

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

Институт: Электронного обучения
 Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Кафедра Атомных и тепловых электростанций

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПРОЕКТ ОТОПИТЕЛЬНОЙ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 175 МВт И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКОЙ 200 ГКАЛ В ПОСЕЛКЕ ГРАМАТЕИНО БЕЛОВСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

УДК 697.31.001.6(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2А1	Вознюк Виктор Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры АТЭС	А. А. Абрамовских	к.ф-м.н., старший преподаватель		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	М. В. Василевский	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых 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		

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата, указанными в ФГОС ВПО по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	<i>Универсальные компетенции</i>
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
P3	Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
	<i>Профессиональные компетенции</i>
P7	Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности <i>в широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию <i>с учетом</i> нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.
P10	Проводить <i>комплексные</i> научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с

	применением <i>базовых и специальных</i> знаний и <i>современных</i> методов.
P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.
P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами на основе АСУТП; использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
	<i>Специальные профессиональные</i>
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

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

Институт Электронного обучения
Направление подготовки **13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

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

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б2А1	Вознюк Виктор Васильевич

Тема работы:

Проект отопительной ТЭЦ мощностью 175 МВт и тепловой нагрузкой 200 Гкал в поселке Граматеино Беловского городского округа	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	03.02..2017 №609/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10 июня 2017 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.).

Целью данной ВКР «Проект отопительной ТЭЦ мощностью 175 МВт и тепловой нагрузкой 200 Гкал в поселке Граматеино Беловского городского округа» является расчет технико-экономических показателей, выбор основного и вспомогательного оборудования проектируемой ТЭЦ для покрытия дефицита электрической и тепловой энергии в поселке Граматеино и близлежащих населенных пунктах.

Объект исследования – проект ТЭЦ, покрывающей вновь возникающие потребности в электроэнергии и теплоэнергии.

Предметом исследования в данном дипломном проекте является установка турбины Т-175-130 и соответствующего оборудования.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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. Выбор вариантов состава основного оборудования 2. Расчет тепловой схемы паротурбинных установок на характерные нагрузки 3. Расчет системы технического водоснабжения и выбор оборудования 4. Выбор и расчет системы пылеприготовления 5. Выбор и расчет системы золоулавливания и шлакоудаления 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность <p>Заключение</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Схемы установок, характеристики и показатели работы
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Н. Г. Кузьмина старший преподаватель кафедры менеджмента</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>М.В.Василевский, доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности, к.т.н., доцент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>11 января 2017 года</p>
--	-----------------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>ст. преподаватель кафедры АТЭС</p>	<p>А. А. Абрамовских</p>	<p>к.ф-м.н.,</p>		<p>11.01.17г.</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-5Б2А1</p>	<p>Вознюк Виктор Васильевич</p>		<p>11.01.17г</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б2А1	Вознюк В.В

Институт	ИНЭО	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Должностной оклад НР – 19500руб; Должностной оклад инженера – 17000руб
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы амортизации -20% Районный коэффициент—30%
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Социальные отчисления 30 % отФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1Планирование работ и оценка их выполнения
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	2Смета затрат на проект. 3Смета затрат на оборудование
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка экономической эффективности исследования

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Наталия Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2А1	Вознюк В.В		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-562a1	Вознюк Виктор Васильевич

Институт	ИНЭО	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Проект отопительной ТЭЦ мощностью 175 МВт и тепловой нагрузкой 200 Гкал в поселке Грамотеино Беловского городского округа Область применения: энергоснабжение тепловой и электрической энергией предприятий, общественных зданий, микрорайонов, отдельных жилых и административных зданий, частных коттеджей.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1. Производственная безопасность 1.1 Анализ опасностей при эксплуатации котельного оборудования</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>2. Экологическая безопасность 2.1 Обезвреживание сточных вод систем гидрозолоудаления 2.2 Воздействие на атмосферу при использовании твердого топлива</p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	2.3 Охрана атмосферы от тепловых выбросов
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>3.1 Меры безопасности при обслуживании оборудования котельных установок</p> <p>3.2 Электробезопасность</p> <p>3.3 Пожаробезопасность</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>– 4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>4.1 Чередование труда и отдыха</p> <p>4.2 Планировка рабочего места</p> <p>4.3 Воздух рабочей зоны</p> <p>4.4 Защита от избыточной теплоты</p> <p>4.5 Защита от вредных веществ</p> <p>4.6 Вентиляция</p> <p>4.7 Освещение рабочих мест и производственных помещений</p> <p>4.8 Вибрация и шум</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Василевский М.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-562a1	Вознюк В.В		

РЕФЕРАТ

ВКР 108 с., 7 рис., 44 табл., 37 источников, 1 прил, 3 л. графического материала.

Ключевые слова: обоснование строительства электростанции, выбор и расчёт тепловой схемы энергоблока, выбор вспомогательного оборудования, техническое водоснабжение, водоподготовительная установка, система золоудаления и шлакоудаления, компоновка главного корпуса, финансовый менеджмент, социальная ответственность.

Объектом исследования является проектирование ТЭЦ в поселке Граматеино, расчет и выбор основного и вспомогательного оборудования, а также выбор компоновки электростанции и месторасположения.

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

В результате исследования были сделаны следующие выводы: подтвердилась возможность строительства новой электростанции на указанном участке, имеющихся топливных и водных ресурсов достаточно для работы проектируемой электростанции. Проектируемой мощности хватит для покрытия дефицита электро- и тепловой энергии в районе строительства.

Методы исследования – расчетно – аналитические, расчетно – конструктивные, вариантные, балансовые.

Степень внедрения: проект ТЭЦ мощностью 175 МВт может быть использован при решении задач, связанных с устранением проблем в возросшей потребности в электроэнергии и тепловой энергии в указанном населенном пункте.

Область применения – энергетика и энергомашиностроение.

В будущем планируется внедрить проект в план развития района и начать его строительство с использованием данного исследования.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	8
1 Выбор вариантов состава основного оборудования	11
2 Расчет тепловой схемы паротурбинных установок на характерные нагрузки	27
3 Расчет системы технического водоснабжения и выбор оборудования	43
4 Выбор и расчет системы пылеприготовления	47
5 Выбор и расчет системы золоулавливания и шлакоудаления	53
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	62
7 Социальная ответственность	73
Заключение	101
Список использованных источников	103
Графический материал:	На отдельных листах
ФЮРА. 311019.002 ТЗ Установка паротурбинная Т-175/205-130. Тепловая схема	
ФЮРА. 311000.004 МЧ Поперечный разрез главного корпуса ТЭЦ-175МВт	
ФЮРА. 311000.007. Т2 Система обратного водоснабжения ТЭЦ с градирней. Функциональная схема	

ВВЕДЕНИЕ

Теплоэнергетика является ведущей отраслью современного индустриально развитого народного хозяйства. Основным направлением в развитии энергетики является централизация энергоснабжения промышленности, сельского хозяйства, городов и населенных пунктов. Для организации рационального энергоснабжения особенно большое значение имеет теплофикация, являющаяся наиболее совершенным методом централизованного теплоснабжения и одним из основных путей снижения удельного расхода топлива на выработку электрической энергии.

При теплофикации реализуются два основных принципа рационального энергоснабжения:

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

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

Развитие централизованного теплоснабжения осуществляется путем строительства ТЭЦ различной теплопроизводительности.

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

Идеей данного дипломного проекта является проектирование ТЭЦ в поселке Грамотеино Беловского ГО, работающей на каменном угле и обеспечивающей электрической энергией и теплом коммунальные и промышленные предприятия поселка и близлежащего города Белово.

В данном исследовании рассматривается ТЭЦ (теплоэлектроцентраль), как — разновидность тепловой электростанции, которая не только производит электроэнергию, но и является источником тепловой энергии в

централизованных системах теплоснабжения (в виде пара и горячей воды, в том числе и для обеспечения горячего водоснабжения и отопления жилых и промышленных объектов).

Актуальностью использования ТЭЦ является энергоснабжение тепловой и электрической энергией предприятий, общественных зданий, микрорайонов, отдельных жилых и административных зданий, частных коттеджей.

Целью данной ВКР «Проект отопительной ТЭЦ мощностью 175 МВт и тепловой нагрузкой 200 Гкал в поселке Грамотеино Беловского городского округа» является расчет технико-экономических показателей, выбор основного и вспомогательного оборудования проектируемой ТЭЦ для покрытия дефицита электрической и тепловой энергии в поселке Грамотеино и близлежащих населенных пунктах.

Задачи дипломного проектирования:

- 1) Изучить теоретический материал по теме проекта для описания краткой характеристики ТЭЦ и тепловой схемы.
- 2) Выбрать и рассчитать необходимое основное и вспомогательное оборудование.
- 3) Разработать мероприятия по производственной безопасности, экологической безопасности, охране труда на проектируемом производстве.
- 4) Выполнить расчет технико-экономических показателей проектируемой ТЭЦ.

Объект исследования – проект ТЭЦ, покрывающей вновь возникающие потребности в электроэнергии и теплоэнергии.

Предметом исследования в данном дипломном проекте является установка турбины Т-175-130 и соответствующего оборудования.

Методы исследования выпускной квалификационной работы включают в себя: анализ литературы по теме проекта, анализ технической документации, сравнительный анализ, систематизацию и обобщение материала, математические и статистические методы, изучение интернет-ресурсов. В

данной работе использовались методические материалы и разработки по проектированию ТЭС.

Практическая значимость данной ВКР заключается в том, что проект ТЭЦ мощностью 175 МВт может быть использован при решении задач, связанных с устранением проблем в возросшей потребности в электроэнергии и тепловой энергии в указанном населенном пункте.

1 ВЫБОР ВАРИАНТОВ СОСТАВА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Задачей данной ВКР является проектирование теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), работающей на каменном угле и обеспечивающей электрической энергией и теплом коммунальные и промышленные предприятия поселка и района.

ТЭЦ предназначена для выработки электрической и тепловой энергии путём сжигания каменного угля в энергетических котлах.

Граamateино – поселок городского типа в Кемеровской области, на р. Иня (бассейн реки Обь). По данным 2016 года 13 тыс. жителей, в прилегающих шахтных поселках и деревнях проживают около 5 тыс. чел. Основная отрасль: угольная промышленность, является одним из центров добычи угля в Кузнецком угольном бассейне – рядом с поселком функционируют шахты Инская, Граматеинская, Колмогоровская, разрез Колмогоровский.

Строительство ТЭЦ планируется разместить на окраине города на берегу реки Иня. ТЭЦ будет в основном снабжать теплом и электричеством г. Белово и близлежащие рабочие поселки. Избыток электричества можно передавать ближайшим соседям — в города Полысаево, Ленинск-Кузнецкий, Гурьевск и Колмогоры. Также в город Белово, который находится примерно в 10 км от предполагаемого района строительства ТЭЦ, можно передавать тепло для отопления и горячего водоснабжения.

Уголь марки ДР будет поставляться на ТЭЦ по железной дороге от Колмогоровского разреза.

В качестве основного оборудования примем к установке 1 дубль-блок мощностью 175 МВт, состоящий из паровой турбины Т-175/205-130 производства ТМЗ и двух котлов Е-420-140 паропроизводительностью 420 т/ч каждый (паропроизводительность выбирается на блочных ТЭЦ по максимальному расходу пара на турбину, который для турбины Т-175/205-130 равен 760 т/ч).

Электрическая нагрузка блоков равна установленной мощности 175 МВт. Годовое число часов использования установленной мощности принято равным 5500 час.

1.1 Краткая характеристика основного оборудования

Характеристики основного оборудования для проектируемого блока сведем в таблицы. Характеристика устанавливаемой турбины приведена в таблице 1 [1], характеристика устанавливаемого парогенератора в таблице 2 [2].

Таблица 1 - Характеристика устанавливаемой турбины Т-175/205-130

№	Параметр	Значение
1	Номинальная мощность	175 МВт
2	Максимальная мощность	205 МВт
3	Параметры свежего пара: давление температура	12,75 МПа (130 кг/см ²)
		540°С
5	Номинальный массовый расход свежего пара на турбину	760 т/ч
6	Нерегулируемые отборы пара сверх отборов в систему регенерации: -на теплофикационную установку (при графике сетевой воды 130/70°С) суммарной отопительной нагрузкой	100 Гкал/ч

Таблица 2 - Характеристика устанавливаемого котла Е-420-140

№	Параметр	Значение
1	Паропроизводительность по свежему пару	420 т/ч
2	Давление острого пара	140 кг/см ²
3	Температура острого пара	545°С
4	Температура питательной воды	230°С
5	Температура уходящих газов	123 °С
6	Температура горячего воздуха	385°С

1.2 Выбор вспомогательного тепломеханического оборудования

1.2.1 Оборудование турбинного цеха

Данные вспомогательного оборудования для устанавливаемой турбины приведены в таблице 3 [1].

Таблица 3 - Типовое оборудование Т-175/205-130

Наименование оборудования	Типоразмер	Завод-изготовитель
Конденсатор	КГ2-12000-1	ПО ТМЗ
Основной эжектор конденсационного устройства	ЭПО-3-135-1 (3 шт.)	ПО ТМЗ
Охладитель пара из промышленных камер испарения	ПС-250-30-0.5(ПНД1)	ПО ТМЗ
Подогреватели низкого давления	ПН-400-26-7-II	СарЗЭМ
	ПН-400-26-7-II	СарЗЭМ
	ПН-400-26-7-II	СарЗЭМ
	ПН-400-26-7-V	СарЗЭМ
Деаэратор	Выбирается проектантом электростанции	
Подогреватели высокого давления	ПВ-760-230-14	ПО ТКЗ
	ПВ-800-230-21	ПО ТКЗ
	ПВ-800-230-32	ПО ТКЗ
Сетевые подогреватели	ПСГ-5000-2.5-8-I	ПО ТМЗ
	ПСГ-5000-2.5-8-I	ПО ТМЗ
Маслоохладители паровых турбин	М-240М (3 шт.)	ПО ТМЗ
Конденсатные насосы	КсВ- 320-160(2шт.)	
Сливные насосы	Кс-30-150 (дренаж из ПНД2) (1 шт.) Кс-80-155 (дренаж из ПНД3) (1 шт.)	
Конденсатные насосы сетевых подогревателей	КсВ- 320-160 (3шт.)	

1.2.1.1 Выбор деаэратора

Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу. На каждый блок устанавливается один деаэратор. В зависимости от соотношения пропуска воды через деаэратор и нужного объема баков принимают по одному или по два деаэратора на один бак. Возможна также установка одного деаэратора на два бака, соединенных между собой линиями пара и воды. Деаэраторы добавочной воды выбирают централизованно для всей ТЭС или ее очередей.

Запас питательной воды в баках деаэраторов должен обеспечивать работу станции в течение 10 минут [3].

Для расхода питательной воды $D_{пе}=209,54$ кг/с выбираем следующую марку деаэратора – ДП-1000-4. Характеристики деаэратора приведены в таблице 4 [4].

Таблица 4 - Параметры деаэратора ДП-1000-4

Параметр	Значение
Номинальная производительность, кг/с	277.8
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	0.69 (7)
Давление, допустимое при работе предохранительных клапанов, кгс/см ²	7.5
Пробное гидравлическое давление, кгс/см ²	9
Рабочая температура, °С	164.2
Диаметр колонки, мм	2400
Высота колонки, мм	4500
Масса колонки, кг	7100
Масса колонки, заполненной водой, кг	26000
Геометрическая емкость колонки, м ³	17.0
Полезная емкость аккумуляторного бака, м ³	120
Типоразмер охладителя выпара	ОВ-18 (2 шт.)
Типоразмер деаэраторного бака	БД-100-1-13
Полезная емкость деаэраторного бака, м ³	100

Геометрическая емкость деаэрационного бака, м ³	113
Максимальная длина деаэрационного бака, мм	13500
Масса, т	23.95

Для расхода добавочной воды $D_{дв}=3.92$ кг/с выбираем следующую марку деаэраатора – ДА-15/10. Основные характеристики деаэраатора сведены в таблицу 5 [1].

Таблица 5 - Параметры деаэраатора ДА-15/10

Параметр	Значение
Номинальная производительность, кг/с	4.17/2.78
Наружный диаметр и толщина стенки колонки, мм	546×8
Высота колонки, мм	1115
Масса колонки, кг	265
Полезная емкость аккумуляторного бака, м ³	10/7.5
Диаметр и толщина стенки аккумуляторного бака, мм	1616
Поверхность охладителя выпара, м ²	2

1.2.1.2 Выбор питательного насоса

Насосы тепловых электростанций, как и другие типы машин, служащие для перемещения среды и сообщения ей энергии, характеризуются следующими параметрами [3]:

- 1) объемной производительностью (подачей), Q , м³/с;
- 2) давлением на стороне нагнетания p_n , Па;
- 3) плотностью перемещаемой среды ρ , кг/м³.

Общей формулой для определения напора насоса будет являться формула:

$$H = H_{ст} + H_d = \frac{p_H - p_B}{\rho \cdot g} + (z_H - z_B) + \frac{g_H^2 - g_B^2}{2g} + \Delta H, \quad (1.1)$$

где $g = 9.8$ м/с² - ускорение свободного падения;

$\rho=1000$ кг/м³ - плотность воды.

Нст - статический напор:

$$H_{CT} = \frac{P_H - P_B}{\rho \cdot g} + (z_H - z_B) \quad (1.2)$$

Нд - динамический напор:

$$H_d = \frac{g_H^2 - g_B^2}{2g} + \Delta H \quad (1.3)$$

Величиной $\frac{g_H^2 - g_B^2}{2g}$ в виду ее малости можно пренебречь.

Определение напора питательного насоса

Высота столба питательной воды от деаэратора до питательного насоса: $z_B=25$ м.вод.ст. Высота столба питательной воды от питательного насоса до барабана: $z_H=32,9$ м.вод.ст., $\Delta H=15$ м.вод.ст.

Давление на стороне всасывания рассчитывается из условия недопущения вскипания воды при попадании её на быстровращающиеся лопасти колеса насоса:

$$p_B = p_d + p_{нд} = 0,59 + 0,25 = 0,84 \text{ МПа}, \quad (1.3)$$

где p_d – давление в деаэраторе;

$p_{нд}$ – давление столба воды от деаэратора до насоса.

Давление на нагнетания, развиваемое насосом, определяется заданным давлением в конечной точке тракта, суммарными гидравлическими сопротивлениями тракта и разницей геометрических отметок между точками перемещения среды:

$$p_H = p_6 + p_{н6} = 13,8 + 0,33 = 14,13 \text{ МПа}, \quad (1.4)$$

где p_6 – давление в барабане котла;

$p_{н6}$ – давление столба воды от барабана котла до насоса.

Так как питательная вода на всасывании в насос приходит из деаэратора уже нагретой до температуры $158,1^\circ\text{C}$, то это означает, что $\rho \neq 1000 \text{ кг/м}^3$. После расчетов получено следующее значение плотности питательной воды $\rho \neq 917,09 \text{ кг/м}^3$.

$$\begin{aligned}
 H &= H_{CT} + H_D = \frac{(p_H - p_B) \cdot 106}{\rho \cdot g} + (z_H - z_B) + \Delta H = \\
 &= \frac{(14.13 - 0.84) \cdot 106}{917.09 \cdot 9.8} + (32.9 - 25) + 15 = 1522 \text{ м.вод.см.}
 \end{aligned}
 \tag{1.5}$$

Определение подачи питательного насоса. Производительность насосов определяется максимальным расходом питательной воды на котел с запасом не менее 5%:

$$D_{нк} = D_{нв} \cdot 1.05 = 209.54 \cdot 1.05 = 220.02 \text{ кг/с} \tag{1.6}$$

В расчетах тепловой схемы ТЭС расход воды определяется как массовый D , кг/с.

Между объемным и массовым расходами выполняется соотношение:

$$Q = \frac{D}{\rho} = \frac{220.02}{917.6} = 0.24 \text{ м}^3/\text{с} = 864.0 \text{ м}^3/\text{ч}. \tag{1.7}$$

Определение мощности, потребляемой насосом:

$$N_H = \frac{Q \cdot (p_H - p_B)}{\eta_H} = \frac{(14.13 - 0.84) \cdot 0.24}{0.80} = 3937.78 \text{ кВт}. \tag{1.8}$$

По подаче и производительности выбираем питательный насос ПЭ-780-200. Основные характеристики питательного насоса приведены в таблице 6 [1].

Таблица 6 - Параметры питательного насоса ПЭ-780-200

Параметр	Значение
Подача насоса, м ³ /ч	780
Напор насоса, м	2030
Частота вращения, об/мин	2985
Количество на блок	1+1 (резерв)
Тип и мощность привода, кВт	АГД 4500
КПД насоса, %	0.80

1.2.1.3 Выбор конденсатного насоса

Производительность конденсатных насосов теплофикационных турбин выбирается по конденсационному режиму с выключенными теплофикационными отборами при работе с максимальной электрической нагрузкой [3].

Расход пара в конденсатор при конденсационном режиме:

$$D_{KP} = D_0 - \left(\sum_{i=1}^n D_{отбi} - D_{HC} - D_{BC} \right) = \quad (1.9)$$
$$= 205 - (166.836 - 79.25 - 44.86) = 162.274 \text{ кг/с}$$

Между объемным и массовым расходами выполняется соотношение:

$$Q_{к.р.} = Q = \frac{D_{к.р.}}{\rho} = \frac{162.274}{961} = 0.169 \text{ м}^3/\text{с} = 607.89 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (1.10)$$

По подаче выбираем 2 конденсатных насоса КсВ- 320-160, работающих на 50% нагрузки. Еще один насос того же типоразмера находится в запасе. Основные характеристики конденсатного насоса приведены в таблице 7 [1].

Таблица 7 - Параметры конденсатного насоса КсВ- 320-160

Параметр	Значение
Подача насоса, м ³ /ч	320
Напор насоса, м	160
Частота вращения, об/мин	1480
Допустимый кавитационный запас, м	1.6
Мощность привода, кВт	315
Масса, кг	2450
КПД насоса, %	0.765

1.2.1.4 Выбор сетевых насосов

Число насосов регламентируется следующим образом: при индивидуальной установке ставят два насоса по 50% производительности каждый.

Подогреватели сетевой воды современных теплофикационных турбин допускают давление воды до 0.8 МПа; сопротивление трубопроводов теплосети значительно выше. Это приводит к необходимости применять две ступени сетевых насосов: первая ступень (СН1) устанавливается до сетевых подогревателей, вторая (СН2) – перед пиковым водогрейным котлом [5].

Давление нагнетания СН1, $\Delta p_{СП1}$, МПа, рассчитывается на преодоление сопротивления подогревателей и создания допустимого кавитационного запаса на входе в насос второй ступени:

$$p'_H = \Delta p_{СП1} + \Delta p_{СП2} + p''_B, \quad (1.11)$$

где p''_B -кавитационный запас, указанный в техническом паспорте насоса.

Входное давление насосов первой ступени $p_{СП1}$ определяется давлением обратной сетевой воды (0.3 – 0.5 МПа). Давление нагнетания сетевых насосов второй ступени $p_{СП2}$ в зависимости от сопротивления внешних трубопроводов теплосети составляет 1.5 – 2.2 МПа.

Объемный расход воды на СН1:

$$Q = \frac{G_{СВ}}{\rho} = \frac{1256.79}{990.49} = 1.269 \text{ м}^3/\text{с} = 4567.88 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (1.12)$$

Объемный расход воды на СН2:

$$Q = \frac{G_{СВ}}{\rho} = \frac{1256.79}{978.84} = 1.284 \text{ м}^3/\text{с} = 4622.25 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (1.13)$$

Определение мощности, потребляемой насосом СН1:

$$N_{H1} = \frac{Q \cdot (p_{СП1} - p_{ОС})}{\eta_H} = \frac{(1-0.4) \cdot 1.269}{0.9} = 846.0 \text{ кВт}. \quad (1.14)$$

Определение мощности, потребляемой насосом СН2:

$$N_{H2} = \frac{Q \cdot (p_{СП2} - p_{ОС})}{\eta_H} = \frac{(1.5-1) \cdot 1.284}{0.9} = 713.33 \text{ кВт}. \quad (1.15)$$

По подаче выберем два насоса марки СЭ5000-70. Основные характеристики сетевого насоса приведены в таблице 8. [1].

Таблица 8 - Параметры сетевого насоса СЭ-5000-70

Параметр	Значение
Подача насоса, м ³ /ч	5000
Напор насоса, м	70
Частота вращения, об/мин	1500
Допустимый кавитационный запас, м	15
Мощность привода, кВт	1095
КПД насоса, %	0.87

1.2.1.5 Выбор регенеративных подогревателей

Регенеративные подогреватели поступают вместе с турбиной и устанавливаются без резерва. Основные технические характеристики регенеративных подогревателей, конденсатора и деаэратора приведены в таблице 9 [4].

Таблица 9 - Регенеративные подогреватели и деаэратор

Наименование оборудования	Типоразмер	Параметры среды	
		t, °C	p, МПа (кгс/см ²)
Конденсатор	КГ2-12000-1	27	0.0051(0.052)
ПНД7	ПН-400-26-7-П	99	0.049 (0.5)
ПНД6	ПН-400-26-7-П	152	0.098 (1.0)
ПНД5	ПН-400-26-7-П	249	0.259 (2.64)
ПНД4	ПН-400-26-7-V	360	0.658 (6.72)
Деаэратор	ДП-1000-4	447	1.26 (12.9)
ПВД3	ПВ-760-230-14	447	1.26 (12.9)
ПВД2	ПВ-800-230-21	333	2.72 (27.7)
ПВД1	ПВ-800-230-32	386	4.12 (42.1)

1.2.1.6 Циркуляционные насосы

Циркуляционные насосы выбираем по два на турбину. Резерв не предусматриваем:

$$G_{ци} = (1,03 \div 1,07) \cdot G_{ц} = 1,05 \cdot 11000 = 11500 \text{ т/ч} \quad (1.16)$$

$$\frac{1}{2} \cdot G_{ц} = \frac{1}{2} \cdot 22000 = 11000 \text{ т/ч.} \quad (1.17)$$

Выбираем центробежные насосы типа Д12500-24 (48Д-22). Основные характеристики циркуляционного насоса приведены в таблице 10 [1].

Таблица 10 - Циркуляционные насосы

Характеристика	Показатель
Д12500-24	
Завод-изготовитель	НПО «Уралгидромаш», г. Сысерть
Подача, м ³ /ч	1250
Напор, м	24
Допустимый кавитационный запас, м	8
Коэффициент полезного действия, %	88
Частота вращения, об/мин	500
Мощность, кВт	1000

1.2.1.7 Эжектор.

Принимаем к установке эжектор основной типа ЭПО-3-135-1 в количестве трех штук. Основные характеристики эжектора приведены в таблице 11 [6].

Таблица 11– Эжекторы.

Характеристика	Показатель
ЭПО-3-135-1	
Завод-изготовитель	ПО ХТЗ
Расход смеси (в том числе пара), кг/с	0,0485
Давление рабочего пара эжектора, МПа	0,49
Расход рабочего пара эжектора, кг/с	0,6
Расход охлаждающей воды, кг/с	180,56

1.2.1.8 Конденсатор.

Принимаем к установке конденсатор типа КГ2-12000-1. Конденсаторы относятся к оборудованию, которое поставляют одновременно с турбиной и он полностью соответствует характеристикам турбины. Основные технические характеристики конденсатора приведены в таблице 12 [6].

Таблица 12 - Конденсатор

Характеристика	Показатель
КГ2-12000-1	
Завод-изготовитель	ПОТ ТМЗ
Поверхность охлаждения, м ²	12000
Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	30000
Температура охлаждающей воды, °С	12
Давление в паровом пространстве, кПа	3,43
Гидравлическое сопротивление конденсатора, кПа	39,2
Удельная паровая нагрузка при номинальном расходе пара, кг/(м ² *ч)	36,5
Кратность охлаждения	46
Число ходов воды	2

1.3 Оборудование котельного цеха.

1.3.1 Выбор дымососа.

Дымосос выбираем по давлению и объему дымовых газов перед ним [2]:

давление дымовых газов:

$$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H = 1,15 \cdot 5,82 = 6,693 \text{ кПа} \quad (1.18)$$

объем дымовых газов:

$$\begin{aligned} Q_o &= B \cdot (V_2^0 + (\alpha_{yx} - 1) \cdot V^0) \cdot \frac{T_{yx}}{273} = \\ &= 35928 \cdot (6,33 + (1,31 - 1) \cdot 4,78) \cdot \frac{123 + 273}{273} = 407115 \text{ м}^3 / \text{ч} \end{aligned} \quad (1.19)$$

где $B=9,98 \text{ кг/с}=35928 \text{ кг/ч}$ – расход топлива (по нормативам).

Выбираем дымосос типа ДН-26*2. Основные технические характеристики дымососа приведены в таблице 13 [1].

Таблица 13 - Дымосос

Характеристика	Показатель
ДН-26*2	
Завод-изготовитель	Барнаульский котельный завод (БКЗ)
Подача, м ³ /ч	475*10 ³
Температура газа, °С	100
Полное давление, Па	4600
КПД, %	83
Частота вращения, об/мин	744
Мощность, кВт	790

1.3.2 Выбор дутьевого вентилятора.

Вентилятор выбираем по давлению $H_p=6,693$ кПа и объему воздуха:

$$Q_{ax} = \alpha_m \cdot B \cdot V^0 \cdot \frac{T_{x6}}{273} = 1,2 * 35928 * 4,78 * \frac{273 + 30}{273} = 228729 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (1.20)$$

$$Q_s = \beta_1 \cdot Q_{x6} = 1,1 \cdot 228729 = 251602 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (1.21)$$

Выбираем вентилятор ВДН-24-11У. Основные технические характеристики дутьевого вентилятора приведены в таблице 14 [1].

Таблица 14 – Дутьевой вентилятор

Характеристика	Показатель
ВДН-24-11у	
Завод-изготовитель	БКЗ
Подача, м ³ /ч	275/220*10 ³
Температура газа, °С	30
Полное давление, Па	3900/2450
КПД, %	83
Частота вращения, об/мин	740/590
Мощность, кВт	400/200

1.3.3 Выбор вентилятора рециркуляции газов

Вентилятор рециркуляции газов выбираем типа ВГДН-15. Основные технические характеристики вентилятора рециркуляции газов приведены в таблице 15 [1].

Таблица 15 - Вентилятор рециркуляции газов

Характеристика	Показатель
ВГДН-15	
Завод-изготовитель	Хабаровский «Энергомаш»
Подача, м ³ /ч	50*10 ³
Температура газа, °С	400
Полное давление, Па	1560
КПД, %	82
Частота вращения, об/мин	980
Мощность, кВт	27,5

1.4 Компоновка главного корпуса.

Компоновка главного корпуса предусматривает установку одной турбоустановки Т-175/205-130 и двух парогенераторов Е-420-140.

Производственные помещения главного корпуса характеризуются следующими пролётами (таблица 16) [7]:

Таблица 16 – Пролеты главного корпуса.

- машзал (А-Б)	45,0 м
- бункерно-деаэрационное отделение (Б-В)	12,0 м
- котельное отделение (В-Г)	48,0м
- помещение электрофильтров (Г-Д)	42,0 м

Шаг колонн здания главного корпуса – 12 м.

Строительная конструкция главного здания представляет собой в поперечном разрезе несколько железобетонных, состоящих из мощных колонн, связывающих их балок, на которые опирается перекрытия этажей и кровли. Различается бункерная рама, рама котельной ячейки, рама деаэрационной ячейки и рама машинного зала.

Котельный и турбинный цеха расположены параллельно друг другу. Такая компоновка дает возможность применять любые схемы трубопроводов с короткими ответвлениями к отдельным агрегатам. Также параллельное расположение цехов удешевляет сооружение главного здания и позволяет также решать вопрос о расширении станции.

Размер ячейки для котельного агрегата составляет 48×52 м. Высота до верха хребтовой балки – 71 м. Общая длина турбинного цеха, составит с турбинами Т-175-130 – 45 м. Компонуется главный корпус согласно рисунку 1, на котором указаны основные габариты ячеек.

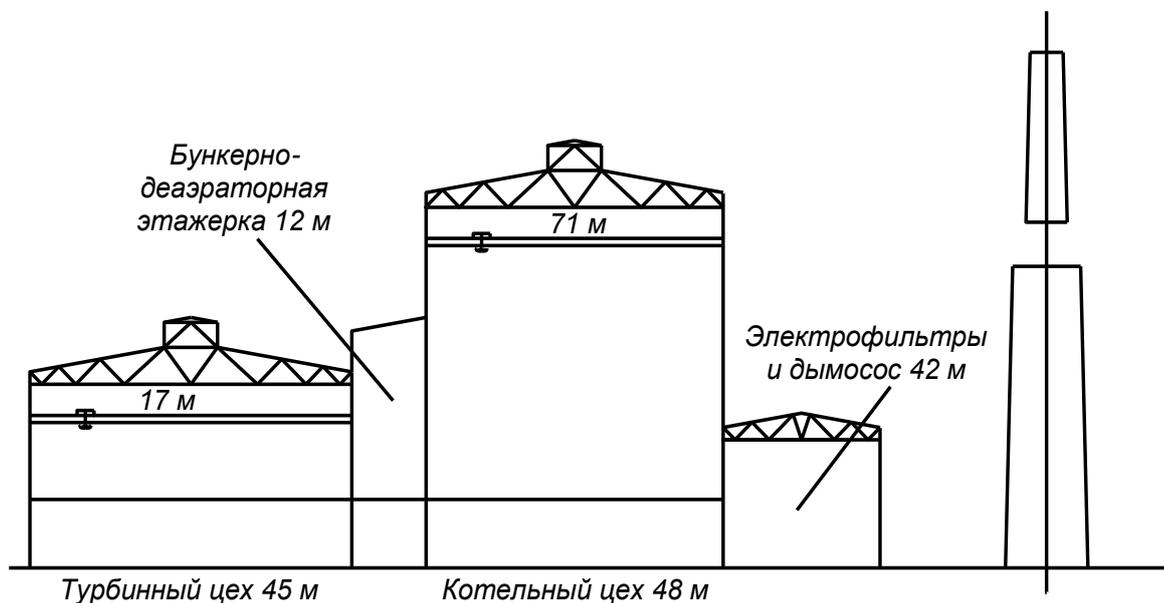


Рисунок 1- Компоновка главного корпуса блочной ТЭЦ – 175 МВт

1.5 Описание генерального плана

Промплощадка для строительства станции размещена на правом берегу реки Иня в западной части города.

В центральной части промплощадки расположен главный корпус. В северо-восточной стороне от главного корпуса расположены мазутное хозяйство, механическая мастерская и материальный склад. Слева от мазутохозяйства расположены дробильный корпус, химводоочистка и галерея конвейеров топливоподдачи. Над мазутным хозяйством находится угольный склад с мостовым перегружателем, разгрузочная эстакада и ленточный конвейер склада. Перед главным корпусом, на севере, находится дымовая труба.

На западе расположены градирни, служебный корпус и переходные мостки.

Южнее главного корпуса размещены главный щит управления, главное распределительное устройство и открытые распределительные устройства 35 и 110 кВт.

2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК НА ХАРАКТЕРНЫЕ НАГРУЗКИ

2.1 Выбор и обоснование принципиальной тепловой схемы ПТУ

Принципиальная тепловая схема (ПТС) определяет основное содержание технологического процесса преобразования тепловой энергии на электростанции. ПТС включает в себя основное и вспомогательное оборудование и линии, связывающие его в единое целое (Приложение А).

Турбина Т-175/205-130 спроектирована на начальные параметры 12.8 МПа и 540°C. Турбоустановка рассчитана на работу с одно-, двух-, и трехступенчатым подогревом сетевой воды – в нижнем сетевом подогревателе, верхнем сетевом подогревателе и в трубном пучке конденсатора. Турбина может развивать электрическую мощность 180 МВт при номинальной тепловой нагрузке и 205 МВт в конденсационном режиме. Расход пара в турбину при номинальном режиме составляет 205 кг/с и максимальном – 211 кг/с. Номинальная тепловая мощность турбины равна 314 МВт, при использовании теплофикационного пучка конденсатора – 326 МВт. Температура питательной воды составляет 230°C. Турбина имеет 7 отборов, в том числе 2 регулируемых. Давление в регулируемых отборах может поддерживаться в интервалах нижнего 0.04 – 0.2 МПа, верхнего 0.06 – 0.25 МПа. Основные технические характеристики турбины приведены в таблице 17 [1].

Расчет основных параметров воды и пара, полученных с помощью [3] и [7], сведен в таблицу 18.

Таблица 17- Основные характеристики турбоустановки Т-175/205-130

Параметр	Значение
Номинальный расход пара, кг/с	205
Максимальный расход пара, кг/с	211
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	130 (12.8)
Номинальная мощность, МВт	175
Максимальная мощность, МВт	205
Температура свежего пара, °С	540
Номинальная тепловая мощность, МВт	314
Максимальная тепловая мощность, МВт	326
Температура питательной воды, °С	230
Расход воды на верхний сетевой подогреватель, кг/с	44,86
Расход воды на нижний сетевой подогреватель, кг/с	79,25
Расход воды на ПВК, кг/с	23,38
Энтальпия воды в ПВК, кДж/кг	687
Энтальпия воды в верхний сетевой подогреватель, кДж/кг	396
Энтальпия воды в нижний сетевой подогреватель, кДж/кг	308
Энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг	179

Таблица 18 - Параметры пара и воды турбоустановки Т-175/205-130

	Подогреватель	Пар в отборе			Пар в подогревателе				Вода за подогревателем					
		P_r	t_r, x_r	h_r	P'_r	$t'_{S,r}$	h'_r	$h_{оп,r}$	θ_r	$P_{B,r}$	$t_{B,r}$	$h_{B,r}$	τ_r	q_r
	-	12.8	555	3485	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	П1	3.29	374	3165	3.12	236	1020	960	1.3	21.6	234.7	1015.7	95.2	2205
	П2	2.22	324	3074	2.10	215	920	849	1.5	22.1	213.5	920.5	91.9	2225
	П3 ДПВ	1.45	275	2985	1.38	194	828	727		22.6	192.4	828.6	141.6*	2256
					0.59	158	667	-	0	0.59	158.1	667	-	-
	П4	0.575	185	2897	0.54	155	652.8	652.8	3.5	1.0	151.5	638.8	114.1	2164.2
	П5	0.277	$x_5 = 0.99$	2697	0.26	128.7	540.9	540.9	4.0	1.3	124.7	524.7	145.2	2156.1
	П6 ВС	0.0884	$x_6 = 0.94$	2535	0.085	95.2	399	399	4.5	1.7	90.7	379.5	260.5	2136
					0.084	95	398	398	1.0	0.8	94	396	88	2137
	НС	0.040	$x_7 = 0.90$	2400	0.038	74.5	312.5	312.5	1.1	0.9	73.4	308	129	2087.5
	П7	Отключен												
	К-Р	0.0039	$x_K = 0.89$	2296	-	-	-	-	-	0.0039	28.1	119	-	2177
*с учетом подогрева воды в питательном насосе														

2.2 Расчет тепловой схемы ПТУ.

Расчет всех элементов тепловой схемы, а также технико-экономические показатели энергоблока сведен в таблицы. Расчет ведется по [1] с применением [7] и [8].

В таблице 19 приведен баланс потоков пара и воды.

Таблица 19 - Баланс основных потоков пара и воды

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Расход пара на турбоустановку, кг/с	D_0	Табл. 1.1	205
Относительная величина утечек пара	α_{ym}	Принимается для отопительных ТЭЦ, [9]	0.012
Расход перегретого пара из котла, кг/с	$D_{нк}$	$D_0(1 + \alpha_{ym})$	207.46
Доля непрерывной продувки барабанных котлов	α_{np}	Принимается для ТЭЦ с ХОВ, [9]	0.01
Расход питательной воды, кг/с	$D_{нв}$	$(1 + \alpha_{ym}) * D_0(1 + \alpha_{np})$	209.54
Расход пара через утечки в турбоустановку, кг/с	D_{ym}	$D_0 \cdot \alpha_{ym}$	2.46
Расход непрерывной продувки пара, в барабанных котлах, кг/с	D_{np}	$\alpha_{np} \cdot D_0 \cdot (1 + \alpha_{ym})$	2.08
Расход непрерывной продувки пара, полученный в расширителях, кг/с	D_p	$0,3 \cdot D_{np}$	0.62
Потеря конденсата с продувочной водой с учетом D_p , кг/с	D'_{np}	$D_{np} - D_p$	1.46
Потери конденсата на производстве, кг/с	$D_{ном}^{вн}$	$D_{ПК} - D_{ОК}$	0
Количество добавочной воды, кг/с	$D_{дв}$	$D_{ym} + D'_{np} + D_{ном}^{вн}$	3.92

В таблице 20 произведен расчет расхода пара на подогреватели высокого давления.

Таблица 20 - Определение расхода пара на ПВД.

Показатель	Формула или источник	Значение		
		№ ПВД		
		1	2	3
Температура пара в отборах турбины $t_{омб}, C^0$	Табл.18	374	324	275
Давление пара в отборах турбины, $P_{омб}, МПа$	Табл.18	3.29	2.22	1.45
Давление пара на входе в подогреватель, $P_{ni}, МПа$	$P_{ni} = P_{омб_i} - (0.05 \div 0.10) \cdot P_{омб_i}$	3.13	2.11	1.38
Энтальпии пара на входе в подогреватель, $h_i, \frac{кДж}{кг}$	$h_i = f(P_{ni}; t_{омб_i}), [7]$	3172.0	3079.2	2997.9
Давление воды, создаваемое питательным насосом, $P_{ei}, МПа$	Табл.18	21.6	22.1	22.6
Температура насыщения пара в основной поверхности, t_s, C^0	Табл.18	236	215	194
Температура питательной воды за подогревателем, $t_{e,ri}, C^0$	$t_{e,ri} - (2 \div 5)$	234	213	192
Энтальпия питательной воды за подогревателем, $h'_{ne_i}, \frac{кДж}{кг}$	$h'_{ne_i} = f(P_{ei}; t_{e_i}), [7]$	1012.9	918.72	826.33

Остаточная температура перегрева, $t'_{n_i}, ^\circ\text{C}$	$t_s + (8 \div 12)$	246	225	204
Давление пара в основной поверхности, $P_{on_i}, \text{МПа}$	$P_{on_i} = 0.98 \cdot P_{n_i}$	3.07	2.07	1.35
Энтальпии пара после парохладителя, $h_{on_i}, \text{кДж/кг}$	$h_{on_i} = f(P_{on_i}; t'_{n_i}),$ [7]	2844.1	2836.1	2837.9
Напор, создаваемый питательными насосами, $\Delta p_n, \text{МПа}$	Табл.18	22.6		
Удельный объем пара, $v_n, \text{м}^3/\text{кг}$	Принимается, [9]	0.0011		
КПД насоса, η_n	Принимается, [9]	0.78		
Энтальпия конденсата, определяемая по давлению в деаэраторе, $h_\delta, \text{кДж/кг}$	$h_\delta = f(P_\delta; t_\delta),$ [7]	667		
Энтальпия конденсата, на выходе из нижнего ПВД, $h'_\delta, \text{кДж/кг}$	$h'_\delta = h_\delta + \Delta p_n \cdot$ $\frac{v_n}{\eta_n}$	698.87		
Энтальпии конденсата на выходе из охладителей, $h_{ок_i}, \text{кДж/кг}$	$h'_{не2} + (20 \div 40)$	938.72	846.33	718.87
	$h'_{не3} + (20 \div 40)$			
	$h'_\delta + (20 \div 40)$			
Коэффициент сохранения тепла, η_n	Принимается, [9]	0.98		

Расход пара на каждый подогреватель, $D_{n_i}, \text{ кг/с}$	$D_{n1} = \frac{D_{n6} \cdot (h'_{n61} - h'_{n62})}{\eta_n \cdot (h_{on1} - h_{ок1})}$	10.56	9.44	11.66
	$D_{n2} = \frac{D_{n6} \cdot (h'_{n62} - h'_{n63})}{\eta_n} - \frac{-D_{n1} \cdot (h_{ок1} - h_{ок2})}{h_{on2} - h_{ок2}}$			
	$D_{n3} = \frac{D_{n6} \cdot (h'_{n63} - h'_0)}{\eta_n} - \frac{-(D_{n1} + D_{n2}) \cdot (h_{ок2} - h_{ок3})}{(h_{on3} - h_{ок3})}$			
Энтальпии питательной воды после каждого подогревателя, $h_{n6_i}, \text{ кДж/кг}$	$h_{n61} = \frac{D_{n1} \cdot (h_1 - h_{on1}) \cdot \eta_n}{D_{n6}} + h'_{n61}$	1029.09	929.45	835.06
	$h_{n62} = \frac{D_{n2} \cdot (h_2 - h_{on2}) \cdot \eta_n}{D_{n6}} + h'_{n62}$			
	$h_{n63} = \frac{D_{n3} \cdot (h_3 - h_{on3}) \cdot \eta_n}{D_{n6}} + h'_{n63}$			
Уточненные значения температуры питательной воды, $t_{n6_i}, ^\circ\text{C}$	$t_{n6_i} = f(P_{6_i}; h_{n6_i}),$ [8]	237.54	215.41	193.93
Уточненные значения энтальпий конденсата после каждого подогревателя, $h_{ок_i}^{ym}, \text{ кДж/кг}$	$h_{ок1}^{ym} = h_{n62} + (20 \div 40)$	949.45	855.06	698.87
	$h_{ок2}^{ym} = h_{n63} + (20 \div 40)$			
Уточненные значения расхода пара на подогреватели, $D_{n_i}^{ym}, \text{ кг/с}$	$D_{n1}^{ym} = \frac{D_{n6} \cdot (h_{n61} - h_{n62})}{(h_1 - h_{ок1}^{ym}) \cdot \eta_n}$	9.59	8.62	11.43
	$D_{n2}^{ym} = \frac{D_{n6} \cdot (h_{n62} - h_{n63})}{\eta_n} - \frac{-D_{n1}^{ym} \cdot (h_{ок1}^{ym} - h_{ок2}^{ym})}{h_2 - h_{ок2}^{ym}}$			
	$D_{n3}^{ym} = \frac{D_{n6} \cdot (h_{n63} - h'_0)}{\eta_n} - \frac{-(D_{n1}^{ym} + D_{n2}^{ym}) \cdot (h_{ок2}^{ym} - h_{ок3}^{ym})}{h_3 - h_{ок3}^{ym}}$			

В таблице 21 произведен расчет расхода пара на подогреватели низкого давления.

Таблица 21 - Определение расхода пара на ПНД.

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Расход пара в конденсатор, кг/с	D_{κ}	Табл. 2.2.	23.38
Коэффициент теплоты пара из уплотнений	α_y	Принимается	0.015
Расход основного конденсата, кг/с	D'_{κ}	$D'_{\kappa} = D_{\kappa} + D_{ос} + \alpha_y \cdot D_0$	30.38

В таблице 22 произведен расчет греющего расхода пара на охладители эжекторов.

Таблица 22 - Определение греющего пара на охладители эжекторов.

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Коэффициент теплоты пара на эжекторы	$\alpha_э$	Принимается	0.003
Расход греющего пара на эжекторы, кг/с	$D_э$	$D_э = \alpha_э \cdot D_0$	0.615
Энтальпия потоков, входящих в эжектор, кДж/кг	$h_{вх}$	при P=0.6 МПа [7]	2756.10
Температура потоков, выходящих из эжектора, °С	$t_{вых}$	$t_{вых} = t_s - (2 \div 3)^\circ C$	156.2
Энтальпия потоков, выходящих из эжектора, кДж/кг	$h_{вых}$	при $t_{вых} = 156.2^\circ C$ и P=0.6 МПа [7]	659.10
Теплота греющего пара в эжекторе, кДж/кг	$q_э$	$q_э = h_{вх} - h_{вых}$	2097.0
Энтальпия пара в охладителе эжектора, кДж/кг	$h_{оэ}$	$h_{оэ} = \frac{D_э \cdot q_э \cdot \eta}{D_{\kappa}^1} + h_{\kappa}$	160.60

В таблице 23 произведен расчет греющего расхода пара на охладители пара из уплотнений (ОУ1).

Таблица 23 - Греющий пар на охладители пара из уплотнений (ОУ1)

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Коэффициент теплоты пара из уплотнений на ОУ 1	α_{y1}	Принимается	0.0087
Расход греющего пара на охладитель из уплотнений 1, кг/с	D_{oy1}	$D_{oy1} = \alpha_{y1} \cdot D_0$	1.784

Энтальпия потоков, входящих в охладитель пара из уплотнений 1, кДж/кг	h_{ex}	при P=0.5 МПа [7]	2748.1
Температура потоков, выходящих из охладителя пара из уплотнений 1, °C	$t_{вых}$	$t_{вых} = t_s - (2 \div 3)^\circ C$	149.8
Энтальпия потоков, выходящих из охладителя пара из уплотнений 1, кДж/кг	$h_{вых}$	при $t_{вых} = 149.8^\circ C$ и P=0.5 МПа [7]	631.4
Теплота греющего пара в охладитель пара из уплотнений 1, кДж/кг	q_{oy1}	$q_{oy1} = h_{ex} - h_{вых}$	2116.7
Энтальпия пара в охладителе из уплотнений 1, кДж/кг	h_{oy1}	$h_{oy1} = \frac{D_{oy1} \cdot q_{oy1} \cdot \eta}{D_k^1} + h_{o9}$	282.41

В таблице 24 произведен расчет греющего расхода пара на охладители пара из уплотнений (ОУ2).

Таблица 24 - Греющий пар на охладители пара из уплотнений (ОУ2)

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Коэффициент теплоты пара из уплотнений на ОУ 2	α_{y2}	Принимается	0.000985
Расход греющего пара на охладитель из уплотнений 2, кг/с	D_{oy2}	$D_{oy2} = \alpha_{y2} \cdot D_0$	0.202
Энтальпия потоков, входящих в охладитель пара из уплотнений 2, кДж/кг	h_{ex}	при P=0.3 МПа [7]	2724.9
Температура потоков, выходящих из охладителя пара из уплотнений 2, °C	$t_{вых}$	$t_{вых} = t_s - (2 \div 3)^\circ C$	131.53
Энтальпия потоков, выходящих из охладителя пара из уплотнений 2, кДж/кг	$h_{вых}$	при $t_{вых} = 131.53^\circ C$ и P=0.5 МПа [7]	552.94
Теплота греющего пара в охладитель пара из уплотнений 2, кДж/кг	q_{oy2}	$q_{oy2} = h_{ex} - h_{вых}$	2171.96
Энтальпия пара в охладителе из уплотнений 2, кДж/кг	h_{oy2}	$h_{oy2} = \frac{D_{oy2} \cdot q_{oy2} \cdot \eta}{D_k^1} + h_{oy1}$	296.56

Тепловой баланс для подогревателя ПНД6 определяется по формуле:

$$D_{n6} \cdot (h_{n6} - h'_{n6}) \cdot \eta =$$

$$= (D'_k + D_3 + D_{oy1} + D_{oy2}) \cdot (h_{n6}^e - h_{oy2}^e) \quad (2.1)$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 25.

Таблица 25 - Определение расхода пара на ПНД 6.

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Расход пара на ПНД 6, кг/с	D_{n6}	$D_{n6} =$ $= (D'_k + D_3 + D_{oy1} +$ $+ D_{oy2}) \times \frac{h_{n6}^e - h_{oy2}^e}{(h_{n6} - h'_{n6}) \cdot \eta}$	1.266

Тепловой баланс для подогревателя ПНД5 определяется по формуле:

$$D_{n5} \cdot (h_{n5} - h'_{n5}) \cdot \eta =$$

$$= (D'_k + D_3 + D_{oy1} + D_{oy2} + D_{n6}) \cdot (h_{n5}^e - h_6^e) \quad (2.2)$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 26.

Таблица 26 - Определение расхода пара на ПНД 5.

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Расход пара на ПНД 5, кг/с	D_{n5}	$D_{n5} = (D'_k + D_3 +$ $+ D_{oy1} + D_{oy2} +$ $+ D_{n6}) \times \frac{h_5^e - h_6^e}{(h_{n6} - h'_{n6}) \cdot \eta}$	2.388

Тепловой баланс для подогревателя ПНД4 определяется по формуле:

$$D_{n4} \cdot (h_{n4} - h'_{n4}) \cdot \eta =$$

$$= (D'_k + D_3 + D_{oy1} + D_{oy2} + D_{n6} + D_{n5}) \cdot (h_{n4}^e - h_5^e) \quad (2.3)$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 27.

Таблица 27 - Определение расхода пара на ПНД 4.

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Расход пара на ПНД 4, кг/с	D_{n4}	$D_{n4} = (D'_k + D_{\text{э}} + D_{\text{oy1}} + D_{\text{oy2}} + D_{n6} + D_{n5}) \times \frac{h_{n4}^e - h_5^e}{(h_{n4} - h'_{n4}) \cdot \eta}$	1.971

Тепловой баланс деаэратора определяется по формуле:

$$\frac{D_{n6} \cdot h_{n6} + (D_{\text{э}} + D_{\text{oy1}} + D_{\text{oy2}}) \cdot h''_{\text{д}}}{\eta} = \quad (2.4)$$

$$= (D_{n1} + D_{n2} + D_{n3}) \cdot h'_{n3} + D_{\text{кд}} \cdot h_{n4}^e + D_{\text{д}} \cdot h_{n3} + D_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нр}} + D_{\text{ум}} \cdot h_{\text{ум}}$$

Материальный баланс деаэратора определяется по формуле:

$$D_{\text{кд}} = D_{n6} + D_{\text{э}} + D_{\text{oy1}} + D_{\text{oy2}} - (D_{n1} + D_{n2} + D_{n3} + D_{\text{д}} + D_{\text{п}}) = \quad (2.5)$$

$$= 209.54 + 0.615 + 1.784 + 0.202 - (9.59 + 8.62 + 11.43 + D_{\text{д}} + 0.62) =$$

$$= 181.881 - D_{\text{д}}$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 28.

Таблица 28 - Расчет деаэратора питательной воды.

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Расход пара из штоков регулируемых клапанов, кг/с	$D_{\text{ум}}$	Принимается	1
Энтальпия пара из штоков, кДж/кг	$h_{\text{ум}}$	Табл. 2.2	3485
Энтальпия пара насыщения в деаэраторе, кДж/кг	$h''_{\text{д}}$	[7]	2756.1
Энтальпия пара из расширителя непрерывной продувки котла, кДж/кг	$h_{\text{нр}}$	Принимается	3449.8

Определим расход пара на деаэратор:

$$\frac{D_{n6} \cdot h_{n6} + (D_{\text{э}} + D_{\text{oy1}} + D_{\text{oy2}}) \cdot h''_{\text{д}}}{\eta} = \quad (2.6)$$

$$(D_{n1} + D_{n2} + D_{n3}) \cdot h'_{n3} + D_{\text{кд}} \cdot h_{n4}^e + D_{\text{д}} \cdot h_{n3} + D_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нр}} + D_{\text{ум}} \cdot h_{\text{ум}}$$

$$\frac{209.54 \cdot 667 + (0.615 + 1.784 + 0.202) \cdot 2756.1}{0.98} =$$

$$(9.59 + 8.62 + 11.43) \cdot 727 + (181.881 - D_{\delta}) \cdot 638.8 +$$

$$+ D_{\delta} \cdot 2985 + 2.08 \cdot 3449.8 + 1 \cdot 3485$$

Отсюда расход пара на деаэратор: $D_d = 3.54$ кг/с.

Расчет деаэрата добавочной воды и конденсата (ДА).

Составим уравнения баланса для деаэрата конденсата и добавочной воды.

Материальный баланс деаэрата конденсата и добавочной воды:

$$D_{кв} = D_{\delta} + D_{\delta\epsilon}; D_{\delta\epsilon} = D_{ум} + D'_{np} + D_{ном}^{6H} \quad (2.7)$$

Тепловой баланс охлаждающей продувочной воды:

$$D'_{np} \cdot q_{он} = \frac{D_{\delta\epsilon} \cdot \tau_{он}}{\eta} \quad (2.8)$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 29.

Таблица 29 - Расчет деаэрата добавочной воды и конденсата (ДА).

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Энтальпия охлаждающей продувочной воды, кДж/кг	h'_{np}	Принимается	667
Теплота продувочной воды, кДж/кг	$q_{он}$	$q_{он} = h'_{np} - h_{np}^0$	480
Подогрев охлаждающей воды, кДж/кг	$\tau_{он}$	$\tau_{он} = \frac{D'_{np} \cdot q_{он} \cdot \eta}{D_{\delta\epsilon}}$	175.2

Расчет деаэрата химически очищенной воды (ХОВ):

Тепловой баланс деаэрата химически очищенной воды:

$$D_{\delta} \cdot h_4 + D_{\delta\epsilon} \cdot h_{\delta\epsilon} = \frac{D_{кв} \cdot h_{\delta}^s}{\eta} \quad (2.9)$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 30.

Таблица 30 – Расчет деаэратора ХОВ.

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Энтальпия на входе в деаэратор, кДж/кг	h_{ex}	Принимается при $P = 0.1 \text{ МПа}$	167
Энтальпия добавочной воды, кДж/кг	$h_{ов}$	$h_{ов} = h_{ex} + \tau_{он}$	342.2

$$D_o \cdot 2817 + 3.92 \cdot 342.2 = \frac{(D_o + 3.92) \cdot 417.44}{0.98} \quad (2.10)$$

Отсюда расход пара на деаэратор ХВО: $D_d = 0.381 \text{ кг/с}$.

Расчет сетевых подогревателей.

Тепловой баланс для сетевого подогревателя определяется по формуле:

$$D_{СП} \cdot q = G_{СВ} \cdot \tau \cdot \frac{1}{\eta_{П}} \quad (2.11)$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 31.

Таблица 31 - Расчет сетевых подогревателей.

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Энтальпия воды в обратной сети, кДж/кг	h_{OC}	По табл. 2.2.	179
Температура воды в обратной сети, °С	t_{OC}	при $P = 0.8 \text{ МПа}$ [7]	44.1
Температура воды в обратной сети, °С	t_{OC}	Принимается	45
Энтальпия сетевой воды на выходе из НС, кДж/кг	h_1^B	$h_1^B = \tau + h_{OC}$	308
Температура сетевой воды на выходе из НС, °С	t_1^B	при $P = 1.0 \text{ МПа}$ [7]	73
Температура сетевой воды на выходе из НС, °С	t_1^B	Принимается	70
Расход сетевой воды через НС, кг/с	$G_{СВ}$	$G_{СВ} = \frac{D_{НС} \cdot q_{НС} \cdot \eta_{П}}{\tau_{НС}}$	1256.79
Теплоемкость воды,	c_p	Принимается	4.18

кДж/кг*К			
Температура воды в прямой сети, °С	t_2^B	$t_2^B = \frac{Q_T^{OT}}{G_{CB} \cdot c_p} + t_{OC}$	97.07
Температура воды в прямой сети, °С	t_2^B	Принимается	100

Расчет технико-экономических показателей турбоустановки.

В таблице 32 приведен расчет коэффициентов недовыработки электроэнергии паром из отборов.

Таблица 32 - Определение коэффициентов недовыработки электроэнергии паром из отборов.

Наименование	Обозначение	№ отбора	Расчетная формула или источник	Результат
Коэффициент недовыработки электроэнергии паром из отбора	$Y_{отбi}$	1	$Y_{отбi} = \frac{h_{отбi} - h_k}{h_0 - h_k}$	0.73
		2		0.65
		3/ДПВ		0.58
		4		0.44
		5		0.34
		6/BC		0.20
		7/HC		0.09

В таблице 33 рассчитана мощность турбины и сумма отборов пара из турбины.

Таблица 33 - Определение мощности турбины.

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Механический КПД турбины	η_m	Принимается, [6]	0.98
КПД электрогенератора для	$\eta_{эг}$	Принимается, [6]	0.99

турбин			
Сумма отборов пара, кг/с	$\sum_{i=1}^n D_{омбi}$	$\sum_{i=1}^n D_{омбi} = D_{n1} + D_{n2} +$ $+ D_{n3} + D_{n4} + D_{n5} +$ $+ D_{n6} + D_0 +$ $+ D_{BC} + D_{HC}$	166.836

Сумма отборов с учетом коэффициента недовыработки рассчитывается по формуле:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n D_{омбi} \cdot (1 - Y_{омбi}) = & 9.59 \cdot (1 - 0.73) + 8.62 \cdot (1 - 0.65) + \\ & + (11.43 + 3.54) \cdot (1 - 0.58) + \\ & + 1.266 \cdot (1 - 0.44) + 2.388 \cdot (1 - 0.34) + (1.971 + 44.86) \cdot (1 - 0.2) + \\ & + 79.25 \cdot (1 - 0.09) = 129.25 \text{ кг/с} \end{aligned} \quad (2.12)$$

Проверка равенства заданной мощности и суммы мощностей, развиваемых на отдельных потоках пара:

$$\begin{aligned} N &= (h_0 - h_k)(D_k + \sum_{i=1}^n D_{омбi} \cdot (1 - Y_{омбi})) \cdot \eta_m \cdot \eta_z = \\ &= (3485 - 2296)(23.38 + 129.25) \cdot 0.98 \cdot 0.99 = 177.099 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.13)$$

Невязка электрических мощностей

$$\Delta N = \frac{|N_{э} - N|}{|N_{э}|} \times 100 = \frac{|180.051 - 177.099|}{180.051} \times 100 = 1.43\% \quad (2.14)$$

Проверка равенства заданного расхода пара и данных проекта:

$$D_{э} = \frac{N_{э}}{\eta_m \cdot \eta_z \cdot (h_0 - h_k)} = \frac{180051}{0.98 \cdot 0.99 \cdot (3485 - 2296)} = 155.08 \text{ кг/с} \quad (2.15)$$

$$D = D_k + \sum_{i=1}^n D_{омбi} \cdot (1 - Y_{омбi}) = 23.38 + 129.25 = 152.08 \text{ кг/с} \quad (2.16)$$

$$\Delta D = \frac{|D_{э} - D|}{|D_{э}|} \times 100 = \frac{|155.08 - 152.08|}{155.08} \times 100 = 1.84\% \quad (2.17)$$

Расчет остальных технико-экономических показателей паротурбинной установки и всей ТЭЦ приведен в таблице 34.

Таблица 34 - Определение технико-экономических показателей ПТУ и ТЭЦ

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или источник	Результат
Полный расход тепла на турбоустановку, кДж/с	Q_0	$Q_0 = D_0 \cdot (h_0 - h_{н6}) + D_{III} \cdot (h_{III2} - h_{III1}) + D_P \cdot (h_P - h_{н6}) + D_{\delta e}^{BH} \cdot (h_{н6} - h_{\delta e})$	510067.59
Расход тепла на производство электроэнергии, кДж/с	$Q_э$	$Q_э = Q_0 - Q_T^{OT}$	236528.7
КПД турбоустановки по производству электроэнергии	$\eta_{ту}^{\delta p}$	$\eta_{ту}^{\delta p} = \frac{N_э}{Q_э}$	0.76
Тепловая нагрузка парогенератора, кДж/с	$Q_{ка}$	$Q_{ка} = D_{нк} \cdot (h_{не} - h_{н6}) + D_{np} \cdot (h_{np} - h_{н6})$	517417.12
КПД трубопроводов	$\eta_{тр}$	$\eta_{тр} = \frac{Q_0}{Q_{ка}}$	0.986
КПД брутто котлоагрегата	$\eta_{ка}$	Принимается, [2]	0.938
КПД брутто ТЭЦ по производству электроэнергии	$\eta_{тэц(э)}^{\delta p}$	$\eta_{тэц(э)}^{\delta p} = \eta_{ту}^{\delta p} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{ка}$	0.70
КПД сетевых насосов	$\eta_{сн}$	Принимается, [1]	0.95
КПД нетто ТЭЦ по производству электроэнергии	$\eta_{тэц(э)}^H$	$\eta_{тэц(э)}^H = \eta_{тэц(э)}^{\delta p} \cdot \eta_{сн}$	0.67
Удельный расход условного топлива на электроэнергию, $\frac{кг_{у.т.}}{кВт \cdot ч}$	$b_э^H$	$b_э^H = \frac{0.123}{\eta_{тэц}^H}$	0.3727
Коэффициент потерь теплоты с отпуском пара внешним потребителям	η_n	Принимается, [3]	0.99
КПД брутто ТЭЦ по производству теплоты	$\eta_{тэц(Q)}^{\delta p}$	$\eta_{тэц(Q)}^{\delta p} = \eta_{ка} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_n$	0.92
Удельный расход условного топлива на производство теплоты, $\frac{кг_{у.т.}}{ГДж}$	$b_Q^H, кг_{у.т.} / ГДж$	$b_Q^H = \frac{34.1}{\eta_{тэц(Q)}^{\delta p}}$	39.68

3 РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

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

3.1 Расчет расхода технической воды

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

Для электростанций с турбинами “Т” расход охлаждающей воды принимается по среднему летнему режиму отборов пара на производство, но не ниже 60 % от расхода воды при конденсационном режиме [3].

Расход технической воды для турбины “Т” определяется из выражения:

$$\begin{aligned} W_{\text{тех.вод.}} &= n \cdot (W_{\text{к}} + W_{\text{го}} + W_{\text{мо}} + W_{\text{подш}}) = & (3.1) \\ &= 1 \cdot (24800 + 744 + 496 + 124) = 26164 \text{ т/ч} \end{aligned}$$

где $W_k = 24800 \text{ м}^3/\text{ч}$ – расчетный расход охлаждающей воды при конденсационном режиме турбоагрегата типа Т-175/205-130 по техническим данным завода-изготовителя.

$W_{zo} = (0,025-0,04) \cdot W_k = 0,03 \cdot 24800 = 744 \text{ т/ч}$ – расход технической воды на газоохладители.

$W_{mo} = (0,012-0,025) \cdot W_k = 0,02 \cdot 24800 = 496 \text{ т/ч}$ - расход технической воды на маслоохладители.

$W_{подш} = (0,003 - 0,008) \cdot W_k = 0,005 \cdot 24800 = 124 \text{ т/ч}$ - расход технической воды на холодильники подшипников.

n – число блоков.

3.2 Выбор циркуляционных насосов

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

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

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

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

Напор циркуляционных насосов:

$$H_{ци} = H_z + \sum h_c + h_{бр} \quad H_{ци} = 4 + 4 + 5 = 13 \text{ м.} \quad (3.2)$$

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

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

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

Выбираются два насоса ОПВ-2-87 на блок, с основными техническими характеристиками [1]:

подача – 7560-13332 м³/ч,

напор – 13,3-9 м,

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

частота вращения – 585 об/мин,

мощность двигателя – 262-510 кВт,

КПД – 65 %,

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

3.3 Расчет градирен

Охлаждение циркуляционной воды происходит в основном за счет ее частичного испарения и конвективного теплообмена с воздухом. Охлаждаемая вода в оросительном устройстве разбрызгивается, стекает по асбестоцементным плитам в виде пленки в бассейн, омываясь воздухом. За счет большой поверхности контакта водной пленки с воздухом пленочные градирни имеют меньшую удельную площадь при равной охлаждающей способности[5].

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

На ТЭЦ техническая вода используется для конденсации пара в конденсаторах турбин, а также вода расходуется в воздухо- и газоохладителях электрогенераторов, в маслоохладителях турбин и вспомогательного оборудования, на охлаждение подшипников и др. [6]

Расход охлаждающей воды определен выше из максимальных расходов воды в конденсаторы турбин: $W_k = 24800 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Суммарная потребность в технической воде на ТЭЦ равна:

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

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

Теперь определим площадь орошения:

$$F_{\text{ор}} = \frac{W_{\text{тех.вод.}}}{y} = \frac{26164}{8} = 3271 \text{ м}^2 \quad (3.3)$$

Принимаем к установке одну башенную градирню с площадью орошения 4000 м^2 , модификации БГ- 4000; высотой подъема воды $9,5 \text{ м}$; стальным каркасом; асбестоцементной обивкой; высотой башни 90 м (рис.3).

Для предотвращения обрастания оросителей водорослями циркуляционную воду необходимо хлорировать.

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

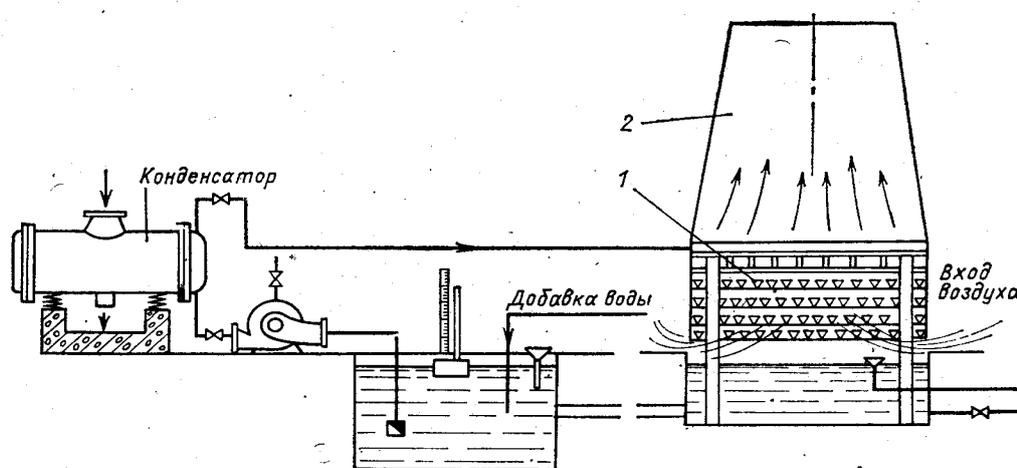


Рисунок 3 - Обратное водоснабжение ТЭЦ с градирнями.

1 – оросительное устройство; 2- вытяжная башня.

4 ВЫБОР И РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ

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

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

Кроме того, в тракте топливоподачи устанавливают механизмы для улавливания и удаления металлических и древесных предметов из потока топлива с целью предохранения технологического оборудования от поломок, пробоотборные и проборазделочные установки, а также контрольно-измерительные приборы, измеряющие количество поступающего топлива[2].

Уголь на ТЭЦ поставляется железнодорожным транспортом.

Топливо доставляется в четырехосных полувагонах грузоподъемностью 63 тонны.

На проектируемой ТЭЦ установим два роторных вагоноопрокидывателя, которые разгружают полувагоны поворотом их вокруг продольной оси на 175° (рис. 4)

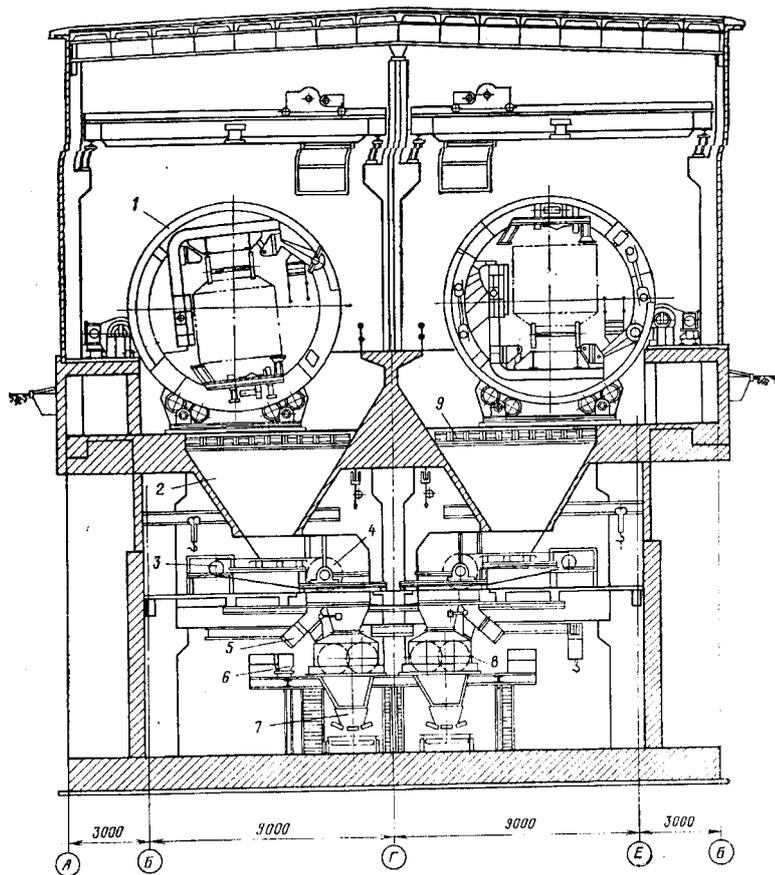


Рисунок 4 - Разгрузочное устройство с двумя роторными вагонопрокидывателями.

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

Роторные вагонопрокидыватели требуют значительного заглубления подбункерного помещения.

Транспорт твердого топлива от разгрузочных устройств до бункеров сырого топлива в главном корпусе, на склад и со склада осуществляется ленточными конвейерами (рис. 5).

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

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

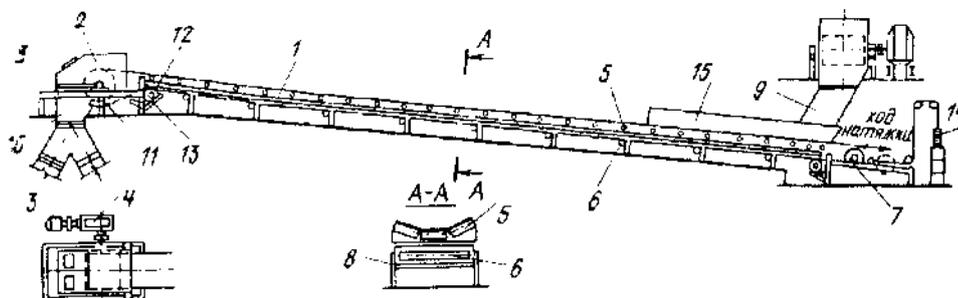


Рисунок 5 - Схема ленточного конвейера

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

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

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

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

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

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

На рис. 6 показана компоновка такого склада емкостью 200000 т. угля. Из разгрузочного устройства ленточными конвейерами уголь подается к штабелеукладчику. Поворотным штабелеукладчиком, на стреле которого установлены два конвейера: стационарный и передвижной реверсивный – топливо подается на склад. Склад в этом случае имеет форму кольца. Со склада топливо выдается поворотным роторным перегружателем, мост которого вращается относительно той же вертикальной оси центральной колонны, что и штабелеукладчик.

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

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

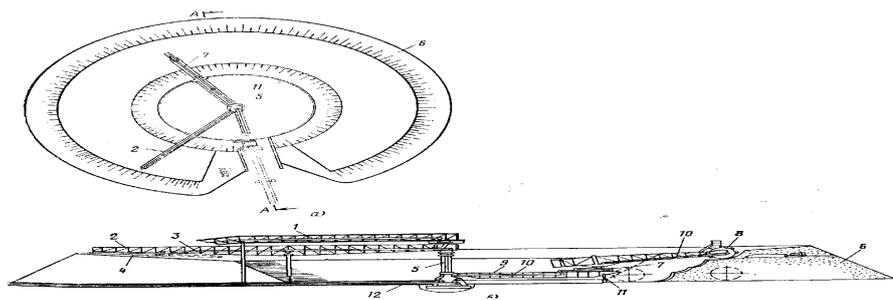


Рисунок 6 - Кольцевой склад с поворотными штабелеукладчиком и роторным перегружателем.

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

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

Для кузнецкого каменного угля, характеризующегося большим выходом летучих (до 40%), целесообразно применение шаровых барабанных мельниц (рис.7).

Выбираем две барабанные шаровые мельницы типа Ш-50А, производительностью 50 т/ч, с мельничным вентилятором типа ВМ-160/850 в количестве двух штук с вентиляторами для подачи пыли в топку котла горячим воздухом типа ВГД-20 в количестве 2 штук. Технические характеристики шаровых барабанных мельниц в таблице 35, мельничных вентиляторов в таблице 36 [10]

Таблица 35 – Шаровые барабанные мельницы.

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

Таблица 36 – Мельничные вентиляторы.

Оборудование	Подача, м ³ /ч	Полное давление, Па	Температура воздуха, °	КПД, %	Частота вращения, об/мин	Мощность, Вт	Завод – изготовитель
ВМ-160/850	160	8800	60	72	980	40	БКЗ
ВГД-20	146	2700	400	67	730	56	БКЗ

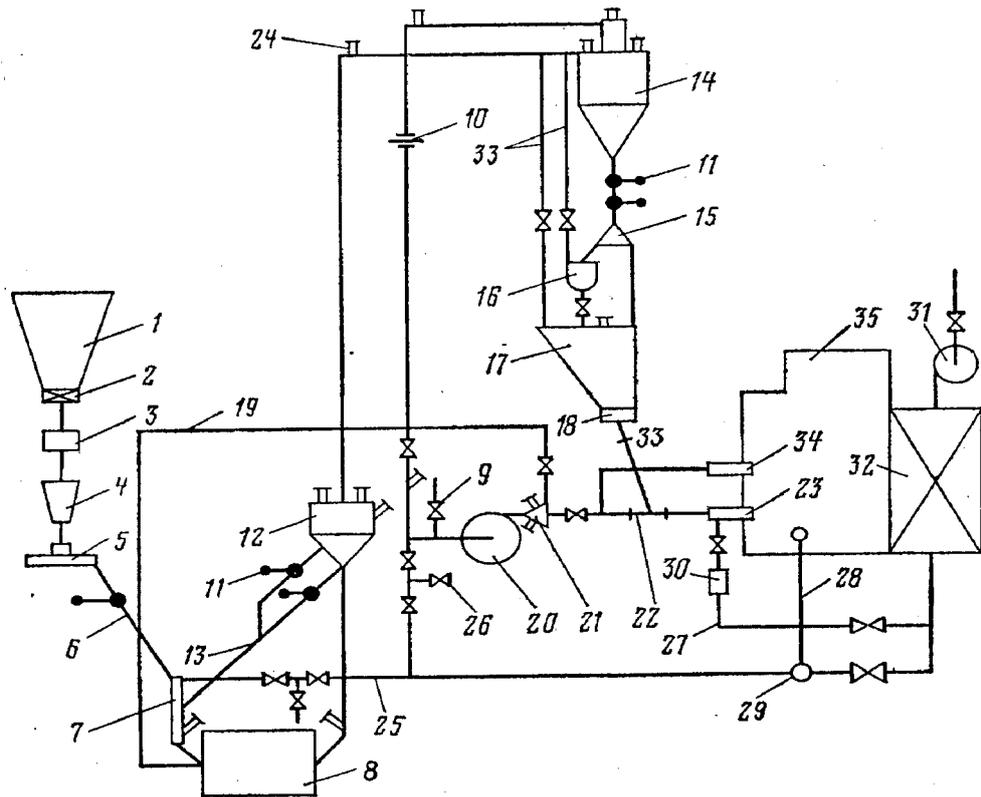


Рисунок 7 - Индивидуальная схема пылеприготовления с пылевым бункером для шаровых барабанных мельниц.

1 – бункер угля; 2 – отсекающий шибер; 3 – автовесы; 4 – весовой бункер; 5 – питатель угля; 6 – течка сырого угля; 7 – устройство для нисходящей сушки; 8 – мельница; 9 – клапаны присадки холодного воздуха; 10 – устройство для измерения расхода сушильного агента; 11 – мигалка; 12 – сепаратор; 13 – течка возврата крупной пыли; 14 – циклон; 15 – перекидной шибер; 16 – реверсивный шнек; 17 – бункер пыли; 18 – питатель пыли; 19 – трубопровод рециркуляции; 20 – мельничный вентилятор; 21 – короб первичного воздуха; 22 – смеситель; 23 – горелка; 24 – взрывной клапан; 25 – трубопровод сушильного агента; 26 – атмосферный клапан; 27 – воздухопровод; 28 – газопровод; 29 – смесительная камера; 30 – короб вторичного воздуха; 31 – дутьевой вентилятор; 32 – воздухоподогреватель; 33 – заглушка; 34 – сбросная горелка; 35 – котел.

5 ВЫБОР И РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЯ И ШЛАКОУДАЛЕНИЯ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ТЭЦ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

5.1 Золоулавливание.

Электрофильтры рекомендуется устанавливать с котлоагрегатами паропроизводительностью 420 т/ч и выше. Они обеспечивают степень очистки дымовых газов до 96-98%. Для особо тщательной очистки дымовых газов используются комбинированные золоуловители, при этом грубая очистка газов происходит в батарейном циклоне, а окончательная, тонкая - в электрофильтре [2].

Выбираем золоуловитель для котельного агрегата Е-420-140, работающего на каменном угле Караканского разреза, с часовым расчетным расходом дымовых газов у дымососов.

Подача дымососа [11]:

$$Q^p = \beta_1 \cdot V \cdot \frac{760}{h_{\text{БАР.}}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.1)$$

где $\beta_1 = 1.1$ - коэффициент запаса по производительности;

V - расход дымовых газов перед машиной:

$$V = V_{\partial} = B_p (V_{\Gamma.УХ.} + \Delta\alpha \cdot V^0) \cdot \frac{V_{УХ.} + 273}{273}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.2)$$

$B_p = 9,98 \text{ кг/с} = 35928 \text{ кг}^2/\text{ч}$ - расчётный расход топлива с учетом механического недожога.

$V_{\Gamma.УХ.}$ - объём газов перед дымососом:

$$\begin{aligned} V_{\Gamma.УХ.} &= V_{\Gamma}^0 + 1,0161 \cdot V^0 (\alpha_{УХ} - 1) = \\ &= 5,35 + 1,0161 \cdot 4,78 \cdot (1,31 - 1) = 6,86 \text{ м}^3/\text{кг} \end{aligned} \quad (5.3)$$

$$V_{\Gamma}^0 = V_{H_2O}^0 + V_{N_2}^0 + V_{RO_2}^0 = 0,66 + 3,79 + 0,9 = 5,35 \text{ м}^3/\text{кг} \quad (5.4)$$

$V^0 = 4,78 \text{ м}^3/\text{кг}$ - теоретический объём воздуха

$\alpha_{УХ} = 1,31$ - коэффициент избытка воздуха в газоход

$\Delta\alpha = 0,13$ - присосы в котле

$V_{yx} = 123^\circ\text{C}$ - температура уходящих газов.

По формуле (5.2):

$$V = V_0 = 35928 * (6,86 + 0,13 * 4,78) * \frac{123 + 273}{273} = 389896 \text{ м}^3/\text{ч}$$

По формуле (5.1):

$$Q^P = 1,1 * 389896 * \frac{760}{760} = 428885 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где $h_{\text{бар.}} = 760$ мм.рт.ст. - барометрическое давление.

Температура уходящих газов перед дымососом

$$g_0 = \frac{\alpha_{yx} * g_{yx} + \Delta\alpha * t_{xв}}{\alpha_{yx} + \Delta\alpha} = \frac{1,31 * 123 + 0,13 * 30}{1,31 + 0,13} = 112^\circ\text{C} \quad (5.6)$$

где $t_{xв} = 30^\circ\text{C}$ – температура холодного воздуха (принимается)

Степень золоулавливания находится в зависимости от мощности ТЭС и приведённой зольности $A^п$ сжигаемого топлива. Принимается соответственно:

для ТЭС средней мощности и при $A^п > 4 \frac{\% * 10^3 * \text{кг}}{\text{ккал}}$ (зола рабочего топлива $A^r = 17,5\%$), степень очистки газов должна быть не ниже 96%.

Для котлов средней мощности применяются и электрофильтры типа УГЗ-Э (унифицированные вертикальные) с высокой активностью электродов 12 м, производительностью до 1430 тыс. м³/ч при скорости газов до 1,5 м/с.

Исходя из ширины ячейки котлоагрегата (~48 м), для удаления золы принимаем к установке электрофильтр УГЗ-3-177Э производительностью $955 * 10^3$ м³/ч и шириной 18 м. Технические характеристики электрофильтров приведены в таблице 37.

Таблица 37 - Электрофильтр

Параметр	УГЗ-3-177Э
Площадь сечения активной зоны, м ²	177
Производительность по газам при максимальной скорости 1,5 м/с, м ³ /с	265
Высота электрода, м	12
Число полей	3

Длина корпуса, м	18,8
Ширина корпуса, м	18
Высота аппарата, м	21,75

Расход летучей золы, поступающей в золоуловитель:

$$M_3^{BX} = 0,01 \cdot B \cdot \alpha_{yH} \cdot (A^p + q_4 \cdot Q_{H^p}^p / 32,7) = \quad (5.7)$$

$$= 0,01 \cdot 35928 \cdot 0,95 \cdot (17,5 + 2 \cdot 29,73 / 32,7) = 6594 \text{ кг/ч.}$$

где $\alpha_{yH} = 0,95$ – доля золы в недожоге и уносе;

q_4 - потери тепла с механическим недожогом, для мощных котельных агрегатов принимается равным 2 % [11].

На всю станцию $6594 \cdot 4 = 13188$ кг/ч, так как котлов 2.

Количество летучей золы, выбрасываемой в дымовую трубу каждым котлоагрегатом:

$$M_3^{ВЫХ} = M_3^{BX} \cdot (100 - \eta_{zy}) / 100 = 6594 \cdot (100 - 97) / 100 = 198 \text{ кг/ч} \quad (5.8)$$

где $\eta_{zy} = 97$ % – полный КПД золоуловителя.

Количество летучей золы, выбрасываемой в дымовую трубу всей станцией:

$$M_3^{ВЫХ} = 198 \cdot 2 = 396 \text{ кг/ч.}$$

Количество летучей золы, улавливаемое золоуловителями, кг/ч:

$$M_{zy} = M_3^{BX} - M_3^{ВЫХ} = 6594 - 198 = 6396 \text{ кг/ч.} \quad (5.9)$$

Суммарное количество летучей золы, улавливаемое золоуловителями:

$$M_{zy\Sigma} = 2 \cdot 6396 = 12792 \text{ кг/ч.}$$

Объем дымовых газов от одного котельного агрегата $V_d = 389896 \text{ м}^3/\text{ч}$

Объем дымовых газов всей станции:

$$\Sigma V_d = 389896 \cdot 2 = 779792 \text{ м}^3/\text{ч} = 217 \text{ м}^3/\text{с}$$

Предельно-допустимая концентрация золы:

$$ПДК_{\text{золы}} = 0,3 \text{ мг}/\text{м}^3$$

Исходя из объема дымовых газов и $M_{з}^{вых}$, можно рассчитать, что в 1 м^3 дымовых газов содержится $0,294 \text{ мг/м}^3$ золы, что соответствует нормам.

5.2 Золошлакоудаление

На проектируемой станции применяем схему совместного гидрозолошлакоудаления на отвал с помощью багерных насосов.

Удаление шлака от котлов в пределах главного корпуса принято гидравлическое по самотечным каналам до багерной насосной.

Предусматривается одна багерная насосная с установкой трёх багерных насосов (один - рабочий, один - резервный, один - ремонтный), которыми шлаковая пульпа перекачивается непосредственно на шлакоотвал с возвратом осветлённой воды.

Удаление золы из бункеров электрофильтров предусматривается сухое пневмотранспортом с перекачкой в сборные промежуточные бункеры (один в главном корпусе и один в паровой котельной).

Предусматривается возможность сброса золы из промежуточных бункеров в багерные насосные с последующей перекачкой совместно с шлаком на шлакоотвал, а также её перекачки в отдельно стоящий силосный склад, для организации её сухого (или полувлажного удаления) на золоотвал. Сброс золы в багерные насосные предусматривается через золосмывные аппараты по трубопроводам в шлаковый канал перед приёмными бункерами багерных насосов.

Для охлаждения и смыва шлака используется осветлённая вода, возвращаемая из шлакоотвала. Напор насосов, установленных в насосной осветлённой воды на шлакозолоотвале, обеспечивает возможность смыва шлака без дополнительной подкачки в главном корпусе (таблица 38) [13].

Таблица 38 - Состав оборудования системы шлакоудаления.

Наименование	Тип	Количество	Характеристика
Главный корпус			
Багерный насос	ГрАТ225/67/II-1,6	3	Q=225м ³ /ч H=0,67МПа
Дренажный насос багерной	СДВ80/18	1	Q=80м ³ /ч H=0,18 МПа

Суммарное количество шлака и золы, удаляемое с электростанции, кг/ч,

$$M_{ш.з} = 0.01 \cdot B_{\Sigma} \cdot (A^p + q_4 \frac{Q_p^H}{32700}) \left[1 - \alpha_{yH} \left(1 - \frac{\eta_{zy}}{100} \right) \right] = \quad (5.10)$$

$$= 0.01 \cdot 35928 \cdot (17,5 + 2 * \frac{29,73}{32,7}) * \left[1 - 0,95 * \left(1 - \frac{97}{100} \right) \right] = 7378 \text{ кг/ч}$$

$$\Sigma M_{ш.з} = 2 * 7378 = 14755 \text{ кг/ч}$$

Диаметр шлакозолопровода, м:

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{3600\pi v}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 130,7}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,8}} = 1,6 \text{ м.} \quad (5.11)$$

где Q- расчетный расход пульпы всей станции:

$$Q = \frac{M_{ш.з}}{\gamma_{ш.з}} + \frac{M_B}{\gamma_B} = \frac{29,51}{0,7} + \frac{88,536}{1} = 130,7 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.12)$$

где M_{ш.з}, M_в- расход шлака, золы и воды:

$$M_B = 12M_{ш.з} = 12 \cdot 7378 = 88536 \text{ кг/ч;}$$

$\gamma_{ш.з}$, γ_B -удельный вес шлака, золы и воды. $\gamma_{ш.з} = 0,7 \text{ т/м}^3$; $\gamma_B = 1 \text{ т/м}^3$.

v - расчетная скорость потока пульпы, приближенно можно принять v=1,8 м/с при транспортировке багерными насосами.

Технические характеристики багерного насоса приведены в таблице 39.

Таблица 39 - Багерный насос

Типоразмер	Производительность, м ³ /ч	Диаметр рабочего колеса, мм	Мощность электродвигателя, кВт	Частота вращения ротора, об/мин
20Гр-8Т	3000-5500	1350	1600	485

5.3 Дымовые трубы

Дымовые трубы предназначены для отвода дымовых газов в атмосферу. Чем больше высота трубы, тем дальше уносятся и на большую площадь рассеиваются не уловленные в газоочистительных устройствах частицы золы, а также окислы серы и азота.

На современных ТЭС высота труб достигает 90-360 м и принимается из условий унификации кратной 30 м. Железобетонный ствол трубы имеет коническую форму с постоянным или переменным уклоном образующей наружной поверхности от 1% в верхней части до 10% внизу. На ТЭЦ обычно устанавливают железобетонные одноствольные трубы с вентиляционным зазором.

Согласно НТП устанавливают одну трубу на два котла, дымовые газы из водогрейных котлов можно сбрасывать в эту же трубу или для водогрейной котельной строится своя труба. Так как мощность станции небольшая и блок всего один, то в соответствии с НТП принимаем число труб N=1.

Расчёту подлежат высота и диаметр устья трубы. Высота зависит от объема дымовых газов и от концентрации в них SO₂, N_{ox} и золы. [13].

Высота трубы:

$$h = \sqrt{\frac{A * M * F * m}{ПДК}} \cdot \sqrt[3]{\frac{N}{V_{сек} \cdot \Delta T}}, \text{ м} \quad (5.13)$$

где A – коэффициент, зависящий от географического положения ТЭЦ : для Сибирского региона A=200

F – коэффициент, учитывающий скорость осаждения токсичных выбросов;

$$F_{SO_2, NO_x} = 1$$

m – коэффициент, зависящий от скорости выброса дымовых газов из устья;
 $W_{\text{опт}}=20\text{м/с}$ (скорость выбросов дымовых газов), тогда $m=0,9$;

объем дымовых газов всей станции: $V_{\text{CEK.}} = 217 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$

ΔT – разность между температурой уходящих газов и средней температурой самого жаркого месяца в полдень:

$$\Delta T = V_{\text{вх}} - t_{\text{ж.м}} = 123 - 24,2 = 98,8 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (5.14)$$

где $t_{\text{ж.м}}=24,4^\circ\text{C}$ – температура самого жаркого месяца в полдень.

$N=1$ – количество дымовых труб.

Количество окислов серы:

$$M_{\text{SO}_2} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{S^P}{100} \cdot B_{\text{CEK.}} \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}) \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \quad (5.15)$$

где $B_{\text{CEK.}}$ – секундный расход топлива.

n_k – число котельных агрегатов, расчет ведем на всю станцию.

$$B_{\text{CEK.}} = \frac{B \cdot n_k}{3600} = \frac{35928 \cdot 2}{3600} = 19,96 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (5.16)$$

$\eta'_{\text{SO}_2} = 0,2$ – доля серы, улавливаемая в газоходе;

η''_{SO_2} – доля серы, остающейся в золоуловителе, $\eta''_{\text{SO}_2} = 0$.

S^P – рабочая сернистость топлива [11].

По формуле (5.15):

$$M_{\text{SO}_2} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,4}{100} \cdot 19,96 \cdot (1 - 0,2) \cdot \left(1 - \frac{2}{100}\right) = 125 \text{ г/с}$$

Секундный выброс NO_2 :

$$M_{\text{NO}_x} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot K \cdot B_{\text{CEK.}} \cdot Q_H^P \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_3 \quad (5.17)$$

где $\beta_1 = 0,8$ – коэффициент, учитывающий расположение горелок

$$K = \frac{12 \cdot D}{200 + D} = \frac{12 \cdot 420}{200 + 420} = 8,13 \quad (5.18)$$

где D – паропроизводительность одного котла, т/ч;

$Q_H^P = 29,73$ МДж/кг - теплота сгорания топлива.

$\beta_3 = 1$ - коэффициент, зависящий от конструкции горелок. Горелки установлены вихревые.

По формуле (5.17):

$$M_{NOx} = 0,034 \cdot 0,8 \cdot 8,13 \cdot 39,92 \cdot 29,73 \cdot \left(1 - \frac{2}{100}\right) \cdot 1 = 257 \text{ г/с}$$

Выброс в атмосферу частиц золы и недожога одним котлом:

$$M_3 = 10 \cdot (A^P + q_4 \cdot \frac{Q_H^P}{32,7}) \cdot a_{yn} \cdot B \cdot (1 - \eta) \quad (5.19)$$

где $\eta = 0,97$ – степень улавливания твердых частиц в золоуловителе.

По формуле (5.19):

$$M_3 = 10 \cdot (17,5 + 2 \cdot \frac{29,73}{32,7}) \cdot 0,95 \cdot 39,92 \cdot (1 - 0,97) = 220 \text{ г/с}$$

Суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу:

$$M = M_{NOx} + M_{SO_2} + M_3 = 257 + 250 + 220 = 727 \text{ г/с} \quad (5.20)$$

ПДК – предельно допустимая концентрация токсичных веществ, содержащихся в дымовых газах (таблица 40).

Таблица 40 - Нормы ПДК

Загрязняющее вещество	ПДК, среднесуточная, мг/м ³
Пыль нетоксичная	0,15
Сернистый ангидрид	0,05
Двуокись азота	0,085
Окись углерода	1
Сумма	1,285

C_ϕ – фоновая загазованность от других источников вредности.

Принимаем $C_\phi = 0$

По формуле (5.1) определяем высоту трубы:

$$h = \sqrt{\frac{200 \cdot 727 \cdot 1 \cdot 0,9}{1,285 - 0}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{433 \cdot 98,8}} = 54 \text{ м}$$

Полученная высота трубы округляется до стандартной: $h = 60 \text{ м}$.

Диаметр устья:

$$D_v = \sqrt{\frac{n \cdot V_{CEK.}}{W \cdot N \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 433}{20 \cdot 1 \cdot 3,14}} = 5,25 \text{ м} \quad (5.21)$$

где $V_{CEK.}$; N ; W , n – см. выше.

В соответствии с рекомендациями выбирается труба высотой 60 м, диаметром устья – 6 м.

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Теплоэнергетика является ведущей отраслью современного индустриально развитого народного хозяйства. Основным направлением в развитии энергетики является централизация энергоснабжения промышленности, сельского хозяйства, городов и населенных пунктов. Для организации рационального энергоснабжения особенно большое значение имеет теплофикация, являющаяся наиболее совершенным методом централизованного теплоснабжения и одним из основных путей снижения удельного расхода топлива на выработку электрической энергии.

Актуальность разработки заключается в том, что в стране большинство электростанций построены в 60-70 г.г. прошлого века и выработали свой ресурс. При этом растет энергопотребление в связи с ростом населения, мощных предприятий и электропотребляющих приборов. Необходимо строительство новых электростанций для покрытия дефицита тепловой и электрической энергии в отдельно взятом районе.

Целью данной ВКР «Проект отопительной ТЭЦ мощностью 175 МВт и тепловой нагрузкой 200 Гкал в поселке Грамотеино Беловского городского округа» является проект строительства ТЭЦ для энергоснабжения тепловой и электрической энергией предприятий, общественных зданий, микрорайонов, отдельных жилых и административных зданий, частных коттеджей.

6.1 Перечень работ и оценивание времени их выполнения

При выполнении проектирования необходимо точно рассчитать время выполнения проекта, знать и описать необходимые для этого работы, провести тщательное планирование работ [16].

Расчеты сводим в таблицу 41.

Таблица 41 – Наименование перечня работ и оценка времени выполнения

№	Наименование работ	Количество исполнителей	Продолжительность, дней
1	2	3	4
1	Выдача и получение задания	Инженер Научный руководитель	1
2	Обоснование инвестиций	Инженер Научный руководитель	1
3	Разработка проекта (ТЭО) в одну стадию (без рабочей документации)	Инженер Научный руководитель	10
4	Составление пояснительной записки: (Проектная мощность объекта; состав, качество и конкурентоспособность продукции; потребность в ресурсах; социально - экономические и экологические условия района; показатели по генплану, инженерным сетям, коммуникациям и другие характеристики проекта.)	Инженер Научный руководитель	16
5	Разработка генерального плана и транспортных решений (Соответствующие показатели и основные планировочные решения и мероприятия)	Инженер научный руководитель	5
6	Рекомендуемые технологические решения. (Характеристики технологии производства, трудоемкости изготовления продукции, топливно-энергетический и материальный балансы процессов и др.)	Инженер Научный руководитель	5
7	Управление производством, предприятием и организация условий и охраны труда (2 раздела) (Анализ организационно-функциональной структуры управления предприятием, АСУ, число и оснащенность рабочих мест, условия труда и др.)	Инженер Научный руководитель	5
8	Разработка архитектурно-строительных решений. (Инженерные условия площадки строительства, обоснование архитектурно-	Инженер Научный руководитель 1	5

	строительных решений, мероприятия по технике безопасности (шум, вибрация))		
9	Разработка инженерного оборудования сети и системы (Решения по водоснабжению, канализации, теплоснабжению, газо- и электроснабжению, отоплению, вентиляции и т.д.)	Инженер Научный руководитель	11
10	Охрана окружающей среды (Мероприятия по снижению вредного влияния на природную среду при строительстве и эксплуатации объекта)	Инженер Научный руководитель	5
11	Разработка Инженерно-технических мероприятий гражданской обороны (Мероприятия по защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера)	Инженер Научный руководитель	1
12	Составление сметной документации (Сводные сметные расчеты стоимости строительства, сводка затрат, объектные и локальные сметы (расчеты). Стоимость строительства рассчитывается в 2-х уровнях цен: в базисном и текущем (или прогнозном))	Инженер Научный руководитель	5
13	Эффективность инвестиций (Уточняется оценка эффективности капиталовложений)	Инженер Научный руководитель	1
14	Итого	Инженер НР	70 7

6.2 Смета затрат на проект

Расчет затрат по запланированным работам осуществляется в форме сметной калькуляции, для расчета которой должны быть использованы действующие рыночные цены, а также данные производственных и научно-исследовательских подразделений.

Смета затрат на проект:

$$K_{np} = K_{mat} + K_{ам} + K_{зн} + K_{со} + K_{пр} + K_{нр}, \quad (6.1)$$

где K_{mat} – материальные затраты, руб.;

$K_{ам}$ – затраты на амортизацию, руб.;

$K_{зн}$ – затраты на заработанную плату, руб.;

$K_{со}$ – затраты на социальные отчисления, руб.;

$K_{пр}$ – прочие затраты, руб.;

$K_{нр}$ – накладные расходы, руб.

6.2.1. Материальные затраты при проведении работы

Материальные затраты, принимаем в размере 1000 рублей на канцелярские товары

6.2.2 Амортизация основных фондов и нематериальных актив.

К основным фондам при выполнении проекта относятся электронная вычислительная техника (компьютер).

Амортизационные отчисления найдем по формуле:

$$K_{ам} = \frac{T_{исп.кт.}}{T_{кал.дней}} \cdot C_{к.т.} \cdot \frac{1}{T_{ам.}}, \quad (6.2)$$

где $T_{исп.кт.}$ - время использования компьютерной техники;

$T_{кал.}$ – календарное время, 365 дней.

$C_{к.т.}$ - цена компьютерной техники, компьютер 32000 руб.;

$T_{ам.}$ – срок службы компьютерной техники, принимаем 5 лет.(1825 дней).

$$K_{ам\ комп.} = \frac{70}{365} \cdot 32000 \cdot \frac{1}{5} = 1227,4 \text{руб д.}$$

$K_{ам}$ – амортизация компьютерной техники

6.2.3 Расчет фактической заработной платы

В состав затрат на оплату труда включаются все выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, тарифных ставок и должностных окладов в соответствии с системой оплаты труда

Расчет средней заработной платы в месяц

Зарплата инженера

$$ЗП_{мес. з.п.ин} = ЗПо \cdot K1 \cdot K2 \quad (6.3)$$

Где Зпо – заработная плата в месяц (Для инженера – 17000 рублей, для НР (старшего преподавателя) 19500 рублей).;

$K_1=10\%$ (1.1) – коэффициент, учитывающий отпуск

$K_2=30\%$ (1.3) – районный коэффициент

Расчет зарплаты инженера и руководителя:

$$K_{\text{мес.зп.ин}} = 17000 * 1.1 * 1.3 = 24310 \text{ рублей}$$

$$K_{\text{мес.зп.рук}} = 19500 * 1.1 * 1.3 = 27885 \text{ рублей}$$

Расчет фактической заработной платы

$$K_{\text{факт.зп}} = \frac{K_{\text{мес.пл.}}}{T} \cdot n, \quad (6.5)$$

где T – число отработанных рабочих дней в месяце (21 день);

n – фактическое количество дней в проекте.

Для инженера n = 70 дней, а для руководителя n = 7 дней. Данные берем согласно таблицы №7.1

$$K_{\text{факт.зп.ин}} = \frac{24310}{21} \cdot 70 = 81033,3 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{факт.зп.рук}} = \frac{27885}{21} \cdot 7 = 9295 \text{ руб}$$

Затраты на заработанную плату составят:

$$\text{ФЗП} = K_{\text{факт.зп.ин}} + K_{\text{факт.зп.рук}} = 81033,3 + 9295 = 90328,3 \text{ рублей}$$

(6.6)

6.2.4 .Социальные отчисления

Отчисления на социальные нужды отражают обязательные отчисления, которые установлены законодательными нормами органами государственного социального страхования,(30% с 2012 г).

$$K_{\text{соц.}} = 30\% \cdot \text{ФЗП} = 0,3 \cdot 90202,57 = 27098,49 \text{ руб.} \quad (6.7)$$

6.2.5. Прочие затраты

К прочим затратам продукции относят налоги, сборы, отчисления в специальные внебюджетные фонды, платежи по обязательному страхованию имущества. Прочие затраты это $10\% \cdot \sum$ всех предыдущих затрат.

$$K_{пр} = 10\% \cdot (K_{мат} + K_{ам} + K_{зп} + K_{соц}) = \quad (6.8) \\ = 0,1 \cdot (1000 + 1227,4 + 90328,3 + 27098,49) = 11965,4 \text{ руб.}$$

6.2.6 Накладные расходы

При выполнении проекта на базе НИТПУ, в стоимости проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д. Накладные расходы рассчитываются как 200% от затрат на оплату труда.

$$K_{накл.} = 2 \cdot \PhiЗП = 2 \cdot 90328,3 = 180656,6 \text{ руб.} \quad (6.9)$$

Смета затрат на проект составит:

$$K_{пр} = 1000 + 1227,4 + 90328,3 + 27098,49 + 11965,4 + 180656,6 = 312276,19 \text{ руб.}$$

Полученные результаты сводим в таблицу 42:

Таблица 42 –Смета разработки проекта

№	Обозначение	Элементы затрат	Стоимость, руб.
1	$K_{мат}$	Материальные затраты	1000
2	$K_{ам}$	Амортизация компьютерной техники	1227,4
3	$K_{з/пл}$	Затраты на заработную плату	90328,3
4	$K_{с.о}$	Затраты на социальные нужды	27098,49
5	$K_{пр.з}$	Прочие затраты	11965,4
6	$K_{накл}$	Накладные расходы	180656
7		Итого	312276,19

6.3 Капитальные вложения в строительство станции

Расчет капиталовложений в строительство электростанций ведется по формуле [20]:

$$K_{ст} = K_T + K_k, \quad (6.10)$$

где $K_{ст}$ – капитальные вложения в станцию, млн. руб./год:

K_T , K_k – капитальные затраты на котлы и турбину.

Смета затрат на оборудование и монтажные работы (монтажные работы составляют 20% от стоимости оборудования). Сводим данные в таблицу 6.3.

Таблица 43 - Смета затрат на оборудование.

№	Обоз- начение	Элементы затрат	кол-во	Стоимость, млн. руб.
1	K_T	Капитальные затраты на турбину	1	263,5
2	K_k	Капитальные затраты на котлы	2	$317,7 \cdot 2 = 635,4$
3	Итого	На блок	Σ	898,9
4	$K_{монт}$	Затраты на монтажные работы	-	$898,9 \cdot 0,2 = 179,8$

Удельные вложения капитала определяем по формуле:

$$K_{уд} = K_{ст} / N_y =$$

$$= 898,9 \cdot 1000 / 175000 = 5,16 \text{ тыс. руб./кВт} \quad (6.11)$$

6.4 Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупненные статьи калькуляции, млн. руб./год:

$$I_{\text{э}} = I_T + I_{\text{зп}} + I_{\text{сн}} + I_A + I_{\text{пр}} \quad (6.12)$$

где I_T – затраты на топливо;

$I_{\text{зп}}$ – расходы на оплату труда;

I_A – амортизация основных производственных фондов;

Исоц – отчисления на социальные цели;

Ипр – прочие расходы;

6.4.1 Расчёт затрат на топливо.

Наибольший удельный вес в материальных затратах занимает топливо на технологические цели. Издержки на топливо во многом зависят от экономического режима работы оборудования и определяются расходом топлива V , а также зависит от цены топлива, которая включает оптовую цену топлива у поставщика, стоимость транспортных затрат, посреднические услуги и другие факторы:

Число часов фактической работы турбоагрегата, т. е. календарное время за вычетом времени простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_p = 8760 - T_{PEM} = 8760 - 644 = 8116, ч \quad (6.13)$$

где T_{PEM} – время простоя в ремонте.

Выработка электроэнергии на ТЭЦ, МВт*ч:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст} = 175 \cdot 5500 = 0,963 \cdot 10^6 \text{ МВт*ч} \quad (6.14)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность станции, МВт;

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{ттэ} = W / T_p = 0,963 \cdot 10^6 / 8116 = 118,7 \text{ МВт} \quad (6.15)$$

где T_p – число часов фактической работы, ч.

Расход топлива на тепловую энергию, выдаваемую потребителям, т.н.т.:

$$\begin{aligned} V_T &= Q_{от} / (\eta * Q_p^H) = \\ &= 200 / (0,98 * 7100) = 29,9 \text{ тыс. т.н.т.} \end{aligned} \quad (6.16)$$

где Q_p^H – низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг;

$Q_{от}$ – тепловая мощность электростанции, МВт

Расход топлива, относимый на электроэнергию, т.н.т. (взято из нормативов):

$$V = V_э + V_T = 340,78 + 29,9 = 370,68 \text{ т.н.т.} \quad (6.17)$$

Годовые затраты на топливо определим по формуле:

$$I_m = B \frac{7000}{Q_p^H} (C_m + C_{mp.m}) \left(1 + \frac{a_{nom}\%}{100}\right), \quad (6.18)$$

где Q_p^H - низшая теплота сгорания топлива, равна 7100 ккал/кг [11];

C_m - преискурантная цена топлива, равна 1200 руб. [18];

$C_{mp.m}$ - затраты на транспортировку 1 т.н.т., $C_{mp.m} = 5$ руб/(т.н.т.*км)

$a_{nom}\%$ - процент потерь топлива при перевозке, разгрузке вагонов, хранения топлива и т.д.

По формуле (7.18):

$$I_T = 370,687 * \frac{7000}{7100} * (1200 + 9 * 5) * \left(1 + \frac{1,2}{100}\right) = 460,47 \text{ тыс.руб./год}$$

6.4.2 Определение затрат на оплату труда

В состав затрат на оплату труда включаются выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, исходя из расценок, тарифных ставок, должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда, все виды доплат, надбавок, премий, стоимость льгот, оплаты очередных и дополнительных отпусков.

$$I_{зп} = N_y * \Phi_{зп} * n_y, \text{ тыс.руб./год}, \quad (6.19)$$

где $\Phi_{зп}$ – фонд заработной платы, руб.;

n_y – штатный коэффициент.

$$\Phi_{зп} = 3 \text{Пр.м.} * 12 * 10^{-3} = 29951,1 * 12 * 10^{-3} = 359.4 \text{ тыс.руб./чел. год}$$

Расчетная среднемесячная заработная плата одного рабочего:

$$Z_{мес}^{\text{П}} = [(C_{T(1)} * K_T) + Д + П + В_{\text{воз}} + В_{\text{высл}}] * K_{\text{рк}}, \quad (6.20)$$

где $C_{T(1)}$ – месячная тарифная ставка рабочего, $C_{T(1)} = 7560$ руб./мес.

K_T – тарифный коэффициент средней ступени по оплате труда организации, $K_T = 1,21$;

$Д$ – доплаты за вредные условия труда, многочисленный режим и разъездной характер работы 20% от тарифа, $Д = 1512$ руб.;

$П$ – премирование за результаты работы 75% от $[(C_{T(1)} * K_T) + Д]$,

$$\Pi = [(C_{T(1)} * K_T) + Д] = 75\%[(7560 * 1,21) + 1512] = 7995 \text{ руб.}; \quad (6.21)$$

$V_{\text{воз}}$ – вознаграждение по итогам года (из расчета 1 оклада в квартал или 33% от оклада в месяц) $V_{\text{год}} = 33\%$ от C_T , руб./мес.,

$$V_{\text{воз}} = 33\% * 7560 / 100 = 2495 \text{ руб.};$$

$V_{\text{высл}}$ – вознаграждение за выслугу лет (в среднем 25% от оклада);

$$V_{\text{высл}} = 25\% * C_T / 100 = 1890 \text{ руб/мес,}$$

Расчетная среднемесячная заработная плата должна учитывать также выплаты по районному регулированию с учетом районного коэффициента (30%).

По формуле (7.20)

$$Z_{\text{мес}}^{\text{П}} = [(7560 * 1,21) + 1512 + 7995 + 2495 + 1890] * 1,3 = 29951,1 \text{ руб.},$$

где $I_{\text{зп}} = 175 * 359,4 * 194 = 12,2 \text{ млн. руб./год}$

6.4.3 Амортизационные отчисления

В этом разделе отражается сумма амортизационных отчислений на полное восстановление основных средств, рассчитанная по балансовой стоимости и утвержденная в установленном порядке по нормам амортизации на реновацию.

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$I_A = K_{cm} \cdot H_A = 437,5 \cdot 0,03 = 13,1 \text{ млн. руб.} \quad (6.22)$$

где $H_A = 3\%$ – средняя норма амортизации станции в целом;

6.4.4 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и техники безопасности;
- налоги и сборы;
- плата за землю и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом единого социального налога, млн. руб./год:

$$I_{IP} = 0,2 \cdot (I_{Зп} + I_{Сн} + I_a + I_{рф}) = \quad (6.22)$$

$$= 0,2 \cdot (12,2 + 3,7 + 13,1 + 5,6) = 6,92 \text{ млн. руб.}$$

6.4.5 Социальные отчисления

ЕСН – отчисления на социальные цели, рассчитываемый по ставке 30 % от расходов на оплату труда.

$$I_{Сн} = 0,3 \cdot 12,2 = 3,7 \text{ млн. руб.}$$

Себестоимость единицы электрической энергии, руб./кВтч:

$$s_э = C_э / \mathcal{E}_{отп} = 461828 / 175 \cdot 1000 = 1,64 \text{ руб./кВтч} \quad (6.23)$$

Себестоимость единицы тепла, отпущенного с коллекторов, тыс. руб./ГДж:

$$s_{тэ} = C_{тэ} / Q_t = 40160 / 200 \cdot 1000 = 0,84 \text{ тыс. руб./ГДж} \quad (6.24)$$

Выручка от продаж тепловой и электрической энергии, тыс. руб.:

$$V = Q_{от} \cdot \tau_m + \mathcal{E}_{отп} \cdot \tau_э = \quad (6.25)$$

$$= (200 \cdot 1000 \cdot 0,84 \cdot 1000) + (175 \cdot 1000 \cdot 1000 \cdot 1,64) = 455000 \text{ тыс. руб.}$$

где $\tau_{м,э}$ - тарифы на тепло и электроэнергию.

6.5 Определение экономической эффективности проекта или срока его окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_{пр} + K_{об} + K_{монт}}{\mathcal{E}_{год} - I_{год}} = \quad (6.26)$$

$$= \frac{482670 + 1394880000}{455000000 - 50198800} = 3,45 \text{ год.}$$

Вывод: Капитальные вложения в проект ТЭЦ 175 МВт с блоком Т - 175-130 окупаются менее чем за 4 года эксплуатации. При средней окупаемости подобного строительства в отрасли 10-15 лет. Себестоимость полученной продукции составляет для электроэнергии $S_э = 1,64$ руб/кВт, тепловой энергии 0,84 тыс. руб./ГДж.

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Введение

Идеей данного дипломного проекта является проектирование ТЭЦ в поселке Грамотеино Беловского ГО, работающей на каменном угле и обеспечивающей электрической энергией и теплом коммунальные и промышленные предприятия поселка и близлежащего города Белово.

Актуальностью использования ТЭЦ является энергоснабжение тепловой и электрической энергией предприятий, общественных зданий, микрорайонов, отдельных жилых и административных зданий, частных коттеджей.

Целью данной ВКР «Проект отопительной ТЭЦ мощностью 175 МВт и тепловой нагрузкой 200 Гкал в поселке Грамотеино Беловского городского округа» является расчет технико-экономических показателей, выбор основного и вспомогательного оборудования проектируемой ТЭЦ для покрытия дефицита электрической и тепловой энергии в поселке Грамотеино и близлежащих населенных пунктах.

Задачи дипломного проектирования:

- 1) Изучить теоретический материал по теме проекта для описания краткой характеристики ТЭЦ и тепловой схемы.
- 2) Выбрать и рассчитать необходимое основное и вспомогательное оборудование.
- 3) Разработать мероприятия по производственной безопасности, экологической безопасности, охране труда на проектируемом производстве.
- 4) Выполнить расчет технико-экономических показателей проектируемой ТЭЦ.

Социальная ответственность определяется рядом объективных и субъективных предпосылок. С объективной стороны социальная

ответственность отражает общественную природу человека и урегулированность общественных отношений социальными нормами. Деяние, противоречащее этим нормам, влечет ответственность нарушителя. Ее возникновение возможно при условии предварительного предъявления к поведению людей определенных требований, сформулированных устно или письменно в соответствующих правилах.

Соблюдение данных норм предполагает наличие известной подчиненности участников общественных отношений выраженной в них воле. Объективный характер ответственности не означает ее фатальной предопределенности, одинакового уровня для всех субъектов и любых общественных отношений.

Здесь нужно рассмотреть 2 вида социальной ответственности:

1) Корпоративная социальная ответственность — это концепция, в соответствии с которой организации учитывают интересы общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на фирмы и прочие заинтересованные стороны общественной сферы. Это обязательство выходит за рамки установленного законом обязательства соблюдать законодательство и предполагает, что организации добровольно принимают дополнительные меры для повышения качества жизни работников и их семей, а также местного сообщества и общества в целом.

2) Личная (индивидуальная) социальная ответственность. Ответственность личности имеет социальную природу, предопределенную как общественным характером отношений, так и особенностями личности, ее местом в системе этих отношений. Социальная ответственность возникает тогда, когда поведение индивида имеет общественное значение и регулируется социальными нормами. В процессе развития общества складываются определенные отношения между людьми в виде взаимных прав и обязанностей прежде всего в сфере трудовой деятельности.

Практическая значимость данной ВКР заключается в том, что проект ТЭЦ мощностью 175 МВт может быть использован при решении задач,

связанных с устранением проблем в возросшей потребности в электроэнергии и тепловой энергии в указанном населенном пункте.

7.2 Производственная безопасность

Кратко рассмотрим самые опасные факторы, возникающие при эксплуатации электростанции, работающей на каменном угле [19].

Вагоноопрокидыватель, система транспорта топлива. В помещении вагоноопрокидывателя производится выгрузка угля из вагонов в систему пересыпки. В процессе выгрузки и транспортировки топлива происходит пыление. Загрязняющее вещество – угольная пыль.

Склад угля. В процессе формирования штабелей и отпуска топлива со склада происходит активное пыление. Также при хранении топлива мелкие частицы угля сдуваются с поверхности штабелей и смываются осадками. Загрязняющее вещество – угольная пыль.

Парогенераторы. В котлах ТЭЦ происходит сжигание каменных углей кузнецкого бассейна и мазута с выделением букета загрязняющих веществ (зола, оксиды углерода, азота, серы, ванадия, окислы железа, хрома, бенз(а)пирен, свинец, мышьяк и др.). Периодически производится обмывка регенеративных воздухоподогревателей. Загрязняющие вещества – ванадий и никель.

Водоподготовка. В процессе очистки воды появляются загрязненные стоки. Загрязняющие вещества в основном хлориды и сульфаты.

Аккумуляторная. Выделение загрязняющих веществ происходит при подзарядке батарей СК-16 (серная кислота).

Мазутное хозяйство (эстакада слива мазута, насосная, мазутохранилище). Мазут сливается в приямок и одновременно перекачивается в мазутохранилище. Загрязняющие вещества – углероды C_{12} - C_{19} , углеводороды ароматические, сероводород. Помещение насосной оборудовано вентиляцией. Загрязняющее вещество – масло минеральное. Выброс мазута из хранилищ –

через дыхательный клапан. Источником загрязнения насосной станции является резервуар замазученных стоков. Воздух из помещения удаляется вентиляцией. Загрязняющие вещества – углероды C_{12} - C_{19} , углеводороды ароматические, сероводород.

Пруд - охладитель. Тепло выносится в атмосферу при системе технического водоснабжения в виде теплого воздуха и пара, что при рассеивании в атмосфере приводит к интенсификации вертикального перемешивания. Здесь же отводится теплота с влагой, поступающей в атмосферу за счет испарения подогретой в конденсаторе воды, что приводит к росту температуры и влажности атмосферного воздуха.

Золоотвал. При хранении золошлаковых отходов происходит унос некоторого их количества ветром, а также смыв их водой. Загрязняющее вещество – зола. Также необходима периодическая промывки системы ГЗУ. Загрязняющие вещества – фтор и мышьяк.

Дымососы, вентиляторы, мельницы, паропроводы и т. д. В процессе эксплуатации происходит шумление.

7.2.1 Анализ опасностей при эксплуатации котельного оборудования.

При эксплуатации котельного оборудования имеют место следующие опасности для обслуживающего персонала [20]:

а) повышенное давление рабочего тела в пароводяном тракте котла, для защиты от превышения давления рабочего тела предусматривается установка четырех предохранительных клапанов на паросборной камере;

б) повышенная температура перегретого пара, питательной воды, горячего воздуха, уходящих газов, элементов системы шлакоудаления.

Все горячие поверхности паропроводов, сосудов и других элементов, прикосновение к которым может вызвать ожоги персонала, предусматривается изолировать. Все горячие участки поверхностей оборудования и трубопроводов, находящиеся в зоне возможного попадания на них легковоспламеняющихся, горючих, взрывоопасных или вредных веществ, предусматривается

дополнительно укомплектовать металлической обшивкой для предохранения тепловой изоляции от пропитывания этими веществами.

При эксплуатации пылеприготовительных установок присутствует возможность возникновения возгорания отложений угольной пыли и взрывов из-за образования источников пыления опасной концентрации пылевоздушной смеси. Кроме того, дополнительными источниками пыления являются: рабочие элементы очистителей барабанов и конвейерной ленты, плохое уплотнение лотков укрытий ленточных конвейеров в узлах пересыпки, образование сквозных отверстий и дыр в стенах течек в результате абразивного износа или коррозии, выветривание мелкой фракции с ленточных конвейеров. Для снижения пыления в помещениях топливоподдачи предусматривается установка системы гидрообеспыливания и укомплектование конвейеров аспирационными установками.

Для защиты эксплуатационного персонала от взрывов в элементах пылеприготовительных установок предусматривается установка взрывных предохранительных клапанов с отводом образующихся при взрыве газов из помещения котельной: перед и за мельницей, в наружном конусе сепаратора, перед и за циклоном, на всасе мельничного вентилятора, в бункерах пыли. Для защиты персонала от травмирования элементами механизмов вращения предусматривается установка защитных кожухов и ограждений.

Для защиты персонала от поражения электротоком предусматривается применение осветительных приборов во взрыво- и пожарозащищенном исполнении, все электродвигатели заземляются, электрические кабели укладываются в специальные каналы, оснащенные несгораемыми перегородками.

7.3 Экологическая безопасность

7.3.1 Обезвреживание сточных вод систем гидрозолоудаления

Количество сточных вод систем ГЗУ во много раз превышает суммарный объем всех остальных загрязненных стоков ТЭЦ. По этой причине очистка сточных вод систем ГЗУ, а для оборотных систем очистка

продувочной воды весьма затруднительны [21]. Очистка этих стоков усложняется высокой концентрацией фторидов, мышьяка, ванадия, ртути, германия и некоторых других элементов, обладающих токсичными свойствами. В применении к таким водам более целесообразно их обезвреживание, т. е. снижение концентрации вредных веществ до значений, при которых возможны их сбросы в водоемы.

Наиболее проверенным методом, применяемым для удаления токсичных примесей из сточных вод, является осаждение примесей в результате образования малорастворимых химических соединений, или в результате их адсорбции на поверхности образуемых в воде твердых частиц. В качестве реагента используется, как правило, известь. При необходимости применяются дополнительные реагенты, усиливающие процесс осаждения [22].

Некоторые образующиеся комплексы токсичных веществ с кальцием обладают достаточно высокой растворимостью. Например, даже наименее растворимый из комплексов мышьяка с кальцием $3\text{Ca}(\text{AsO}_4)_2 \times \text{Ca}(\text{OH})_2$ имеет растворимость 4 мг/кг, что в 18 раз превосходит санитарную норму концентрации мышьяка в водоемах.

Для улучшения вывода мышьяка из воды одновременно с известью используют сернокислое железо (железистый купорос) $\text{FeSO}_4 \times 7\text{H}_2\text{O}$. При этом образуется труднорастворимое соединение FeAsO . Этот процесс усиливается адсорбцией мышьяка хлопьями гидроксида железа. В результате совместной с известкованием коагуляции можно снизить содержание мышьяка в сточной воде ГЗУ при $\text{pH}=9\div 10$ до его ПДК в водоемах (ниже 0,05 мг/кг). Одновременно происходит и со осаждение хрома.

Соединения фтора хорошо осаждаются при добавочном вводе хлористого магния (MgCl_2) в сточную воду. Фтор осаждается совместно с хлопьями образующегося гидроксида $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Например, на ГРЭС, сжигающей экибастузский уголь, оптимальными условиями для снижения концентрации фтора являются $\text{pH}=10,2\div 10,4$ при дозе магния, равной 50 мг/кг фтора.

На ТЭЦ должно быть создано специальное хранилище для захоронения там осажденных веществ из продувочных вод систем ГЗУ.

Наладка системы ГЗУ позволяет откорректировать соотношение воды и золы, значение рН и в результате получить достаточно глубокое удаление токсичных примесей из сточных вод ГЗУ, используя свойства золы. Благодаря такой наладке можно избежать строительства специальных очистных сооружений.

Принципиальным решением проблемы обезвреживания сточных вод систем ГЗУ является переход на пневматические, сухие системы транспортировки и хранения золы и шлака с полным их использованием в народном хозяйстве.

7.3.2 Воздействие на атмосферу при использовании твердого топлива

Зольность угля, поступающего от отдельных поставщиков на ТЭС, превышает 59%. И увеличение выброса летучей золы в атмосферу продолжается. Между тем электрофильтры для золоулавливания производит лишь один Семибратовский завод, удовлетворяя ежегодные потребности в них не более чем на 5%. [23]

ТЭС, работающие на твердом топливе, интенсивно выбрасывают в атмосферу продукты угля и сланцев, содержащих до 50% негорючей массы и вредных примесей. Удельный вес ТЭС в электробалансе страны составляет более 70%. Они потребляют до 25% добываемого твердого топлива и сбрасывают в среду обитания человека более 15 млн. т золы, шлаков и газообразных веществ.

Каменный уголь продолжает оставаться основным видом топлива для электростанций. К концу столетия все электростанции должны стать экологически чистыми, предстоит повысить КПД до 50% и более (сейчас 35%). Чтобы ускорить внедрение технологий очистки угля, ряд угольных, энергетических и машиностроительных компаний при поддержке федерального правительства разработал программу, на реализацию которой потребуется 3,2

млрд долларов. В течение 20 лет новые технологии будут внедрены на существующих электростанциях общей мощностью 140 тыс. МВт и на новых переоборудуемых электростанциях общей мощностью 170 тыс. кВт.

7.3.2.1 Экологические технологии сжигания топлива

Традиционный диффузионный способ сжигания даже высококачественных углеводородных топлив приводит к загрязнению окружающей атмосферы главным образом оксидами азота и канцерогенными веществами. В связи с этим необходимы экологически чистые технологии сжигания этих видов топлива: с высоким качеством распыления и смешения с воздухом до зоны горения и интенсивным сжиганием обедненной, предварительно перемешанной, топливно-воздушной смеси, оптимальная с термохимической точки зрения камера сжигания (КС) должна обеспечивать предварительное испарение топлива, полное и равномерное перемешивание его паров с воздухом и устойчивое сжигание обедненной горючей смеси при минимальном времени её пребывания в зоне горения.

В этом плане гораздо эффективнее традиционного диффузного гибридный способ сжигания, представляющий комбинацию диффузной зоны с каналом для предварительного испарения и перемешивания топлива с воздухом.

Разработаны технологии сжигания угля в котлах с циркулирующим кипящим слоем, где достигается эффект связывания экологически опасных примесей серы. Эта технология внедрена при реконструкции Шатурской, Черепетской и Интинской ГРЭС. В Улан-Удэ строится ТЭЦ с современными котлами. Институтом «Теплоэлектропроект» разработана технология газификации угля: сжигается не сам уголь, а выделенный из него газ. Это экологически чистый процесс, но пока он, как и любая новая технология, дорог. В будущем будут внедрены технологии газификации даже нефтяного кокса.

При сжигании угля в псевдосжиженном слое выброс в атмосферу соединений серы уменьшается на 95%, а окислов азота – на 70%.

7.3.2.2 Очистка дымовых газов

Для очистки дымовых газов применяется известково-каталитический двухступенчатый метод с получением гипса, основанный на поглощении диоксида серы известняковой суспензией в две ступени контакта. Подобная технология, как свидетельствует мировой опыт, наиболее распространена на тепловых электростанциях, сжигающих жидкое и твердое топливо с различным содержанием серы в нём, и обеспечивает степень очистки газов от окислов серы не ниже 90-95%. Большое количество отечественных электростанций работают на топливе со средним и высоким содержанием серы в нем, поэтому этот метод должен получить широкое распространение в отечественной энергетике. У нас в стране практически отсутствовал опыт очистки дымовых газов от сернистого ангидрида мокрым известняковым способом.

На долю ТЭС приходится около 70% выбросов оксидов азота в атмосферу [24].

В последние годы разработана технология получения так называемого самоочищающегося угля. Такой уголь лучше горит, и при его использовании в дымовых газах оказывается на 80% меньше диоксида серы, дополнительные же расходы составляют лишь часть затрат на установку скрубберов. Технология получения самоочищающегося угля включает две стадии. Первоначально от угля посредством флотации отделяются примеси, затем уголь размалывается в порошок и добавляется в шлам, при этом уголь всплывает и примеси тонут. На первой стадии удаляется почти вся неорганическая сера, а органическая остается. На второй стадии порошкообразный уголь соединяется с химическими веществами, название которых является коммерческой тайной, а затем уплотняется в комки величиной с виноградину. При сгорании эти химические вещества вступают в реакцию с органической серой, причем сера надежно изолирована, что исключает ее попадание в атмосферу. Комки такого модифицированного угля можно транспортировать, хранить и применять как обычный уголь.

7.3.3 Охрана атмосферы от тепловых выбросов

Решение проблемы охраны окружающей среды от вредного воздействия предприятий тепловой энергетики требует комплексного подхода [23].

Размещение ТЭС. Ряд ограничений и технических требований при выборе площадке под строительство диктуется экологическими соображениями.

Во-первых, так называемый фон загрязнений, который возникает в связи с работой в этой зоне ряда промышленных предприятий, а иногда и уже существующих электростанций. Если величина загрязнений в месте предполагаемого строительства уже достигла предельных значений или близка к ним, размещение, например, тепловой станции не должно разрешаться.

Во-вторых, при наличии определённого, но недостаточно высокого фона загрязнений должны быть проведены подробные оценки, позволяющие сопоставить значения возможных выбросов от проектируемой тепловой станции с уже существующими в данном районе. При этом нужно учитывать различные по характеру и содержанию факторы: направленность, силу и периодичность ветров в этой местности, вероятность осадков, абсолютные выбросы станции при работе на предполагаемом виде топлива, инструкции топочных устройств, показатели систем очистки и улавливания выбросов и т.д. После сопоставления полученной суммарной (с учётом воздействия от проектируемой тепловой станции) величины выбросов с предельно допустимой и должен быть сделан окончательный вывод о целесообразности строительства ТЭС.

При сооружении электростанций, прежде всего ТЭЦ, в городах или пригородах предусматривается создание лесных полос между станцией и жилыми массивами. Они уменьшают воздействие шума на близлежащие районы, способствуют задержанию пыли при ветрах в направлении жилых массивов.

При проектировании и строительстве ТЭС необходимо планировать их оснащение высокоэффективными средствами очистки и утилизации отходов, сбросов и выбросов загрязняющих веществ, использование экологически безопасных видов топлива.

Защита воздушного бассейна. Защита атмосферы от основного источника загрязнений ТЭС – диоксида серы – происходит прежде всего путём его рассеивания в более высоких слоях воздушного бассейна. Для этого сооружаются дымовые трубы высотой 180, 250 и даже 420 м. Более радикальное средство сокращения выбросов диоксида серы – выделение серы из топлива до его сжигания на ТЭС.

Наиболее эффективный способ снижения выбросов сернистого газа – сооружение на ТЭС известняковых сероулавливающих установок и внедрение на обогатительных фабриках установок по извлечению из угля пиритной серы.

Главная опасность теплоэнергетики для атмосферы заключается в том, что сжигание углеродсодержащих топлив приводит к появлению двуокиси углерода CO_2 , которая выбрасывается в атмосферу и способствует созданию парникового эффекта.

Наличие в сжигаемом угле добавок серы приводит к появлению окислов серы, они поступают в атмосферу и после реакции с парами воды в облаках создают серную кислоту, которая с осадками падает на землю. Так возникают кислотные осадки с серной кислотой.

Другим источником кислотных осадков являются окислы азота, которые возникают в топках ТЭС при высоких температурах (при обычных температурах азот не взаимодействует с кислородом атмосферы). Далее эти окислы поступают в атмосферу, вступают в реакцию с парами воды в облаках и создают азотную кислоту, которая вместе с осадками попадает на землю. Так возникают кислотные осадки с азотной кислотой.

ТЭС на угле, вырабатывающая электроэнергию мощностью 1 ГВт, ежегодно потребляет около 3 млн угля, выбрасывая в окружающую среду 7 млн т CO_2 , 120 тыс. т двуокиси серы, 20 тыс. т оксидов азота NO_2 , и 750 тыс. т золы.

В каменном угле и летучей золе содержатся значительные количества радиоактивных примесей. Годовой выброс в атмосферу в районе расположения ТЭС мощностью 1 ГВт приводит к накоплению на почве радиоактивности, в 10-20 раз превышающей радиоактивность годовых выбросов АЭС такой же мощности.

Мероприятия по защите атмосферы от тепловых выбросов. Защита атмосферы от тепловых выбросов должна быть направлена на снижение объёмов газовых выбросов и их очистку и включать следующие мероприятия:

- контроль за состоянием окружающей среды;
- применение методов, способов и средств, ограничивающих объёмы выбросов газа и подачи его в промышленную газосборочную сеть;
- использование в аварийных случаях факельных устройств, обеспечивающих полное сгорание сбрасываемого газа;
- обеспечение соблюдения экологических нормативов проектируемыми объектами и сооружениями;
- применение системы автоматических блокировок технологических потоков в нефтепереработке, позволяющей герметизировать опасные участки в аварийных ситуациях и осуществить разрядку этого звена в факельную систему;
- максимально возможное изменение топливных режимов тепловых энергетических установок в пользу экологически чистых видов топлива и режимов его снижения;
- достижение основного объёма снижения газовых выбросов в нефтепереработке путём строительства установок по подготовке попутного и нефтяного газа и систем газопроводов, обеспечивающих утилизацию.

Снижение объёмов вредных выбросов и нефтепереработке достигается в процессе реконструкции и модернизации нефтеперерабатывающего производства, сопровождаемых строительством природоохранных объектов.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Работа на производстве может сопровождаться опасными (вызывающими травмы) и вредными (вызывающими профессиональные заболевания или снижение работоспособности) производственными факторами [25]. Охраной труда называется система законов, социально-экономических постановлений, технических, санитарных, организационных способов и средств, обеспечивающих безопасность и здоровье человека в процессе труда. Безопасностью труда принято называть такое состояние условий труда, при котором отсутствует возможность воздействия на человека опасных факторов. В теплоэнергетике опасными факторами являются пар и горячая вода, огневая техника и искры, повышенная температура воздуха и предметов, топливная пыль, газ, движущиеся части оборудования, электрический ток, физические и нервно-психические перегрузки, вибрация, шум и др.

Администрация предприятия обязана внедрять современное безопасное оборудование, создавать соответствующие нормам санитарно-гигиенические условия, предотвращать возникновение травм и профессиональных заболеваний рабочих.

Работы по эксплуатации технологических установок являются особо ответственными. Они связаны с опасными факторами ожога людей, поражением электрическим током, загоранием горючих веществ. Поэтому они требуют большого внимания и осторожности.

Охрана труда на ТЭЦ, в основном, направлена на предотвращение производственного травматизма и создание оптимальных условий труда. Все работы должны производиться в строгом соответствии с правилами безопасности-

На электрическом предприятии имеется специальная служба техники безопасности, которая несет ответственность за организацию работы на предприятии по созданию здоровых и безопасных условий труда работающих, предупреждению несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Служба техники безопасности отвечает за охрану труда при проектировании теплоэнергетических объектов. Проекты организации строительства и производства работ должны содержать технические решения по созданию условий безопасного и безвредного производства работ на строительной площадке, объектах монтажа и рабочих местах в обычных и зимних условиях; по санитарно - гигиеническому обслуживанию рабочих; по достаточному освещению строительной площадки, проходов, проездов и рабочих мест.

7.4.1 Меры безопасности при обслуживании оборудования котельных установок.

Персонал цеха должен обслуживать оборудование котельных установок в соответствии с действующими правилами техники безопасности тепло силового оборудования.

При пуске и останове насосов, котлов, пылеприготовительных установок, тягодутьевых установок запрещается нахождение посторонних лиц вблизи фланцевых соединений арматуры, трубопроводов, предохранительных клапанов.

Переключения на водоуказательных стеклах и их продувку производить в защитных очках и рукавицах, а сами водоуказательные стекла должны быть ограждены мелкой сеткой.

Все горячие поверхности паропроводов, сосудов и других элементов, прикосновение к которым может вызвать ожоги персонала, должны иметь изоляцию.

Запрещается во время работы котла проведение ремонта этого котла или работ, связанных с отсоединением отдельных элементов, находящихся под давлением.

Запрещается работа котлоагрегата, если истек срок очередного освидетельствования или выявлены дефекты, угрожающие его надежной и безопасной работе.

При пуске вращающегося механизма, в том числе и при опробовании, на нем должны быть установлены все пальцы на полумуфтах и все ограждения у движущихся частей. У аварийной кнопки отключения должен быть поставлен наблюдающий, который по сигналу руководителя пуска должен отключить механизм.

При пуске, останове оборудования разрешается находиться вблизи них только персоналу, непосредственно выполняющему эти работы, а также лицам, имеющим разрешение начальника цеха.

Запрещается опираться и становиться на барьеры площадок, предохранительные кожухи муфт, подшипники, а также на трубопроводы.

Запрещается чистить, обтирать вращающиеся части или просовывать руки за ограждения. При обтирке наружной поверхности оборудования запрещено наматывать обтирочный материал на руки.

Обтирочный материал должен храниться в металлических ящиках с плотно закрывающейся крышкой.

Курить разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах для курения.

Рабочее место должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения.

Запрещается эксплуатировать неисправное оборудование, а также оборудование с неисправными или отключенными устройствами аварийного отключения, блокировок, защит и сигнализации.

При отклонении работы оборудования от нормального режима, которое может быть причиной несчастного случая, должны быть приняты меры по обеспечению безопасности персонала.

При обнаружении свищей в паропроводах, трубопроводах, в корпусах арматуры необходимо срочно вывести работающий персонал с аварийного оборудования, оградить опасную зону и вывесить знаки безопасности: "Осторожно! Опасная зона".

Современный научно-технический прогресс характеризуется бурным развитием теплоэнергетики и разнообразных технологических производств, использующих тепловые процессы. В этих условиях существенно возрастает роль тепловой изоляции промышленного оборудования и трубопроводов как фактора, способствующего экономии топлива, а также обеспечивающего необходимый температурный режим в изолируемых системах и нормальные санитарно-гигиенические условия труда в производственных помещениях. Однако тепловая изоляция может полностью отвечать своему назначению только при условии правильного ее выбора и расчета, основанного на требованиях, предъявляемых к ней со стороны производственного процесса, которые могут быть весьма разнообразны.

Все горячие части оборудования, трубопроводы, баки и другие элементы, прикосновения к которым может вызвать ожоги, должны иметь тепловую изоляцию. Температура поверхности изоляции при температуре окружающего воздуха 25°C должна быть не выше 45°C . Окраска, условные обозначения, размеры букв и расположение надписей должны соответствовать правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды по [26].

Все горячие участки поверхностей оборудования и трубопроводов, находящиеся в зоне возможного попадания на них легковоспламеняющихся, горючих, взрывоопасных или вредных веществ, должны быть покрыты металлической обшивкой для предохранения тепловой изоляции от пропитывания этими веществами.

При заданной температуре поверхности изоляции толщина последней определяется обычно в том случае, когда из соображения экономии тепла, или требования технологического процесса изолированного объекта не ограничивают его тепловых потерь. В данном случае изоляция нужна как средство, предохраняющее обслуживающий персонал от ожогов при соприкосновении с горячей поверхностью, или для уменьшения общих тепловыделений в производственных помещениях.

7.4.2 Электробезопасность.

Электрические установки, с которыми приходится иметь дело практически всем работающим на электростанции, представляют для человека большую потенциальную опасность, которая усугубляется тем, что органы чувств человека не могут на расстоянии обнаружить наличия электрического напряжения на оборудовании [27].

Электроустановки должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении. Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки. Под напряжением и под нагрузкой допускается заменять: предохранители во вторичных цепях, предохранители трансформаторов напряжения и предохранители пробочного типа.

В электроустановках напряжением до 1000 В при работе под напряжением необходимо:

1) оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение;

2) работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

3) применять изолированный инструмент (у отверток, кроме того, должен быть изолирован стержень), пользоваться диэлектрическими перчатками.

Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и т.п.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с каждой стороны, с которой коммутационным аппаратом на рабочее место может быть подано напряжение, должен быть видимый разрыв. Видимый разрыв может быть создан отключением разъединителей, снятием предохранителей, отключением отделителей и выключателей нагрузки, отсоединением или снятием шин и проводов.

Силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, связанные с выделенным для работ участком электроустановки, должны быть отключены и схемы их разобраны также со стороны других своих обмоток для исключения возможности обратной трансформации.

Устанавливать заземления на токоведущие части необходимо непосредственно после проверки отсутствия напряжения.

Переносное заземление сначала нужно присоединить к заземляющему устройству, а затем, после проверки отсутствия напряжения, установить на токоведущие части.

Снимать переносное заземление необходимо в обратной последовательности: сначала снять его с токоведущих частей, а затем отсоединить от заземляющего устройства.

Установка и снятие переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках с применением в электроустановках напряжением выше 1000 В изолирующей штанги. Закреплять зажимы переносных заземлений следует этой же штангой или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

В ОРУ и на ВЛ напряжением 330 кВ и выше должна быть обеспечена защита работающих от биологически активного электрического поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека и

вызывать появление электрических разрядов при прикосновении к заземленным или изолированным от земли электропроводящим объектам.

В электроустановках всех напряжений должна быть обеспечена защита работающих от биологически активного магнитного поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека.

Зоны электроустановок с уровнями магнитных и электрических полей, превышающими предельно допустимые, где по условиям эксплуатации не требуется даже кратковременное пребывание персонала, должны ограждаться и обозначаться соответствующими предупредительными надписями или плакатами.

7.4.3 Пожаробезопасность.

7.4.3.1 Общие положения.

Все ИТР, рабочие и служащие котельного цеха должны проходить специальную противопожарную подготовку в целях приобретения и углубления пожарно-технических знаний об опасности технологического процесса, навыков в использовании имеющихся средств пожарной защиты, умения безопасно и правильно действовать при возникновении пожара и оказывать помощь пострадавшим [28].

Пожарная подготовка состоит из противопожарного инструктажа, занятий по пожарно-техническому минимуму, изучения и проверки. Знаний правил пожарной безопасности, а также проведения противопожарных тренировок.

Система пожарной защиты предусматривает, наряду с мерами предотвращения возникновения пожара и распространение его за пределы очага возгорания, также применение средств пожаротушения и пожарной сигнализации.

Для тушения пожаров применяют первичные средства тушения, к которым относятся водяные и воздушно-пенные пожарные стволы, присоединенные при помощи рукавов к системе пожарного водопровода при помощи

пожарных кранов, располагаемых в наиболее доступных и безопасных местах здания.

В целях повышения пожарной безопасности на тепловых электростанциях запрещены кабели с полиэтиленовой изоляцией и оболочкой, необходимо применять только кабели с негорючими покрытиями. Трассы кабеля должны проходить на безопасных расстояниях от нагретых поверхностей, следует предусматривать их защиту от внешних воздействий и перегрева.

7.4.3.2 Специальные противопожарные мероприятия, несоблюдение которых может вызвать загорание или пожар.

Закрепленные за цехом территории должны содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов. Запрещается загромождать материалами и оборудованием дороги, проезды и проходы (особо к пожарным гидрантам). Сжигание мусора и травы на территории необходимо производить в специальных устройствах (печах). Запрещается разведение костров для этих целей.

Все здания и сооружения цеха должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями ПТЭ и ПВБ.

Во всех помещениях цеха соблюдать противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала. Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной обработки проекта. Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций.

На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, вывешены указатели для выхода персонала (по ГОСТ); не допускать загромождения пути эвакуации, лестничных маршей оборудованием, материалами и другими предметами.

Запрещается убирать помещения с применением бензина, керосина и других ЛВГ жидкостей.

Запрещается без постоянного надзора электронагревательные приборы, в том числе электроплитки.

Запрещается отогревать замершие водяные трубы с применением огня.

Курение разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах, у которых вывешены знаки безопасности согласно [28]. Категорически запрещается курить в любых других местах и особенно:

- 1) в ГРП, на территории ГРП, на всех площадках и отметках расположения газопроводов и любого газового оборудования;
- 2) во всех складских и бытовых помещениях;
- 3) на территориях и в помещениях складов хранения мазута, смазочных масел и других ГСМ;

В помещениях цеха и на закрепленных территориях должны вывешены в достаточном количестве знаки и плакаты, запрещающие курение и пользование открытым огнем.

7.4.3.3 Действия персонала котельного цеха при возникновении пожара, способ вызова пожарной охраны и членов ДПД.

Любой работник КЦ, заметивший загорание или опасность возникновения пожара должен немедленно сообщить об этом:

- 1) пожарной части;
- 2) НСКЦ;
- 3) НСС, и приступить к самостоятельной ликвидации загорания, не ожидая прибытия пожарных частей и ДПФ.

НСКЦ, получивший сообщение о пожаре должен принять все меры по оповещению руководителей цеха и НСС и приступить к ликвидации загорания силами подчиненного персонала, используя средства пожаротушения.

Руководитель КЦ в этом случае обязан известить о возникшем пожаре руководство станции и продублировать по телефону вызов пожарной охраны.

Основными условиями, обеспечивающими успех действий при ликвидации пожара, являются:

- 1) незамедлительность принятия мер по тушению пожара;

- 2) обеспеченность должной организованности;
- 3) максимальное использование необходимых средств пожаротушения;
- 4) отсутствие паники и растерянности.

Единым начальником по организации противопожарных действий на участке пожара является руководитель тушения пожара.

Руководитель тушения пожара КЦ, как правило, является НСКЦ или начальник котельного цеха (НКЦ). При загорании электрооборудования КЦ руководитель тушения пожара является НСЭЦ независимо от территориального расположения.

НСС при возникновении пожара осуществляет общее руководство и координацию действия персонала цеха и пожарной охраны, объявляет по стационарной громкоговорящей связи фамилию и должность лица, назначенного руководителем тушения пожара, и объявляет сбор членов ДПФ или привлекаемых к тушению пожара, указав место их сбора.

Если по прибытии на место пожара НКЦ найдет целесообразным самому руководить тушением пожара, то он об этом должен сообщить НСС.

Руководитель тушения пожара имеет право давать распоряжение, относящиеся к тушению пожара, любому работнику станции, незанятого в ликвидации аварийного положения.

Руководитель тушения полжара или НСС обязаны немедленно направить работника станции (цеха) для встречи пожарной части и сопровождение ее к месту пожара.

По прибытию пожарной части к месту пожара руководитель тушения пожара указывает начальнику прибывшей пожарной части подходы к очагу пожара, оборудование, находящееся под напряжением, давлением и вместе с НСС выдает начальнику пожарной части письменное разрешение на тушение пожара. После этого руководство по тушению пожара осуществляется начальником прибывшей пожарной части, под его руководством участвует в тушении пожара и персонал цеха, ДПФ и др. привлеченный персонал стан-

ции. Основной задачей руководителя тушения пожара после прибытия пожарной части является обеспечение надежной и безопасной работы оборудования цеха, безопасности участников тушения пожара и контроля за действием пожарной части. КЦ относится к категории Г.

7.4.3.4 Выходы для эвакуации во время пожара

В каждом цехе на случай возникновения пожара обеспечивают возможность быстрой и безопасной эвакуации людей через эвакуационные выходы - двери, ворота, проходы. Выходы считаются эвакуационными, если они ведут из помещений:

- а) первого этажа непосредственно наружу;
- б) в соседние помещения того же этажа, имеющие выход наружу непосредственно или через лестничные клетки;
- в) в проход или в коридор с непосредственным выходом наружу или через местную клетку.

Расстояние между выходами из цехов электростанций составляют не более 30м в противоположных сторонах помещения. Число выходов и лестниц не менее двух. Расстояние от наиболее удаленного рабочего места до выхода не более 30м. Двери в помещениях открываются только наружу или по направлению выходов наружу (ближайших).

7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Эксплуатация котельных установок, турбоагрегатов и вспомогательного оборудования происходит в условиях повышенной температуры и влажности воздуха, значительного шума и вибрации.

Работы в аварийных условиях, пуск и остановка оборудования связаны с умственным и эмоциональным напряжением, требует осторожности и внимания. В эти периоды персонал испытывает большие нервно-психические нагрузки. Вместе с тем основное требование охраны труда - создание таких условий, при которых исключалось бы воздействие на работающих опасных и вредных производственных факторов.

Оптимальными условиями труда считаются такие, которые при систематическом и длительном воздействии обеспечивают нормальное состояние организма человека и его высокую работоспособность [29].

7.5.1 Чередование труда и отдыха

Работа в теплосиловых цехах сопровождается утомлением. Утомление - естественное явление; вредным является переутомление [29].

Чтобы не допускать переутомление, планируется чередование труда и отдыха, смена форм работы или условий окружающей среды в зависимости от характера труда и работоспособности человека в течение рабочего дня (рис.7.1.).

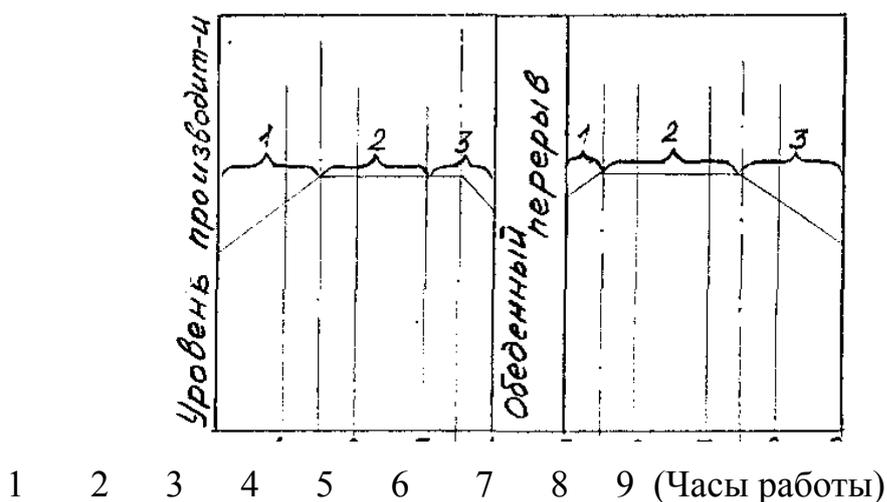


Рисунок 7.1 - График работоспособности в течение рабочего дня.

Период «вырабатывания» (1) длится от 0,5 до 1,5ч., в зависимости от характера трудового процесса. Затем наступает период высокой устойчивой работоспособности (2), продолжающийся около 3 ч., после чего наступает стадия пониженной работоспособности (3) вследствие утомления. Внимание начинает рассеиваться, движения замедляются, увеличивается число ошибок и возникает чувство голода. К этому времени правилами внутреннего распорядка установлен обеденный перерыв. При напряженной работе в тяжелых температурных условиях, при наличии больших тепловых воздействий, для

рабочих устраивают перерывы и подмены в работе для того, чтобы человек мог отдохнуть и восстановить равновесие сердечно - сосудистой системы.

7.5.2 Планировка рабочего места

Рабочим местом называется зона постоянного или временного пребывания человека при выполнении работы. В теплосиловых установках электростанции рабочим местом принято называть участок установки и относящуюся к нему территорию.

Пространство высотой до 2м над уровнем рабочей площадки называется рабочей зоной.

Требования к рабочему месту установлены [30] и [31]. Основные требования следующие: на рабочем месте должны быть обеспечены наиболее благоприятные для человека условия работы, ощущения комфорта и полной безопасности; конструкция рабочего места, размеры рабочих зон должны соответствовать росту, размерам и форме тела, показателям зрения и слуха; планировка рабочего места должна избавлять рабочего от лишних и утомительных трудовых движений и обеспечивать удобную рабочую позу; рабочее место должно быть обеспечено материалами, инструментами и приспособлениями для выполнения работы.

В соответствии с санитарными нормами рабочее место должно быть освещено, провентилировано, постоянно содержаться в чистоте; недопустимы захламленность, беспорядок и грязь.

7.5.3 Воздух рабочей зоны

Способность организма человека регулировать теплообмен тела с окружающей средой, поддерживая неизменной температуру, называется терморегуляцией [32].

Температура, относительная влажность, скорость движения воздуха возле тела человека, а также температура стен и окружающих предметов образуют микроклимат на рабочем месте. Нормы допустимого микроклимата в рабочей зоне в зависимости от сезона года (таблица 7.1).

Таблица 44 - Нормы оптимального микроклимата в рабочей зоне при относительной влажности воздуха 40-60%.

Сезон года, температура наружного воздуха	Категория работы	Температура в рабочей зоне, °С	Скорость движения воздуха, м/с.
Холодный и переходной, Менее +10°С	Легкая 1	20-23	0,2
	Средней тяжести 2а	18-20	0,2
	Средней тяжести 2б	17-19	0,3
	Тяжелая	16-18	0,3
Теплый, +10°С и более	Легкая 1	22-25	0,2
	Средней тяжести 2а	21-23	0,3
	Средней тяжести 2б	20-22	0,4
	Тяжелая	18-20	0,5

Допустимая область влажности воздуха 40 - 75%. При влажности более 75% затрудняется испарение пота, при влажности менее 40% происходит пересыхание слизистой оболочки.

Допустимая область подвижности воздуха 0,2 - 1 м/с. Застойный воздух затрудняет конвекцию, слишком подвижный вызывает сквозняк.

Человеку необходим чистый воздух без примесей пыли, вредных аэрозолей, газов, паров. При наличии в воздухе частиц ядовитых веществ возможно отравление, вредной пыли - заболевание легких, угольной пыли - знтокроз легких, Особенно вредна кварцевая пыль, способная осаждаться в легких и вызывать их заболевание.

7.5.4 Защита от избыточной теплоты

Нагретые поверхности котлов, паропроводов, турбин излучают тепловую энергию. Применяются следующие способы защиты от избыточной теплоты:

- 1) теплоизоляция горячих поверхностей;
- 2) экранирование источников излучения поглощающими и отражающими

ми теплоту материалами;

- 3) воздушные души и вентиляция;
- 4) защитная одежда;
- 5) ограничение длительности работы при больших тепловых нагрузках с обязательными перерывами отдыха.

7.5.5 Защита от вредных веществ

Для уменьшения утечек вредных веществ в окружающую среду непосредственно из источника их возникновения необходимы надежная герметизация топок, газоходов, газопроводов, насосов, компрессоров, транспортеров; встроенных местных вытяжек из мест пересыпки топливной пыли; замена токсичных веществ нетоксичными.

7.5.6 Вентиляция.

Вентиляцией называется регулируемое перемещение воздуха с целью замены слишком нагретого или загруженного воздуха помещений чистым с необходимой температурой и влажностью.

На электростанциях используются следующие системы вентиляции:

- 1) общеобменная механическая для удаления слишком теплого воздуха, влаги, умеренно и малоопасных примесей воздуха равномерно из всего помещения;
- 2) общеобменная естественная для удаления избытков теплого воздуха;
- 3) местная приточная для подачи охлажденного и увлажненного воздуха к рабочим местам;
- 4) местная - вытяжная совместно с приточной для улавливания чрезвычайно и высокоопасных примесей воздуха непосредственно у источника их образования.

7.5.7 Освещение рабочих мест и производственных помещений

Из общего объема информации человек получает через зрительный канал около 80%. Качество поступающей информации во многом зависит от освещения: неудовлетворительное количественно или качественно, оно не только утомляет зрение, но и вызывает утомление всего организма в целом.

Нерациональное освещение может, кроме того, являться причиной травматизма: плохо освещенные опасные зоны, слепящие источники света и блики от них, резкие тени ухудшают видимость настолько, что вызывают полную потерю ориентации рабочих. Неправильная эксплуатация также как и ошибки, допущенные при проектировании и устройстве осветительных приборов в пожаро- и взрывоопасных цехах (неправильный выбор источника света, светильников, проводов и т.д.) могут привести к взрыву, пожару и несчастным случаям. При неудовлетворительном освещении, кроме того, снижается работоспособность и производительность труда. Минимальное значение искусственной освещенности производственного помещения составляет 200-300 лк.

7.5.8 Вибрация и шум

Источником вибрации и шума являются вращающиеся механизмы и агрегаты большой мощности, ручной виброинструмент [33] и [34].

В ряде случаев практически невозможно уменьшить шум и вибрацию до допустимых уровней. Для предотвращения профессиональных заболеваний работающие в шумных условиях или в условиях воздействия вибрации должны соблюдать правила безопасной работы. Установлены следующие меры защиты: применение средств индивидуальной защиты, чередование труда и активного отдыха, сокращение длительности работы в вибро- и шумоопасных условиях. Оценку производственного шума проводят по величине эквивалентного уровня измерением в дБА что позволяет учесть неоднородность интенсивности шума во времени.

Заключение.

Социальная роль разработки состоит в снижении напряженности в социальной сфере благодаря резкому увеличению числа рабочих мест. На работе на электростанции будет задействовано около тысячи человек. Также для добычи топлива будет увеличен состав сотрудников угледобывающей промышленности. Возможно привлечение специалистов и сотрудников из других городов Кемеровской области и соседних регионов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В пояснительной записке рассмотрен дипломный проект на тему: «Проект отопительной ТЭЦ мощностью 175 МВт и тепловой нагрузкой 200 Гкал в поселке Грамотеино Беловского городского округа»

Расположить ТЭЦ предусматривается в в поселке Грамотеино Беловского городского округа Кемеровской области.

ТЭЦ будет в основном снабжать теплом и электричеством город Белово, электричеством - близлежащие крупные города Полысаево и Ленинск-Кузнецкий.

Уголь марки ДР поставляется на ТЭЦ по железной дороге от Караканского разреза.

Выбор оптимального состава основного оборудования станции производили на основе расчётов сравнительной эффективности капитальных вложений, показателем которой является минимум приведённых затрат.

Для покрытия заданной мощности приняли к установке: дубль-блок в составе - 1 турбина Т-175/205-130 и 2 котельных агрегата Е-420-140; общая мощность ТЭЦ $N_y=175$ МВт. Годовое число часов использования установленной мощности приняли равным 5500 час.

Расход топлива на один котельный агрегат составляет 9,98 кг/с.

Рассчитали тепловую схему и получили следующие показатели тепловой экономичности: КПД турбины по производству электрической энергии $\eta_{mv}^3 = 76\%$, КПД парового котла $\eta_{нк} = 93,8\%$, КПД транспорта теплоты $\eta_{mp} = 98,6\%$, КПД по отпуску электрической энергии $\eta_s = 67\%$, КПД по отпуску тепловой энергии $\eta_m = 92\%$, удельный расход условного топлива на производство электрической и тепловой энергии $b_s = 372,7 \frac{\text{Г.у.т.}}{\text{кВт.ч.}}$, $b_m = 39,68$

$\frac{\text{кг.у.т.}}{\text{ГДж}}$.

Выбрали вспомогательное оборудование котельного и турбинного цехов.

Выбрали и рассчитали оборудование системы технического водоснабжения. Водоснабжение – обратное с градирнями, водозабор из реки Иня. Выбрали и рассчитали оборудование и производительность водоподготовительной установки с полным химическим обессоливанием, систему золошлакоудаления.

На станции установлена 1 дымовая труба высотой 60 метров с диаметром устья 6 м.

Произвели описание компоновки и генплана ТЭЦ.

Рассчитаны технико-экономические показатели станции, срок окупаемости проекта. Капитальные вложения в проект ТЭЦ 175 МВт с блоком Т - 175-130 составляют 2399,4 млн. руб./год, которые окупаются менее чем за четыре года эксплуатации. Себестоимость полученной продукции составляет для электроэнергии $S_э = 1,64$ руб/кВт, тепловой энергии 0,84 тыс. руб./ГДж.

Рассмотрен раздел социальной ответственности, где описаны мероприятия по охране труда, технике безопасности на производстве и охраны окружающей среды на ТЭЦ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник/ под общ. ред. Григорьева В.А., Зорина В.М. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 789 с.
2. Жихар Г.И. Котельные установки тепловых электростанций. - М: Высшая школа, 2015. – 220 с.
3. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для ВУЗов/ под. ред. В.Я. Гиршфельда. – М: Энергоатомиздат 1987. – 328с.
4. Рихтер Л.А., Елизаров Д.П., Лавыгин В.М., Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. - М: Энергия 1987. – 312 с.
5. Леонков А.М., Яковлев Б.В. Тепловые электрические станции. Дипломное проектирование. – Минск: Высшая школа, 1978. – 189 с.
6. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. – М: Энергоатомиздат, 1990. 453 с.
7. WaterSteamPro. Компьютерная программа для определения параметров воды и пара.
8. hS – диаграмма.
9. Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы: Справочник/ под общ. ред. Григорьева В.А., Зорина В.М. – М.: Энергоатомиздат, 1987. = 712 с.
10. Банник В.П., Винницкий Д.Я. Справочник монтажника тепловых и атомных электростанций. М: Энергоатомиздат, 1983 г. – 480 с.
11. Тепловой расчет котлов. Нормативный метод. – Издание 3-е, переработанное и дополненное. – СПб.: Из- во НПО ЦКТИ, 1998г. – 370 с.
12. И.Г. Мельцаев, А.Ф. Сорокин, Ю.А. Мурзин Экология. Природопользование и охрана окружающей среды. Иваново: 2011. – 243 с.
13. Ю.М. Липов и др. Компоновка и тепловой расчёт парового котла, М: Энергоатомиздат, 1988г. – 365 с.
14. Руководящее указание по объёму технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования и технологической защиты на тепловых электростанциях. – М: Союзтехэнерго, 1990. – 58с.

15. Емельянов А.И., Капник О.В.. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. Справочное пособие по содержанию и оформлению проектов. – М: Энергоавтомиздат, 1983. – 189 с.
16. Качан А.Д., Муковозчик Н.В. Техничко-экономические основы проектирования тепловых электрических станций. М: Высшая школа, 1983. – 234 с.
17. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием. Методические указания./ Сергейчик С.И. – Томск: изд. ТПИ, 1991. – 82с.
18. Прейскурант №03–01. Оптовые цены на твёрдое топливо. – М: 2017,
19. Охрана труда в электроустановках./ Под редакцией Князевского Б.А. – М.: Энергия, 1985. – 94 с.
20. Долин П.А. Основы техники безопасности в электрических установках. – М.: Энергия, 1990. – 124 с.
21. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
22. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
23. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
24. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.
25. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
26. ГОСТ 14202 - 69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»
27. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
28. Пожарная безопасность. Взрывобезопасность. Справочник./ Под ред. Баратова А.Н. – М: Химия, 1987. – 254 с.

29.ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

30.ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

31.ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

32.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

33.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

34.ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

35.ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.