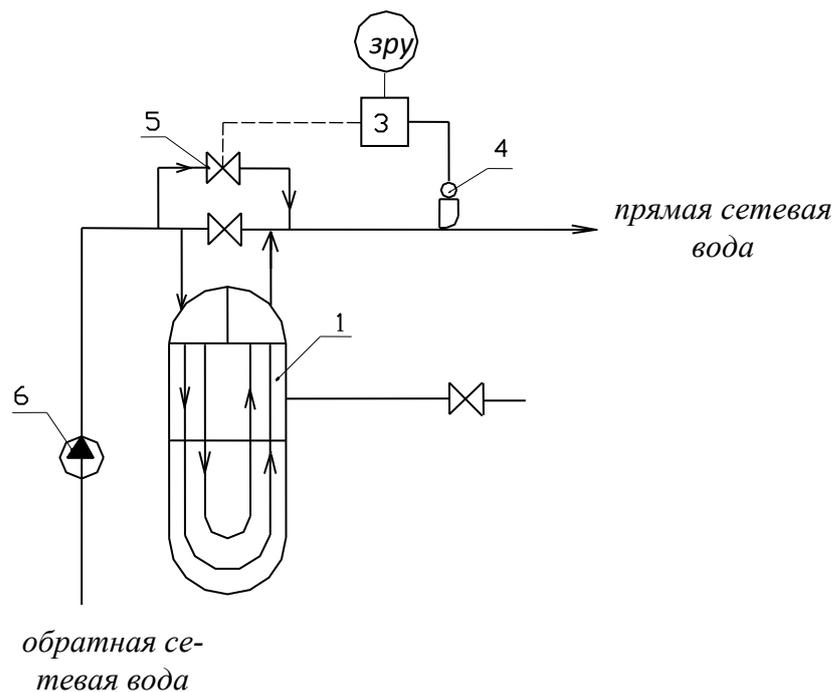


Рисунок 7 - Принципиальная схема АСР температуры сетевой воды

1 – корпус подогревателя; 2 – регулирующая заслонка; 3 – регулятор температуры; 4 – термодатчики; 5 – регулирующий клапан; 6 – сетевой насос.

Подогреватель как объект регулирования разделяется на три самостоятельных участка: температуры прямой сетевой воды $t_{с.в.}$, уровня конденсата в корпусе $H_{п}$ и давления обратной сетевой воды $p_{с.в.}$. Остановимся на регулировании температуры прямой сетевой воды $t_{с.в.}$.

Выбор технических средств для реализации систем контроля и автоматизации ТОУ

В настоящее время все приборы автоматизации выпускаются согласно системе ГСП (государственная система приборов). При автоматизации технологических процессов применяются агрегированные комплексы электрических средств регулирования: АКЭСР-1; АКЭСР-2; «Каскад-2»; «Контур».

В настоящем проекте выбрана система АКЭСП-2 как отвечающая всем требованиям к автоматизации температуры сетевой воды. Применены [8]:

термопреобразователь сопротивления ТСМ-0193-250, погружаемый, НСХ 50М, класс допуска В, монтажная длина 250 мм. ПГ «Метран», г. Челябинск;

преобразователь нормирующий ИП-С10, НСХ 50М, выходной сигнал 0-5 мА. АО «Центр прибор», г. Москва;

устройство регулирующее РП4-У-М1, выходные сигналы 4...20 мА, ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары;

датчик ручной РЗД-12, ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары;

блок ручного управления БРУ-22, ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары;

пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-2М, ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары;

исполнительный механизм МЭО-25, ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары;

указатель положения УП-25, ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.

В режиме ручного управления сигнал управления формируется путем нажатия кнопок «Б» (больше) и «М» (меньше), встроенных в БРУ-22. Сигнал от датчика положения ИМ поступает на индикатор, встроенный в БРУ-22.

Автоматические системы с законом ПИ-регулирования реализуются с применением только регулирующего прибора РП4 (рис. 15.2).

Разработка функциональной схемы системы контроля и автоматизации ТОУ

Функциональная схема системы автоматизации технологических процессов является основным техническим документом, определяющим структуру системы автоматизации технических процессов, а также оснащение приборами и средствами автоматизации.

Функциональная схема является основанием для составления заказной спецификации на приборы и средства автоматизации.

Функциональная схема разработанной АСП температуры сетевой воды в подогревателе приведена на рисунке 8.

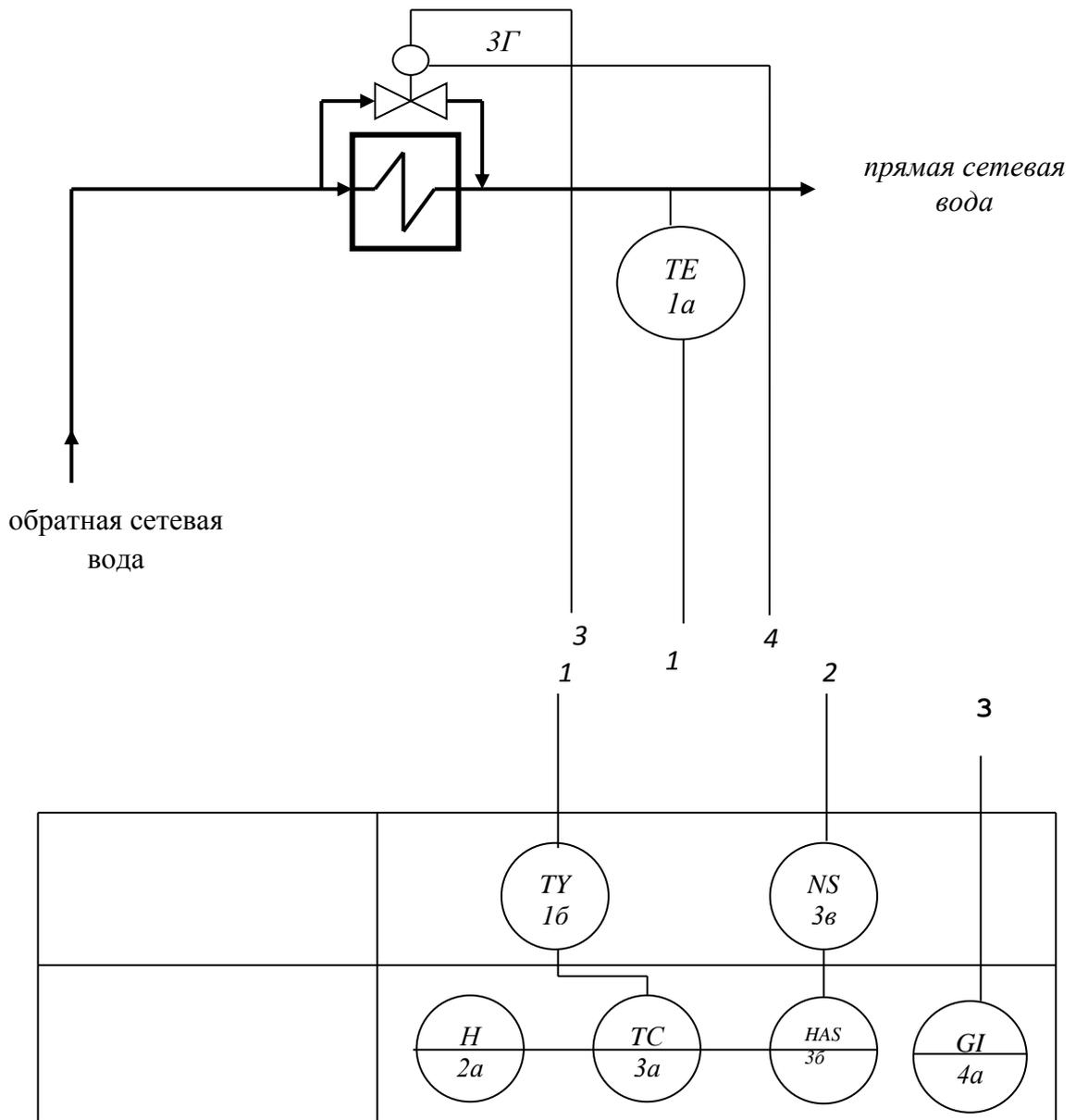


Рисунок 8 – Функциональная схема АСР температуры сетевой воды

TE-термоэлектрический термометр; TY-нормирующий преобразователь; NS-пускатель; ТС-регулирующий прибор; Н-задатчик; NS- блок управления; GI – указатель положения.

Заказная спецификация приборов и средств автоматизации дана в приложении 10.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Приложение А
(обязательное)

Рисунок А.1 – Температурный график сетевой воды

Приложение Б
(обязательное)

Рисунок Б.1 – График отопительной нагрузки

Приложение В
(обязательное)

Таблица В.1 – Поток наличности

Приложение Г
(обязательное)

Расчет схемы при средней температуре наружного воздуха наиболее холодного месяца при работе по электрическому графику

Приложение Д
(обязательное)

Рисунок Д.1 – Зависимость изменения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии от температуры наружного воздуха

Приложение Е
(обязательное)

Рисунок Д.1 – Схема индивидуальной замкнутой системы пылеприготовления с промежуточным бункером и шаровой барабанной мельницей, с подачей пыли отработанным сушильным агентом

Приложение Ж
(обязательное)

Оборудование обессоливающей установки

Приложение З
(обязательное)

Оборудование конденсатоочистки

Приложение И
(обязательное)

Расчёт освещения щита управления котлами

Приложение К
(обязательное)

Заказная спецификация приборов и средств автоматизации