

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа энергетики

Направление подготовки: 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Отделение школы (НОЦ): Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СХЕМЫ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ ТОМСКОЙ ТЭЦ-3 ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА

УДК 621.18:621.438-7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Сапов Глеб Станиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Е.С. Киселева	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	М.С. Черемискина	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Теплоэнергетика и теплотехника	В.И. Максимов	к.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать критерии оценки
ОПК(У)-2	Способен применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен проектировать и организовывать учебный процесс по образовательным программам с использованием современных образовательных технологий
ПК(У)-2	Способен осуществлять научное руководство в области энергетики
ПК(У)-3	Способен организовывать и осуществлять работу по эксплуатации ТЭС и АЭС с учетом требований экономичности, экологической и технологической безопасности
ПК(У)-4	Способен участвовать в разработке комплексных проектов ТЭС и АЭС, их оборудования и технологических систем
ПК(У)-5	Способен ставить и решать инновационные задачи по совершенствованию технологии производства и отпуска электроэнергии и теплоты

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки: 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ): Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ В.И. Максимов
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ92	Сапову Глебу Станиславовичу

Тема работы:

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СХЕМЫ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ ТОМСКОЙ ТЭЦ-3 ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	15.04.2021 г. № 105-51/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2021 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(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.).</i></p>	<p style="text-align: center;">Турбина ПТ-140/165-130/15-3:</p> <p>Давление – 120 кг/см² Температура - 540 °С Расход острого пара – 770 т/ч</p>
---	--

<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. Характеристика оборудования Томской ТЭЦ-3 2. Выбор и обоснование варианта реконструкции 3. Расчёт тепловой схемы ТЭЦ на характерные нагрузки. Сравнительная таблица полученных результатов 4. Автоматизация тепловых процессов. 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. 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. Поперечный разрез машинного зала 2. Схема отпуска тепла от ТЭЦ после реконструкции 3. Компоновка оборудования после реконструкции 4. Развернутая тепловая схема ТЭЦ 5. Тепловая схема турбоустановки
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Е.С. Киселева, к.э.н., доцент ОГСН</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>М.С. Черемискина, ассистент отделения общетехнических дисциплин</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1 Выбор типов турбин для их установки на ТЭЦ</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.12.20</p>
--	-----------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ</p>	<p>А.С. Матвеев</p>	<p>к.т.н., доцент</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>5БМ92</p>	<p>Сапов Глеб Станиславович</p>		

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

Студенту

Группа	ФИО
5БМ92	Сапову Глебу Станиславовичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление подготовки	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Тема ВКР:

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СХЕМЫ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ ТОМСКОЙ ТЭЦ-3
ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА**

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1.Стоимость расходных материалов; 2.Норматив заработной платы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициенты для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Анализ конкурентных технических решений.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование работ; Разработка графика Гантта; Формирование бюджета затрат на проведение проектной работы: - материальные затраты; - заработная плата; - отчисления на социальные цели; - накладные расходы.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической, финансовой и ресурсной эффективности НТИ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценочная карта для сравнения конкурентоспособности технических решений
2. Трудоемкость работ
3. Диаграмма Гантта
4. Баланс рабочего времени НТИ
5. Расчет основной и дополнительной заработной платы
6. Смета затрат на выполнение НТИ

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

Задание выдал консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Е.С. Киселева	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Сапов Г.С.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ92	Сапову Глебу Станиславовичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Тема ВКР:

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СХЕМЫ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ ТОМСКОЙ ТЭЦ-3 ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: тепловые схемы Область применения: тепловые электрические станции
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. 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>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ ГОСТ 12.2049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 21958-76. Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нервно-психические перегрузки, превышение уровня шума; - недостаточная освещенность рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - электрический ток; тепловые излучения и опасность термического ожога; подвижные механизмы оборудования.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера: выбросы вредных парниковых газов. Гидросфера: чрезмерное потребление водных ресурсов, тепловое загрязнение, промышленные стоки. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами, отчуждение земель.</p>

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: пожары, поражение электрическим током, возгорание ГСМ. Наиболее типичная ЧС: пожар.
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	М.С. Черемискина	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Сапов Г.С.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 134 с., 2 рис., 30 табл., 26 источников, 3 приложения, 4 листа графического материала на формате А1, 1 лист графического материала на формате А3.

Ключевые слова: паровая турбина, теплофикация, реконструкция, сетевой подогреватель, приключенная турбина.

Объектом исследования является тепловая схема Томской ТЭЦ-3.

Целью работы является обоснование возможности использования пара производственного отбора турбины ПТ-140/165-130/15 для турбины Т-35/55-1,6 с целью подогрева сетевой воды в подогревателях.

В процессе работы проводились расчеты показателей тепловой экономичности существующей и новой тепловой схемы и технико-экономическое обоснование предлагаемой реконструкции.

В результате исследования был разработан вариант развития схемы отпуска тепла электрической станции, с производственного отбора существующей турбины на турбину типа Т-35/55-1,6.

В последующих разделах проведены расчёты: тепловой схемы турбины ПТ-140/165-130/15 в номинальном режиме, тепловой схемы с турбиной ПТ-140/165-130/15 + Т-35/55-1,6, КИП и автоматика, техника безопасности и охрана труда.

Экономическая эффективность: снижение удельного расхода топлива на выработку электрической энергии.

Область применения: действующие ТЭЦ с аналогичными мощностями.

Работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2019, с использованием программ Microsoft Office Excel 2019, Компас 3D–V17.1, Mathcad 15.

Сокращения

ТЭС – тепловая электростанция;
ГРЭС – государственная районная электростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЦНД – цилиндр низкого давления;
КПД – коэффициент полезного действия;
ПВД – подогреватель высокого давления;
ПНД – подогреватель низкого давления;
НСП – нижний сетевой подогреватель;
ВСП – верхний сетевой подогреватель;
Д – деаэратор повышенного давления;
ИМ – исполнительный механизм;
РО – регулирующий орган;
ОУ – объект управления;
ПД – преобразователь давления;
РУ – регулирующее устройство;
БРУ – блок ручного управления;
ПБР – пускатель бесконтактный реверсивный;
ДУП – дистанционный указатель положения; Р
ЗД – ручной задатчик.
ПАО – публичное акционерное общество;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
ЛМЗ – Ленинградский металлический завод;
УТЗ – Уральский турбинный завод;
УРУТ – удельный расход условного топлива;
СЗЗ – санитарно-защитная зона;
ПДК – предельно допустимая концентрация;
СОУТ – специальная оценка условий труда.

Оглавление

Введение	13
1. Характеристика Томской ТЭЦ – 3	15
1.1 Описание Томской ТЭЦ – 3	15
1.2 Описание турбины ПТ-140/165-130/15-3.....	17
1.3 Теплофикационная установка Томской ТЭЦ-3.....	18
2. Выбор и обоснование варианта реконструкции	21
3. Расчет тепловой схемы ТЭЦ на характерные нагрузки	23
3.1 Расчет тепловой схемы турбины ПТ-140/165-130/15 на номинальный режим.....	24
3.1.1. Построение процесса расширения пара в турбине.....	25
3.1.2 Расчет схемы отпуска теплоты	27
3.1.3 Предварительная оценка расхода пара на турбину	29
3.1.4 Расчёт вспомогательных элементов тепловой схемы	29
3.1.5 Составление общих уравнений материального баланса	32
4. Автоматизация технологических процессов	42
4.1 Описание объекта регулирования	43
4.2. Описание системы автоматического регулирования давления пара в производственном отборе	44
4.3 Краткое описание используемых технических средств автоматизации	46
4.4 Исполнительный механизм производственного отбора	51
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	52
5.1 Предпроектный анализ	52
5.2 Анализ конкурентных решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	53
5.3 SWOT – анализ.....	55

5.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации	58
5.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования	60
5.6 Инициация проекта	60
5.7 Планирование управления научно-техническим проектом.....	63
5.8 Бюджет научного исследования.....	66
5.9 Матрица ответственности.....	70
5.10 План управления коммуникациями проекта	71
6. Социальная ответственность	73
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для рабочей зоны исследователя.....	74
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя	76
6.2 Производственная безопасность	77
6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, создаваемых объектом исследования в производственных условиях	77
6.3 Экологическая безопасность	82
6.3.1 Анализ влияния объекта на окружающую среду	83
6.3.2 Мероприятия по защите окружающей среды	84
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
Заключение	92
Список используемых источников.....	93
Приложение А	96
Приложение Б.....	106
Приложение В	107

Графический материал:

ФЮРА.311111.002.ТЗ Развернутая тепловая схема ТЭЦ

ФЮРА.311111.003.МЧ Машинный зал, поперечный разрез

ФЮРА.311111.004.МЧ Компановка оборудования после реконструкции

ФЮРА.311111.005.ТЗ Тепловая схема турбоустановки

ФЮРА.311111.006.ТЗ Схема отпуска тепла от ТЭЦ после реконструкции

Введение

Основой энергетики России на всю рассматриваемую перспективу остаются тепловые электростанции. Они будут обеспечивать выработку около 70% всей электроэнергии в стране. В системе централизованного теплоснабжения производится более 71% тепла. Тепловыми электростанциями отпускается более 34% всего тепла.

Рост выработки тепловой и электрической энергии обусловлен не только введением новых мощностей, но и надежной и бесперебойной работой действующего оборудования. Развитие мощностей на работающих и вводимых тепловых электростанциях должно осуществляться благодаря использованию новых технологий.

Проект реконструкции ведется на примере Томской ТЭЦ-3, которая расположена восточнее площадки Томского нефтехимического завода, в 14 км. от центра города Томска. Станция предназначена для обеспечения потребителей г. Томска электроэнергией и теплом в виде горячей воды и технологического пара, является филиалом АО «Томская генерация».

Исходной водой для водоподготовительной установки подпитки котлов является вода реки Томь. Схема водоподготовительной установки подпитки котлов - коагуляция в осветлителях, осветление на механических фильтрах, трехступенчатое химическое обессоливание.

Основным топливом для котлоагрегатов является природный газ, мазут используется в качестве резервного топлива для котлоагрегатов водогрейной котельной и растопочного для котлоагрегатов энергоблока.

Основным оборудованием станции является - турбина типа ПТ- 140/160-130/15 в блоке с двумя котлами типа БКЗ-500-140-1.

Для работы в пиковом режиме на станции установлены пять водогрейных котлов типа Е-160-2,4-БТ.

Задачей данной работы является обоснованный выбор направления реконструкции схемы отпуска тепла электрической станции на основе разработки и анализа нескольких вариантов. В рамках настоящего проекта

рассчитываются показатели тепловой экономичности, существующей и новой тепловой схемы, и дается технико-экономическое обоснование предлагаемой реконструкции.

Кроме того, в проекте рассматривается разработка системы автоматического регулирования давления пара в производственном отборе.

Заключительный раздел настоящей работы посвящен оценке условий труда на рабочем месте машиниста-обходчика турбины. В работе идентифицируются вредные и опасные факторы технологического процесса, рассматриваются вопросы безопасности при эксплуатации технологического оборудования, разрабатываются мероприятия по обеспечению требований охраны труда и пожарной безопасности на рабочем месте машиниста центрального теплового щита турбинного цеха.

1. Характеристика Томской ТЭЦ – 3

1.1 Описание Томской ТЭЦ – 3

Томская ТЭЦ-3 расположена в северном промышленном узле города и осуществляет теплоснабжение потребителей северного административного округа.

ТЭЦ-3 проектировалась и строилась в 1970-х годах для покрытия электрических и тепловых нагрузок Северного промышленного узла, в первую очередь, Томского нефтехимического комбината (ТНХК) с большим объемом паровых нагрузок, а также для обеспечения теплом потребителей жилищно-коммунального сектора прилегающих районов г. Томска. Проектом предусматривалось строительство ТЭЦ-3 в две очереди – первая очередь в составе паро-водогрейной котельной с котлами Е-160-24, БКЗ-500-140-1 и одного энергоблока с турбиной ПТ-140/165-130/15-3. Второй очередью предусматривалось расширение ТЭЦ-3 установкой пяти энергоблоков с турбинами Т-185/215-130. Позднее, в 2001 г. проект был скорректирован на установку ПГУ-450Т в качестве первого энергоблока второй очереди. Корректировка была согласована Главгосэкспертизой России.

Первый энергоблок ТЭЦ-3 был введен в эксплуатацию в 1996 году. После чего строительство было приостановлено из-за отсутствия финансирования. В настоящее время на ТЭЦ-3 эксплуатируются 5 паровых котлов Е-160-24 и один энергоблок в составе двух энергетических котлов Е-500-140 и паровой турбины ПТ-140/165-130-15. Установленная электрическая мощность ТЭЦ-3 составляет 140 МВт, тепловая – 780 Гкал/ч. Режим работы – базовый, по тепловому графику.

В связи с тем, что развитие Северного промышленного узла в 1990-е годы было приостановлено, ТЭЦ-3 фактически работает в непроектном режиме, при отсутствии паровых нагрузок и с существенным (165 Гкал/ч) ограничением по выдаче тепловых нагрузок в горячей воде из-за недостаточной пропускной способности тепломагистрали, соединяющей ТЭЦ-3 с городом (ТРУ на ТЭЦ-1).

Проектным топливом для ТЭЦ-3 является Березовский бурый уголь Канско-Ачинского месторождения. Однако в ходе строительства ТЭЦ-3 было получено разрешение на использование природного газа в качестве топлива для первого энергоблока. В связи с этим строительство сооружений топливоподачи было прекращено и в настоящее время ТЭЦ-3 может работать только на природном газе.

Технологический процесс выработки тепла и электроэнергии обеспечивается работой основных и вспомогательных подразделений. В состав основных производственных подразделений входят: транспортный цех (ТЦ), котлотурбинный цех (КТЦ), электрический цех (ЭЦ), химический цех с химической лабораторией (ХЦ), цех тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ), цех технического обслуживания тепломеханического оборудования (ЦТО ТМО), цех гидротехнических сооружений (ЦГТС), цех наладки и испытаний оборудования (ЦНИО), участок средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ), лаборатория металлов и сварки (ЛМ и С).

На основной промплощадке Томской ТЭЦ-3 расположены следующие производственные здания и сооружения производственного назначения:

- главный корпус энергетической части, объединенный с паровой котельной;
- дымовые трубы;
- открытая установка трансформаторов ОРУ-110 кВ, ОРУ-220 кВ;
- маслوماзутохозяйство, в которое входит приемно-сливная эстакада, приемная;
- емкость, мазутные баки 3х3000 м³, насосная совмещенная с маслоаппаратной;
- АЗС;
- компрессорная станция для технологических нужд;
- ТРУ.

Кроме перечисленных сооружений на промплощадке Томской ТЭЦ-3 находится объединено-вспомогательный корпус (ОВК), в состав которого

входят центральные ремонтные мастерские (ЦРМ), центральный материальный склад (ЦСМ), открытые склады, электролизерная установка и бытовая часть. На промплощадке также расположены инженерно-лабораторный корпус (ИЛК), ремонтно-экипировочный блок (РЭБ) по обслуживанию тепловозов, гаражи для автомобилей и бульдозеров, складские сооружения различного назначения.

1.2 Описание турбины ПТ-140/165-130/15-3

Турбина паровая, теплофикационная ПТ-140/165-130/15-3, с конденсационной установкой и регулируемым производственным и двумя отопительными отборами пара, предназначена для привода турбогенератора типа ТВВ-160-2У3 мощностью 165 МВт с частотой вращения ротора 3000 об/мин (50с-1) и отпуска пара и тепла для нужд производства и отопления.

Номинальные параметры острого (перегретого) пара:

- давление, кгс/см² - 120;
- температура, °С - 540.

Таблица 1 - Основные параметры работы турбины

№	Наименование параметра	Величина
1	Мощность, МВт	
	номинальная	136
	максимальная	160
	на конденсационном режиме	117
2	Расход острого пара, т/ч	
	номинальная	770
	максимальная	780
	на конденсационном режиме	453
3	Давление регулируемого производственного отбора (номинальное), кгс/см ² (МПа)	15 (1,47)
4	Номинальные величины одновременных регулируемых отборов пара на номинальном режиме работы турбины:	
	производственный отбор, т/ч	330
	отопительный (тепловая нагрузка по обоим отборам), Гкал/ч	113
5	Максимальный расход пара, на производство при отсутствии отопительных отборов, т/ч (производственный отбор)	480
6	Номинальный расход охлаждающей воды через конденсатор, м ³ /ч	12400

Продолжение таблицы 1

7	Номинальная температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, °С	27
8	Номинальная температура питательной воды на номинальном режиме, °С	232

Максимальная электрическая мощность 160 МВт может быть получена при расходе острого пара 780 т/ч, отбора пара на производство 250 т/ч при давлении в отборе более 15 кгс/см² и отключенных отопительных отборах, номинальном расходе охлаждающей воды и номинальной температуре ее на входе в конденсатор.

Регулируемое давление в производственном отборе может задаваться в пределах 11÷20 кгс/см².

1.3 Теплофикационная установка Томской ТЭЦ-3

Теплофикационная установка ТЭЦ-3 предназначена для выдачи тепловой энергии в горячей воде потребителям г. Томска и на собственные нужды ТЭЦ. Нагрев сетевой воды осуществляется отборным паром турбины и паром паровых котлов ПВК в сетевых подогревателях (ПСГ) и в пиковых бойлерах (ПБ).

Схема подогрева сетевой воды для г. Томска на ТЭЦ-3 двухступенчатая. Первая ступень подогрева включает в себя ПСГ-1,2; бойлерную установку (БУ-1) и охладители конденсата ОКБП на ПВК. Схема подключения БУ-1, ПСГ-1,2, ББ и ОКБП - параллельная.

Обратная сетевая вода из города поступает в тепловой распределительный узел (ТРУ) и далее на сетевые насосы первого подъема ИСЭН-1-5. Сетевыми насосами первого подъема вода подается на первую ступень подогрева. После первой ступени подогретая сетевая вода поступает в коллектор и сетевыми насосами второго подъема ИСЭН-1-5 подается на вторую ступень (БУ-2) подогрева.

Подогретая до заданной температуры сетевая вода поступает в трубопровод теплосети («прямая») и далее в тепловую магистраль ТМ-12.

Проектом строительства Томской ТЭЦ-3 для выдачи тепловой мощности, обеспечивающей покрытие перспективных тепловых нагрузок, предусматривалось строительство тепломагистрали №13. Однако, в процессе строительства ТЭЦ, ТМ№13 была исключена из пускового комплекса.

Нагрев сетевой воды осуществляется в бойлерной установке турбины, состоящей из двух подогревателей сетевых горизонтальных (ПСГ). Далее сетевыми насосами 1-го подъема вода подается на пиковые подогреватели, питающиеся из коллектора пара 13 ата. Сетевые насосы 2-го подъема расположены в ТРУ, откуда вода поступает по ТМ№12 в ТРУ ПРК, где распределяется по магистралям №№ 6-11.

Схема присоединения абонентов по ГВС открытая-закрытая. Преимущественно закрытая, около 80%. Тепломагистраль № 12 от ТЭЦ-3 работает по температурному графику 150–70 °С со срезкой 130 °С.

Теплофикационная установка состоит из:

- пяти сетевых насосов I подъема типа СЭ-2500-60-11;
- пяти сетевых насосов II подъема типа СЭ-2500-180-10;
- 2-х одинаковых по конструкции подогревателей ПСГ-1,2, имеющих поверхность нагрева 1300 м² каждый. По водяной стороне сетевые подогреватели рассчитаны на пропуск сетевой воды в количестве не более 3000 м³/ч и не менее 1200 м³/ч. Номинальная тепловая производительность каждого подогревателя 57,5 Гкал/ч (240 ГДж/ч);
- ББ, включающей два бойлера ст.№ 1 и ст.№ 2 (в дальнейшем ББ-1 и ББ-2) типа ПСВ-500-14-23, четыре конденсатных насоса блочной бойлерной (НКББ-1А, НКББ-1Б, НКББ-1В, НКББ-1Г) типа КС-80-155-2;
- БУ-1, включающей четыре сетевых подогревателя типа ПСВ-500-14-23 и три конденсатных насоса типа КСВ-200-130;
- БУ-2, включающей шесть сетевых подогревателей типа ПСВ-500-14-23, четыре охладителя конденсата подогревателей типа 1200ТП-УКЭ-2,5-М1/25-6-2-У-И-С и два конденсатных насосов типа КС-50-55;

– трубопроводов сетевой воды, греющего пара, конденсата, аварийного слива конденсата, отсоса газо-воздушной смеси из корпусов подогревателей в деаэраторы котлов, дренажей Т/С, запорной и регулирующей арматуры.

Характеристики оборудования теплофикационной установки приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Характеристики оборудования теплофикационных установок СП ТЭЦ-3

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
ПСГ-1300-3-8-1	57,5 (66,9)	2300 (639)
Пиковые бойлеры		
ПСВ-500-14-23	60 (69,8)	1800 (500)

Таблица 3 – Сетевые насосы СП ТЭЦ-3

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м ³ /ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт
ИСЭН - №1-5	СЭ-2500-60-11	2500	60	630
ПСЭН -№1-5	СЭ-2500-180-10	2500	180	160

2. Выбор и обоснование варианта реконструкции

В настоящее время удорожание тепла, отпускаемого от ТЭЦ, привело к тому, что сложилась устойчивая тенденция к сооружению промышленными предприятиями собственных котельных и отказа от тепловой энергии ТЭЦ. Это обуславливает несоответствие фактических режимов работы ТЭЦ проектным, что в свою очередь, снижает экономичность станции, напрямую зависящую от загруженности теплофикационных и производственных отборов.

Разработка и внедрение мероприятий по улучшению показателей работы ТЭЦ может позволить получить дополнительный эффект, что скажется на тарифах на тепловую и электрическую. Особенно актуальными являются варианты по более эффективному использованию и модернизации уже имеющегося оборудования, так как это позволяет снизить капитальные вложения и сроки окупаемости.

Выше перечисленные проблемы актуальны для большинства станций, не является исключением и Томская ТЭЦ-3, тепловая схема, которой представляет собой дубль-блок с двумя котлами БКЗ-500-140 и турбоустановкой ПТ-140/165-130/15-3. В состав ТЭЦ также входит паро- водогрейная котельная (ПВК) состоящая из пять котлов типа Е-160-24. Для ступенчатого подогрева сетевой воды отбор пара осуществляется из регулированных теплофикационных отборов цилиндра низкого давления (ЦНД). Для нужд теплофикации кроме основного оборудования существует бойлерная установка № 1 (БУ-1), подключенная параллельно с сетевыми подогревателями турбины, и пиковая бойлерная установка № 2 (БУ-2). На сегодня ТЭЦ-3 не отпускает пар промышленному потребителю. Пар производственного отбора используется для других целей: он сбрасывается в коллектор 24 бар, куда также может подаваться пар от котлов ПВК, затем через редуцирующую установку (РУ) в коллектор собственных нужд (СН) 13 бар, из которого осуществляется подача пара на бойлер. При этом происходит редуцирование пара до необходимых

параметров с потерей его работоспособности. Таким образом, нет необходимости в паре с параметрами производственного отбора. В свою очередь, большую часть времени года котлы ПВК также не работают, покрывая только пиковую нагрузку в холодное время.

Так как пар с производственного отбора не отпускается промышленному потребителю то можно говорить о существенном паровом резерве.

В настоящее время часть тепловой нагрузки станции покрывается котлами ПВК. С другой стороны, параметры пара коллектора 24 бар достаточно высоки. Поэтому вместо редуцирования пара возможна установка противодавленческих турбин. При этом возможна дополнительная выработка электроэнергии на тепловом потреблении при неизменном режиме работы станции. Такой вариант более выгоден с точки зрения тепловой экономичности.

Установка дополнительных турбин гарантирует наибольшее время их работы в течение всего отопительного периода. Это в свою очередь снизит сроки окупаемости.

Такой турбиной может быть приключенная турбина типа Т-35/55- 1,6 со следующими параметрами мягого пара:

- начальное давление 1,63 МПа;
- температура 285 °С;
- расход мягого пара 330 т/ч.

Турбина Т-35/55-1,6 будет питаться паром с производственного отбора турбины типа ПТ-140/165-130/15 и обеспечит прирост мощности станции на 35 МВт.

3. Расчет тепловой схемы ТЭЦ на характерные нагрузки

Принципиальная тепловая схема (ПТС) электростанции определяет основное содержание технологического процесса преобразования тепловой энергии на электростанции. Она включает основное и вспомогательное теплоэнергетическое оборудование, участвующее в осуществлении этого процесса и входящее в состав пароводяного тракта электростанции [1].

На чертеже, изображающем ПТС, показывают теплоэнергетическое оборудование вместе с линиями (трубопроводами) пара и воды (конденсата), связывающим это оборудование в единую установку.

В состав электростанции входят турбоагрегаты и парогенераторы с вспомогательным оборудованием. Принципиальная тепловая схема изображается обычно как одноагрегатная и однолинейная схема, одинаковое оборудование изображается в схеме условно один раз; линии технологической связи одинакового назначения также показываются в виде одной линии; иначе говоря, каждый элемент данного рода показывается в ПТС один раз.

В состав принципиальной тепловой схемы, кроме основных агрегатов и связывающих их линий пара и воды, входят:

- регенеративные подогреватели высокого и низкого давления с охладителями пара и дренажей;
- деаэраторы добавочной и питательной воды;
- трубопроводы отбора пара от турбин к подогревателям;
- питательные, конденсационные и дренажные насосы;
- линии основного конденсата и дренажей, добавочной воды; Схема ТЭЦ включает, кроме того, сетевые подогревательные установки.

Основой ПТС является схема технологической связи парогенератора и турбоустановки совместно со схемой регенеративного подогрева воды, на ТЭЦ, кроме того, вместе со схемой отпуска тепла с паром и водой.

ПТС является основной расчетной технологической схемой проектируемой электростанции, позволяющей по заданным энергетическим нагрузкам определить расходы пара и воды во всех частях установки, ее энергетические показатели.

На основе расчета ПТС определяют технические характеристики и выбирают тепловое оборудование, разрабатывают развернутую (детальную) тепловую схему энергоблоков и электростанции в целом [2].

Принципиальная тепловая схема является основной технологической и расчетной схемой тепловой электростанции любого типа. Принципиальная тепловая схема ПТ-140/165-130/15 представлена в графической части на листе №1.

3.1 Расчет тепловой схемы турбины ПТ-140/165-130/15 на номинальный режим

По данным ПТО ТЭЦ-3 в номинальном режиме:

1. Начальные параметры: Давление пара – $P_0 = 12$ МПа; Температура пара – $t_0 = 540$ °С;
2. Давления в отборах на регенеративные подогреватели: ПВД1 – 3,335 МПа; ПВД2 – 2,336 МПа; ПВД3 – 1,5 МПа; ПНД4 – 0,5 МПа; ПНД5 – 0,24 МПа; ПНД6 – 0,115 МПа; ПНД7 – 0,049 МПа;
3. Давление в деаэраторе – $P_d = 0,6$ МПа;
4. Давление в конденсаторе – $P_k = 0,005$ МПа;
5. Температура сетевой воды на входе в сетевые подогреватели: НСП – 54 °С; ВСП – 74 °С;
6. Температура сетевой воды на выходе из сетевых подогревателей: НСП – 74 °С; ВСП – 96 °С;
7. Расход сетевой воды через подогреватели $G_{св} = 2650$ т/ч = 736,1 кг/с;
8. Расход пара на производство – $D_p = 330$ т/ч = 91,7 кг/с;
9. Расход пара на турбину – $D_0 = 780$ т/ч = 216,7 кг/с.

3.1.1. Построение процесса расширения пара в турбине

1. Определяется точка 0 с заданными параметрами пара перед стопорным клапаном турбины $P_0 = 12$ МПа, $t_0 = 540^\circ\text{C}$ и энтальпия

$$h_0 = 3455,8 \text{ кДж/кг.}$$

2. Определяется точка 0' за стопорными и регулирующими клапанами турбины на пересечении энтальпии h_0 с давлением P'_0 . P'_0 меньше P_0 на величину потери от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующих (РК) и определяется как:

$$P'_0 = 0,96 \cdot P_0 = 0,96 \cdot 12 = 11,52 \text{ МПа}$$

3. Определяется давление пара за ЦВД $P_3 = 1,5$ МПа и точка 3t в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЦВД:

$$h_{3t} = 2887,9 \text{ кДж/кг}$$

Располагаемый теплоперепад ЦВД:

$$H_0^{\text{ЦВД}} = h_0 - h_{3t} = 3455,8 - 2887,9 = 567,9 \text{ кДж / кг;}$$

Действительный теплоперепад ЦВД:

$$H_i^{\text{ЦВД}} = H_0^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦВД}} = 567,9 \cdot 0,83 = 471,4 \text{ кДж / кг;}$$

Энтальпия $h_3 = h_0 - H_i^{\text{ЦВД}} = 3455,8 - 471,4 = 2984,4 \text{ кДж / кг ,}$ на

пересечении с $P_3 = 1,5$ Мпа дает точку 3 в конце действительного процесса ЦВД.

На пересечении процесса 0' - 3 с изобарами $P_1 = 3,335$ Мпа и $P_2 = 2,336$ Мпа определяются энтальпии пара в первом и втором отборе:

$$h_1 = 3144,1 \text{ кДж/кг;}$$

$$h_2 = 3069,4 \text{ кДж/кг.}$$

Определяется давление пара P'_3 на входе в ЧСД с учетом потерь давления 10-15% в регулирующем органе производственного отбора как:

$$P'_3 = 0,85 P_3 = 0,85 \cdot 1,5 = 1,275 \text{ МПа.}$$

На пересечении h_3 с P'_3 находится точка входа в ЧСД 3'.

Определяется давление пара за ЧСД $P_6 = 0,115$ МПа и точка 6t в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЧСД.

$$h_{6t} = 2524,4 \text{ кДж/кг.}$$

Располагаемый теплоперепад ЦСД:

$$H_0^{\text{ЦСД}} = h_3 - h_{6t} = 2984,4 - 2524,4 = 460 \text{ кДж / кг};$$

Действительный теплоперепад ЦСД:

$$H_i^{\text{ЦСД}} = H_0^{\text{ЦСД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦСД}} = 460 \cdot 0,8 = 368 \text{ кДж / кг}.$$

Энтальпия шестого отбора

$$h_6 = h_3 - H_i^{\text{ЦСД}} = 2984,4 - 368 = 2616,4 \text{ кДж / кг};$$

На пересечении с $P_6 = 0,115$ МПа дает точку 6 в конце действительного процесса в ЦСД. На пересечении процесса 3'-6 с изобарами $P_4 = 0,5$ МПа и $P_5 = 0,24$ МПа определяется энтальпия в четвертом h_4 и пятом h_5 отборах турбины.

$$h_4 = 2821,3 \text{ кДж/кг}$$

$$h_5 = 2714,2 \text{ кДж/кг}$$

Определяется давление на входе в ЧНД P'_6 с учетом потерь давления 30÷40% в регулирующем органе отопительного отбора:

$$P'_6 = 0,65 \cdot P_6 = 0,65 \cdot 0,115 = 0,075 \text{ МПа};$$

Определяется давление пара на выходе из ЦНД P'_k с учетом потери давления в выхлопном патрубке турбины, которая составляет 2÷5% от давления в конденсаторе P_k .

$$P'_k = (1,02 \div 1,05) \cdot P_k = 1,05 \cdot 0,005 = 0,0053 \text{ МПа};$$

На пересечении h_6 с P'_6 определяется точка 6' на входе в ЧНД.

Находится теоретическая точка kt в конце изоэнтروпийного процесса расширения пара в ЧНД и энтальпия h_{kt} .

$$h_{kt} = 2240,5 \text{ кДж/кг}$$

Располагаемый теплоперепад ЦНД

$$H_0^{\text{ЦНД}} = h_6 - h_{kt} = 2616,4 - 2240,5 = 375,9 \text{ кДж / кг};$$

Действительный теплоперепад ЦНД

$$H_i^{\text{ЦНД}} = H_0^{\text{ЦНД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦНД}} = 375,9 \cdot 0,7 = 263,1 \text{ кДж / кг};$$

$$\text{Энтальпия } h_k = h_6 - H_i^{\text{ЦНД}} = 2616,4 - 263,1 = 2353,3 \text{ кДж / кг} \quad \text{на}$$

пересечении с P'_k дает точку k' в конце действительного процесса в ЧНД.

k' -к – процесс дросселирования пара в выхлопном патрубке турбины при постоянной энтальпии h_k .

На пересечении процесса $b' - k'$ с $P_7 = 0,049$ МПа определяется энтальпия в седьмом отборе турбины $h_7 = 2583,6$ кДж/кг.

Действительный теплоперепад турбины:

$$H_i = H_i^{ЦВД} + H_i^{ЦСД} + H_i^{ЦНД} = 471,4 + 368 + 263,1 = 1102,5 \text{ кДж / кг.}$$

Таблица 4 – Параметры пара, воды и конденсата

Элементы тепловой схемы	Пар в отборе		Пар в подогреват.	Дренаж греющего пара		Питат. вода, основн. конденсат			Удельная работа
	$P_{отб}$	h		$P_{п}$	t_n	h'	$t_{пв}$	$P_{пв}$	
	МПа	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	МПа	$^{\circ}\text{C}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$^{\circ}\text{C}$	МПа	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$
П1	3,335	3144,1	3,168	236,9	1022,8	233,9	19	1011,9	311,7
П2	2,336	3069,4	2,219	217,7	933	214,7	19	925,1	386,4
П3	1,5	2984,4	1,425	195,9	833,9	192,9	19	828,7	471,4
Д	1,5	2984,4	0,6	158,8	670,5	158,8	0,6	670,5	471,4
П4	0,5	2821,3	0,475	149,9	631,9	146,9	1,5	619,5	634,5
П5	0,24	2714,2	0,228	124,4	522,5	121,4	1,5	510,6	741,6
П6	0,115	2616,4	0,109	102	427,7	99	1,5	415,9	839,4
П7	0,049	2583,6	0,047	79,8	334	76,8	1,5	322,7	872,2
К	0,005	2353,3	0,005	32,9	137,8	32,9	0,005	137,8	1102,5
ВСП	0,115	2616,4	0,109	102	427,7	96	1,0	402,9	839,4
НСП	0,049	2583,6	0,047	79,8	334	74	1,0	310,6	872,2

3.1.2 Расчет схемы отпуска теплоты

Отпуск теплоты от ТЭС осуществляется паром и горячей водой. Пар отпускается промышленным потребителям для технологических целей, горячая сетевая вода отпускается для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения [3].

Расчет отпуска пара.

Расход пара из отбора равен заданному расходу пара к потребителю $D_{пт}$:

$$D_{пт} = 91,7 \text{ кг/с.}$$

Возврат конденсата от потребителя $D_{вк}$ составляет 80 % от $D_{пт}$ и поступает в тепловую схему с температурой $t_{вк} = 90$ $^{\circ}\text{C}$.

$$D_{вк} = 0,8 \cdot 91,7 = 73,4 \text{ кг/с}$$

$$h_{вк} = 4,2 \cdot 90 = 378 \text{ кДж/кг}$$

Расчет сетевой подогревательной установки на расчетную температуру наружного воздуха.

На ТЭЦ нагрев сетевой воды производится в ВСП и НСП паром из теплофикационных отборов турбины.

Целью расчета схемы отпуска сетевой воды является определение расходов пара на ВСП $D_{ВСП}$ и НСП $D_{НСП}$.

Расчет этой схемы следует начать с разбивки полной тепловой нагрузки $Q_{от}$ по ступеням подогрева сетевой воды $Q_{ВСП}$, $Q_{НСП}$, учитывая, что тепловая нагрузка любого подогревателя при постоянной теплоемкости воды C_v пропорциональна нагреву воды в ней. Откуда следует, что

$$\frac{Q_{от}}{t_{пс} - t_{ос}} = \frac{Q_{пвк}}{t_{пс} - t_{ВСП}} = \frac{Q_{ВСП}}{t_{ВСП} - t_{НСП}} = \frac{Q_{НСП}}{t_{НСП} - t_{ос}} = G_{св} \cdot G_v,$$

где $t_{пс}$, $t_{ос}$ – температуры прямой на входе в теплосеть и обратной на выходе сетевой воды, которые определяются по температурному графику теплосети в зависимости от температуры наружного воздуха.

Это уравнение позволяет определить $D_{ВСП}$, $D_{НСП}$ в кг/с.

Расходы греющего пара из отборов на ВСП и НСП определяется из уравнений их тепловых балансов:

$$\text{ВСП: } D_{ВСП} \cdot (h_{ВСП} - h'_{ВСП}) \cdot \eta_n = Q_{ВСП};$$

$$\text{НСП: } D_{НСП} \cdot (h_{НСП} - h'_{НСП}) \cdot \eta_n = Q_{НСП}, \text{ где } h_{ВСП}, h_{НСП} - \text{энтальпии}$$

греющего пара отборов; $h'_{ВСП}$, $h'_{НСП}$ – энтальпии дренажей НСП и ВСП.

Расход сетевой воды $G_c = 736,1$ кг/с.

Тепловая нагрузка сетевых подогревателей:

$$Q_{НСП} = 736,1 \cdot 4,2 \cdot (74 - 54) = 61832 \text{ кВт};$$

$$Q_{ВСП} = 736,1 \cdot 4,2 \cdot (96 - 74) = 68016 \text{ кВт}.$$

$$D_{ВСП} = \frac{68016}{(2616,4 - 427,7) \cdot 0,98} = 31,7 \text{ кг/с};$$

$$D_{\text{НСП}} = \frac{61832}{(2583,6 - 334) \cdot 0,98} = 28 \text{ кг/с};$$

3.1.3 Предварительная оценка расхода пара на турбину

Для расчета тепловой схемы в относительных единицах необходимо все расходы, полученные при расчете схем отпуска пара и тепла в абсолютных единицах $D_{\text{всп}}$, $D_{\text{НСП}}$, в относительные $\alpha_{\text{всп}}$ $\alpha_{\text{НСП}}$. Расход пара на турбину $D_0=216,7$ кг/с. можно приближенно оценить по формуле [4]

$$\alpha_{\text{всп}} = \frac{D_{\text{всп}}}{D_0} = \frac{31,7}{216,7} = 0,1463;$$

$$\alpha_{\text{НСП}} = \frac{28}{216,7} = 0,1292;$$

$$\alpha_{\text{нт}} = \frac{91,7}{216,7} = 0,4232;$$

$$\alpha_{\text{вк}} = \frac{73,4}{216,7} = 0,3387;$$

3.1.4 Расчёт вспомогательных элементов тепловой схемы

К вспомогательным элементам относятся расширители и охладители продувки, испарители и конденсаторы испарителей, деаэраторы добавочной воды, охладители эжекторов и пара уплотнений.

Расчет расширителя непрерывной продувки:

Расширитель непрерывной продувки (Р) служит для уменьшения потери рабочего тела и сохранения части тепла, сбрасываемого с непрерывной продувкой, из барабана парогенератора. Перед входом в расширитель кипящая продувочная вода проходит через редуцирующее устройство, где ее давление падает и часть воды переходит в пар. В расширителе пароводяная смесь разделяется на чистый пар, который отводится в тепловую схему, и воду, которая содержит все выводимые с продувкой соли и сбрасывается в канализацию.

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

$$\alpha_{\text{пр}} = \alpha_{\text{п}} + \alpha_{\text{в}};$$

$$\alpha_{\text{пр}} \cdot h_{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{с}} = \alpha_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}^{\ddot{}} + \alpha_{\text{в}} \cdot h_{\text{в}}^{\dot{}}$$

где $\alpha_{\text{пр}}$ принимается $0,003 \div 0,005$, при восполнении потерь рабочего тела дистиллятом испарителей и $0,005 \div 0,03$ – при восполнении потерь рабочего тела химически очищенной водой;

$h_{\text{пр}}$ – энтальпия продувочной воды; определяется для состояния насыщения при давлении в барабане парогенератора

$$P_{\text{б}} = 1,2 \cdot P_0 = 1,2 \cdot 12 = 14,4 \text{ МПа},$$

$$h_{\text{пр}} = 1586,6 \text{ кДж/кг}.$$

h'' , h' , энтальпии пара и воды на выходе из расширителя,

определяются для состояния насыщения при давлении в расширителе $P_{\text{р}}$, которое принимается больше давления в том элементе схемы, куда отводится пар из расширителя (деаэратор), на величину гидравлических потерь в трубопроводе ($2 \div 8\%$);

$\eta_{\text{с}}$; - КПД расширителя, принимается $0,99$.

$$P_{\text{р}} = 1,05 \cdot 0,6 = 0,63 \text{ МПа};$$

$$h_{\text{п}}^{\ddot{}} = 2758,3 \text{ кДж / кг};$$

$$h_{\text{в}}^{\dot{}} = 678,8 \text{ кДж / кг};$$

$$0,03 = \alpha_{\text{п}} + \alpha_{\text{в}};$$

$$\alpha_{\text{п}} = 0,03 - \alpha_{\text{в}};$$

$$0,03 \cdot 1586,6 \cdot 0,99 = (0,03 - \alpha_{\text{в}}) \cdot 2758,3 + \alpha_{\text{в}} \cdot 678,8;$$

$$\alpha_{\text{в}} = 0,0171;$$

$$\alpha_{\text{п}} = 0,03 - 0,0171 = 0,0129.$$

Охладитель продувки (ОП) служит для сохранения части тепла, сбрасываемого с водой из расширителя. Обычно в нем подогревают добавочную воду. Расчетная схема охладителя продувки представлена на рис.6, уравнение теплового баланса для его расчета имеет вид:

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

$\alpha_{ДВ}$ – относительный расход добавочной воды;

α_B – относительный расход продувочной воды;

Относительный расход добавочной воды, компенсирующей потери рабочего тела на ТЭС, определяется в общем случае как:

$$\alpha_{ДВ} = \alpha_{ВН} + \alpha_{ВНЕШ}$$

$\alpha_{ВН}$ – относительные внутренние потери рабочего тела, определяются как

$$\alpha_{ВН} = \alpha_{УТ} + \alpha_B;$$

$\alpha_{УТ}$ - относительный расход утечек;

$$\alpha_{ВН} = 0,011 + 0,0171 = 0,0281.$$

$\alpha_{ВНЕШ}$ - относительные внешние потери рабочего тела, определяются как:

$$\alpha_P = \frac{D_{nm} - D_{вк}}{D_0} = \frac{91,7 - 73,4}{216,7} = 0,0844;$$

$$\alpha_{ДВ} = 0,0281 + 0,0844 = 0,1125;$$

$$h_B = 80 + h_{ДВ}^*;$$

$$h_{ДВ} = 4,2 * 12 = 50,4 \text{ кДж / кг};$$

$$0,0171 \cdot (678,8 - 80 - h_{ДВ}^*) \cdot 0,98 = 0,1125 \cdot (h_{ДВ}^* - 50,4) \text{ кДж / кг};$$

$$h_{ДВ}^* = 120,5 \text{ кДж / кг}.$$

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

Подробный расчет ОЭ и ОУ обычно не производится, но подогрев основного конденсата в них учитывается приближенно. С учетом этого подогрева температура основного конденсата после ОЭ и ОУ [5]:

$$t_{ок} = t_{нк} + (\Delta t_{оэ} + \Delta t_{оу}), \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $t_{нк}$ - температура насыщения в конденсаторе;

$\Delta t_{оу}$ - подогрев основного конденсата в ОУ.

Энтальпия основного конденсата при этой температуре может быть определена как: $h_{ок} = 4,2 \cdot t_{ок}$, кДж/кг.

Она необходима при расчете первого по ходу основного конденсата ПНД

$$t_{ок} = 32,9 + 2 + 2 = 36,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$h_{ок} = 4,2 \cdot 36,9 = 155 \text{ кДж/кг.}$$

3.1.5 Составление общих уравнений материального баланса

1) Составление уравнений материальных балансов по пару

Относительный расход пара на турбину

$$\alpha_0 = 1;$$

Относительный расход пара на турбоустановку

$$\alpha_{ТУ} = \alpha_0 = 1;$$

Относительный расход пара из парогенерирующей установки:

$$\alpha_{ПГ} = \alpha_{ТУ} + \alpha_{УТ} + \alpha_{УПТ},$$

$\alpha_{УПТ}$ - расход пара из уплотнений турбины, принимается 0,02÷0,04;

$$\alpha_{ПГ} = 1 + 0,011 + 0,04 = 1,051; [3],$$

2) Составление уравнений материальных балансов по воде

Относительный расход питательной воды в парогенерирующую установку

в общем случае определяется как:

$$\alpha_{ПВ} = \alpha_{ПГ} + \alpha_{ПР} = 1,051 + 0,03 = 1,081.$$

а) Составляем уравнения тепловых балансов для группы ПВД.

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h'_1) \cdot \eta_{П} + \alpha_p \cdot (h''_p - h'_1) \cdot \eta_{П} = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ1} - h_{ПВ2});$$

$$\alpha_2 \cdot (h_2 - h'_2) \cdot \eta_{П} + \alpha_{оп1} \cdot (h'_1 - h'_2) \cdot \eta_{П} = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ2} - h_{ПВ3});$$

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h'_3) \cdot \eta_{П} + (\alpha_{оп1} + \alpha_2) \cdot (h'_2 - h'_3) \cdot \eta_{П} = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ3} - h_{ПВ});$$

$$\alpha_{ДР1} = \alpha_1 + \alpha_p;$$

где $\alpha_{ПВ} = 1,081$ - относительный расход питательной воды;

$h_{ПВ} = 690,8$ кДж/кг - энтальпия питательной воды после питательного насоса.

Подставляем в систему известные величины и получаем для группы ПВД следующую систему уравнений

$$\alpha_1 \cdot (3144,1 - 1022,8) \cdot 0,98 = 1,081 \cdot (1011,9 - 925,1);$$

$$\alpha_2 \cdot (3069,4 - 933) + 0,0451 \cdot (1022,8 - 933) \cdot 0,98 = 1,081 \cdot (925,1 - 828,7);$$

$$\alpha_3 \cdot (2984,4 - 833,9) + 0,093 \cdot (933 - 833,9) \cdot 0,98 = 1,081 \cdot (828,7 - 690,8);$$

Решая систему уравнений, получаем:

$$\alpha_1 = 0,0451;$$

$$\alpha_2 = 0,0479;$$

$$\alpha_3 = 0,0664;$$

б) Расчет деаэрата (Расчетная схема деаэрата представлена на рисунке А9 Приложения А)

Составляем уравнения теплового и материального балансов для деаэрата:

$$\alpha_D + \alpha_{ДРЗ} + \alpha_{ОК} + \alpha_{ДА} + \alpha_{БК} = \alpha_{ПВ} + \alpha_{Э};$$

$$\alpha_D + 0,1594 + \alpha_{ОК} + 0,0129 + 0,3387 = 1,081 + 0,006$$

$$\alpha_D = 0,576 - \alpha_{ОК}$$

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

$$(\alpha_D \cdot h_3 + \alpha_{ДРЗ} \cdot h_3 + \alpha_{ОК} \cdot h_{ОК4} + \alpha_{П} \cdot h_{П} + \alpha_{БК} \cdot h_{БК}) \cdot \mu = \alpha_{ПВ} \cdot h_D + \alpha_{Э} \cdot h_D;$$

$$(0,576 - \alpha_{ОК}) \cdot 2984,4 + 0,1594 \cdot 833,9 + 0,0129 \cdot 2758,3 + 0,3387 \cdot 378 + \alpha_{ОК} \cdot 619,5) \cdot 0,99 = 1,081 \cdot 670,5 + 0,006 \cdot 2756,1;$$

$$\alpha_{ОК} = 0,5356;$$

$$\alpha_D = 0,576 - 0,5356 = 0,0404.$$

с) Расчет группы ПНД

Для подогревателя 4:

$$\alpha_{П4} \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta_{II} = \alpha_{OK} \cdot (h_{OK4} - h_{CM3});$$

$$\alpha_{П4} \cdot (2821,3 - 631,9) \cdot 0,98 = 0,5356 \cdot (619,5 - h_{CM3});$$

$$\alpha_{П4} = 0,1546 - 0,002 \cdot h_{CM3}$$

Точка смешения

$$\alpha_{OK}^* + \alpha_{ДВ} = \alpha_{OK};$$

$$\alpha_{OK}^* = 0,5356 - 0,1125 = 0,4231;$$

$$(\alpha_{OK}^* \cdot h_{OK5} + \alpha_{ДВ} \cdot h_{ДВ}) \cdot \eta_C = \alpha_{OK} \cdot h_{CM3};$$

$$(0,4231 \cdot 510,6 + 0,1125 \cdot 309,9) \cdot 0,99 = 0,5356 \cdot h_{CM3};$$

$$h_{CM3} = 463,8 \text{ кДж / кг};$$

$$\alpha_{П4} = 0,1546 - 0,002 \cdot 463,8 = 0,0618.$$

Для подогревателя 5:

$$\left[\alpha_{П5} \cdot (h_5 - h'_5) + \alpha_{опП4} \cdot (h'_4 - h'_5) \right] \cdot \eta_{II} = \alpha_{OK}^* \cdot (h_{OK5} - h_{CM2});$$

$$\left[\alpha_{П5} \cdot (2714,2 - 522,5) + 0,0618 \cdot (631,9 - 522,5) \right] \cdot 0,98 = 0,4231 \cdot (510,6 - h_{CM2});$$

$$\alpha_{П5} = 0,0975 - 0,0002 \cdot h_{CM2};$$

$$\alpha_{опП5} = 0,1593 - 0,0002 \cdot h_{CM2}.$$

Точка смешения 2:

$$\alpha_{OK}^{**} + \alpha_{опВСП} + \alpha_{опП6} = \alpha_{OK}^*;$$

$$\alpha_{OK}^{**} = 0,4231 - 0,1463 - \alpha_{опП6} = 0,2768 - \alpha_{опП6};$$

$$\left[\alpha_{OK}^{**} \cdot h_{OK6} + \alpha_{опВСП} \cdot h'_{нсп} + \alpha_{опП6} \cdot h'_{П6} \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^* \cdot h_{CM2};$$

$$\left[(0,2768 - \alpha_{опП6}) \cdot 415,9 + 0,1463 \cdot 427,7 + \alpha_{опП6} \cdot 427,7 \right] \cdot 0,99 = 0,4231 \cdot h_{CM2};$$

$$h_{CM2} = 415,7 + 27,6 \cdot \alpha_{опП6}.$$

Для подогревателя 6:

$$\left[\alpha_{П6} \cdot (h_6 - h'_6) + \alpha_{опП5} \cdot (h'_5 - h'_6) \right] \cdot \eta_{II} = \alpha_{OK}^{**} \cdot (h_{OK6} - h_{CM1});$$

$$\left[\alpha_{П6} \cdot (2616,4 - 427,7) + \alpha_{опП5} \cdot (522,5 - 427,7) \right] \cdot 0,98 = \alpha_{OK}^{**} \cdot (415,9 - h_{CM1});$$

$$\alpha_{П6} = 0,1939 \cdot \alpha_{OK}^{**} - 0,0433 \cdot \alpha_{опП5} - 0,0005 \cdot h_{CM1} \cdot \alpha_{OK}^{**}.$$

Точка смешения:

$$\alpha_{OK}^{***} + \alpha_{\text{дрНСП}} = \alpha_{OK}^{**};$$

$$\alpha_{OK}^{***} = 0,2768 - \alpha_{\text{дрП6}} - 0,1292 = 0,1476 - \alpha_{\text{дрП6}};$$

$$\left[\alpha_{OK}^{***} \cdot h_{OK7} + \alpha_{\text{дрНСП}} \cdot h'_{\text{НСП}} \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^{**} \cdot h_{\text{СМ1}};$$

$$\left[(0,1476 - \alpha_{\text{дрП6}}) \cdot 322,7 + 0,1292 \cdot 334 \right] \cdot 0,99 = \alpha_{OK}^{**} \cdot h_{\text{СМ1}};$$

$$h_{\text{СМ2}} = \frac{89,9 - 319,5 \cdot \alpha_{\text{дрП6}}}{\alpha_{OK}^{**}}.$$

Решая полученные уравнения получаем:

$$\alpha_{\text{дрП6}} = 0,0774;$$

$$\alpha_{OK}^{***} = 0,1476 - 0,0774 = 0,0702;$$

$$h_{\text{СМ1}} = \frac{89,9 - 319,5 \cdot 0,0774}{0,1994} = 326,8 \text{ кДж / кг};$$

$$h_{\text{СМ2}} = 415,7 + 27,6 \cdot 0,0774 = 417,8 \text{ кДж / кг};$$

$$\alpha_{\text{П5}} = 0,0975 - 0,0002 \cdot 417,8 = 0,0138;$$

$$\alpha_{\text{дрП5}} = 0,1593 - 0,0002 \cdot 417,8 = 0,0756;$$

$$\alpha_{\text{П6}} = 0,1939 \cdot 0,1994 - 0,0433 \cdot 0,0756 - 0,0005 \cdot 0,1994 \cdot 326,8 = 0,0018.$$

Для подогревателя 7:

$$\alpha_{\text{П7}} \cdot (h_7 - h'_7) \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^{***} \cdot (h_{OK7} - h_{OK});$$

$$\alpha_{\text{П7}} \cdot (2583,6 - 334) \cdot 0,98 = 0,0702 \cdot (322,7 - 155);$$

$$\alpha_{\text{П7}} = 0,0053.$$

Проверка материального баланса рабочего тела в схеме:

$$\alpha_1 = \alpha_{\text{П1}} = 0,0451;$$

$$\alpha_2 = \alpha_{\text{П2}} = 0,0479;$$

$$\alpha_3 = \alpha_{\text{Д}} + \alpha_{\text{П3}} + \alpha_{\text{ПТ}} = 0,0404 + 0,0664 + 0,4232 = 0,53;$$

$$\alpha_4 = \alpha_{\text{П4}} = 0,0618;$$

$$\alpha_5 = \alpha_{\text{П5}} = 0,0138;$$

$$\alpha_6 = \alpha_{\text{П6}} + \alpha_{\text{ВСП}} = 0,0018 + 0,1463 = 0,1481;$$

$$\alpha_7 = \alpha_{\text{П7}} + \alpha_{\text{НСП}} = 0,1345.$$

Определяем расход пара в конденсатор

$$\alpha_K = 1 - \sum \alpha_j ;$$

где $\sum \alpha_j$ - сумма расходов во все отборы турбины.

$$\begin{aligned} \sum \alpha_j &= \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7 = \\ &= 0,0451 + 0,0479 + 0,53 + 0,0618 + 0,0138 + 0,1481 + 0,1345 = 0,9812; \\ \alpha_K &= 1 - 0,9812 = 0,0188. \end{aligned}$$

Этот же расход α_K можно определить с другой стороны, из материального баланса конденсатора и точки смешения перед конденсатным насосом как [6]:

$$\alpha'_K = \alpha_{OK}^* - \sum \alpha_{слив} ;$$

где α_{OK}^* - относительный расход основного конденсата на входе в группу ПНД, определяется при расчете группы ПНД;

$\sum \alpha_{слив}$ - сумма относительных расходов, сливаемых в конденсатор и в точку смешения перед конденсатным насосом.

$$\alpha'_K = \alpha_{OK}^* - \alpha_{\mathcal{E}} - \alpha_{ули} - \alpha_{опПл} = 0,0702 - 0,04 - 0,006 - 0,0053 = 0,0189;$$

$$\delta \alpha_K = \frac{|\alpha_K - \alpha'_K|}{\alpha_K} \cdot 100\% = \frac{|0,0188 - 0,0189|}{0,0188} \cdot 100\% = 0,5\% < 0,5\%.$$

Переводим относительные расходы в абсолютные:

$$D_1 = \alpha_1 \cdot D_0 = 0,0451 \cdot 216,7 = 9,8 \text{ кг/с};$$

$$D_2 = \alpha_2 \cdot D_0 = 0,0479 \cdot 216,7 = 10,4 \text{ кг/с};$$

$$D_3 = \alpha_3 \cdot D_0 = 0,53 \cdot 216,7 = 114,9 \text{ кг/с};$$

$$D_4 = \alpha_4 \cdot D_0 = 0,0618 \cdot 216,7 = 13,4 \text{ кг/с};$$

$$D_5 = \alpha_5 \cdot D_0 = 0,0138 \cdot 216,7 = 3,0 \text{ кг/с};$$

$$D_6 = \alpha_6 \cdot D_0 = 0,1481 \cdot 216,7 = 32,1 \text{ кг/с};$$

$$D_7 = \alpha_7 \cdot D_0 = 0,1345 \cdot 216,7 = 29,1 \text{ кг/с};$$

$$D_K = \alpha_K \cdot D_0 = 0,0188 \cdot 216,7 = 4,1 \text{ кг/с}.$$

Проверка мощности:

$$N_{\mathcal{E}}' = G_0 \cdot [H_i \cdot \alpha_K + \sum \alpha_j \cdot H_j] \cdot \eta_M \cdot \eta_T$$

$$\begin{aligned} \sum \alpha_j \cdot H_j &= 0,0451 \cdot 311,17 + 0,0479 \cdot 386,4 + 0,053 \cdot 471,4 + 0,0618 \cdot 634,5 + \\ &+ 0,0138 \cdot 741,6 + 0,1481 \cdot 839,5 + 0,1345 \cdot 872,2 = 573,5 \text{ кДж/кг}. \end{aligned}$$

$$N'_3 = 216,7 \cdot (0,0188 \cdot 1102,5 + 573,5) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 123670 \text{ кВт}.$$

Расчет показателей тепловой экономичности [1]

Основными отчетными показателями ТЭС являются удельные расходы топлива на отпущенные электро-и теплоэнергии.

1. Тепловая нагрузка парогенератора, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{ПГ} &= G_0 \cdot [\alpha_{ПГ} \cdot (h_0 - h_{ПВ}) + \alpha_{ПР} \cdot (h_{ПР} - h_{ПВ})] = \\ &= 216,7 \cdot (1,051 \cdot (3455,8 - 1011,9) + 0,03 \cdot (1586,6 - 1011,9)) = 560339 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

Где $h_0, h_{ПВ}, h_{ПР}$ - энтальпии пара на входе в турбину, питательной воды на входе в парогенератор и продувочной воды, кДж/кг.

2. Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{ТУ} &= D_0 [(\alpha_{ТУ} + \alpha_{УПЛ}) (h_0 - h_{ПВ}) + \alpha_{ДВ} (h_{ДВ} - h_{ПВ}) + \alpha_{П} \cdot (h_{П} - h_{ПВ})] = \\ &= 216,7 \cdot [(1 + 0,04) \cdot (3445,8 - 1011,9) + 0,1125 \cdot (309,9 - 1011,9) + \\ &+ 0,0129 \cdot (2758,3 - 1011,9)] = 538546 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

где $\alpha_{ДВ}$ - относительный расход добавочной воды;

$h_{ДВ}$ - энтальпия добавочной воды;

$h_{П}, \alpha_{П}$ - относительные энтальпия и расход из расширителя продувки.

3. Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление, кВт:

$$Q_T = \frac{Q_{ОТ}^{СП}}{\eta_{П}} = \frac{68016 + 61832}{0,98} = 132498 \text{ кВт};$$

$Q_{ОТ}^{СП}$ - тепловая нагрузка сетевых подогревателей.

4. Тепловая нагрузка паровых потребителей, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{П} &= D_{БК} \cdot (h_{ПТ} - h_{БК}) + (D_{ПТ} - D_{БК}) \cdot (h_{ПТ} - h_{ДВ}) = 73,4 \cdot (2984,4 - 378) + \\ &+ (91,7 - 73,4) \cdot (2984,4 - 309,9) = 240253 \text{ кВт} \end{aligned}$$

5. Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии, кВт:

$$Q_{ТУ}^{\text{э}} = Q_{ТУ} - Q_T - Q_{ПГ} = 538546 - 132498 - 240253 = 165795 \text{ кВт};$$

6. КПД турбоустановки по производству электроэнергии

$$\eta_{ТУ}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{ТУ}^{\text{э}}} = \frac{123670}{165795} = 0,7459 \text{ ,}$$

7. КПД трубопроводов

$$\eta_{TP} = \frac{Q_{TY}}{Q_{ПГ}} = \frac{538546}{560339} = 0,9611;$$

8. КПД станции по отпуску электроэнергии:

$$\eta_c^{\text{э}} = \eta_{TY}^{\text{э}} \cdot \eta_{TP} \cdot \eta_{ПГУ} (1 - k_{C.H.}) = 0,7459 \cdot 0,9611 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,04) = 0,6194$$

9. Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии, г у.т./кВт·ч:

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = 1 \frac{123}{\eta_c^{\text{э}}} = \frac{123}{0,4432} = 198,5 \text{ г у.т. / (кВт} \cdot \text{ч)};$$

10. КПД станции по отпуску теплоты:

$$\eta_c^T = \eta_{ПГУ} \cdot \eta_{TP} \cdot \eta_{П} = 0,9 \cdot 0,9611 \cdot 0,98 = 0,8477;$$

11. Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты, кг у.т./ГДж:

$$b_T^{\text{отп}} = \frac{34,1}{\eta_c^T} = \frac{34,1}{0,869} = 40,2 \text{ кг у.т. / ГДж.}$$

Далее произвели расчёт тепловой схемы после реконструкции (ПТ-140/160-130/15+Т-35/55-1,6) (приложение А), а также расчет схемы отпуска пара от турбины на пиковые бойлера с понижением давления до 0,2 МПа (приложение Б). В таблице 5 произведён сравнительный анализ параметров схем.

Таблица 5 – Сравнительный анализ параметров схем

Основные параметры	Схема		
	ПТ-140/165-130/15	ПТ-140/165-130/15+ Т-35/55-1,6	Понижение давление пара на бойлера до 0.2 МПа
Тепловая нагрузка парогенератора, кВт	560339	560339	560339
Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт	538546	538546	538546
Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление, кВт	132498	132498	132498
Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии, кВт	165795	165795	165795
Мощность, МВт	123,67	128,006 / 25,848	126,466 / 31,837
КПД турбоустановки по производству электроэнергии	0,7459	0,928	0,9548
КПД трубопроводов	0,9611	0,9611	0,9611
КПД станции по отпуску электроэнергии	0,6194	0,7706	0,7929
Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии, г у. т./ кВт·ч	198,5	159,6	155,1

Продолжение таблицы 5

КПД станции по отпуску теплоты	0,8477	0,8477	0,8477
Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты, кг. у.т./ГДж	40,2	40,2	40,2

Заключение

В данном разделе был произведён расчет существующей тепловой схемы ТЭЦ на характерные нагрузки, а также выполнен сравнительный анализ основных параметров уже существующей и предложенных схем варианта развития Томской ТЭЦ-3. Анализируя таблицу 3 можно сделать вывод о том, что с внедрением дополнительной турбины Т-35/55-1,6 электрическая мощность станции увеличилась, КПД турбоустановки по производству электроэнергии - увеличилось, КПД станции по отпуску электроэнергии - увеличилось, удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии – уменьшился.

4. Автоматизация технологических процессов

Полная механизация работающего энергетического оборудования не избавляет человека от управления основными и вспомогательными установками ТЭС, и не гарантирует их надежной экономической работы даже при высокой квалификации эксплуатационного персонала. Это обусловило большое развитие автоматизации в современной энергетике.

Автоматизацией механизированного производства называют управление машинами, механизмами и установками, а также контроль за их работой с помощью специальных устройств (измерительных приборов, автоматических регуляторов и вычислительных машин) при ограниченном участии человека или без него [8].

Автоматизация играет решающую роль при организации энергетического производства по принципу: выпуск заданного количества продукции при минимуме материальных затрат и затрат ручного труда. В энергетике, отрасли промышленности, чья конечная продукция находит массовый спрос у потребителя и используется практически во всех производственных процессах, роль автоматизации особенно велика.

Теплоэнергетика, отличающаяся широкой механизацией технологических процессов, высокими параметрами рабочей среды, требованиями к точности их регулирования, а также наличием собственного источника энергии, является той областью науки и техники, где постоянно находят приложение методы теории и новые технические средства автоматического управления [8].

В автоматизированном производстве человек признан лишь периодически воздействовать на главные машины и механизмы, определяющие нормальный ход технологических процессов, и наблюдать за наиболее важными его параметрами по показаниям приборов. Автоматизация тепловой части ТЭС осуществляется с помощью систем управления, которые выполняют:

- 1) Дистанционное управление;

- 2) Теплотехнический контроль текущих значений параметров технологического процесса;
- 3) Технологическую сигнализацию о состоянии основного и вспомогательного оборудования;
- 4) Автоматическое регулирование технологических процессов и управление установками;
- 5) Автоматическую защиту оборудования от возможных повреждений в процессе эксплуатации;
- 6) Автоматическую блокировку, обеспечивающую включение или отключение машины и механизмов в заданной последовательности;
- 7) Расчет технико-экономических показателей работы электростанции в целом и ее подразделений.

Широкое использование научных и технических достижений, в целях автоматизации технологических процессов ТЭС, позволяет повысить техническую эффективность теплоэнергетических установок и успешно решать современные задачи управления.

Целью данного раздела является разработка системы автоматического регулирования давления пара в производственном отборе.

4.1 Описание объекта регулирования

Турбина паровая, теплофикационная ПТ-140/165-130/15-3, с конденсационной установкой и регулируемым производственным и двумя отопительными отборами пара, предназначена для привода турбогенератора типа ТВВ-160-2У3 мощностью 165 МВт с частотой вращения ротора 3000 об/мин (50с-1) и отпуска пара и тепла для нужд производства и отопления.

Номинальные параметры острого (перегретого) пара:

- давление, кгс/см² - 120;
- температура, 0С - 545.

Максимальная электрическая мощность 160 МВт может быть получена при расходе острого пара 780 т/ч, отбора пара на производство 250 т/ч при

давлении в отборе более 15 кгс/см² и отключенных отопительных отборах, номинальном расходе охлаждающей воды и номинальной температуре ее на входе в конденсатор.

Начальные параметры турбины Т-35/55-1,6

1. Давление пара – $P_0 = 1,63$ МПа;
2. Температура пара – $t_0 = 285$ °С;
3. Пределы изменения давления в регулируемом отборе: $P_{пр} = 0,05 \div 0,25$ МПа;
4. Расход пара на турбину – $D_0 = 325$ т/ч = 90,3 кг/с;
5. Электрическая мощность $N_{э} = 35$ МВт;
6. Номинальная тепловая нагрузка – $Q_T = 140$ Гкал/ч.

4.2. Описание системы автоматического регулирования давления пара в производственном отборе

Система оперативного управления данным объектом представляет комплекс связанных с объектом и между собой технических средств управления оборудованием, сбора, обработки и представления информации, при помощи которой обслуживающий персонал может управлять объектом на всех режимах его работы и обеспечивать ведение технологического процесса с заданными технико-экономическими показателями.

Система управления данным оборудованием состоит из информационной подсистемы и подсистем сигнализации, дистанционного управления, автоматического регулирования, технологической защиты и блокировки [8].

На рисунке 1 представлена структурная схема АСР давления в отборе.

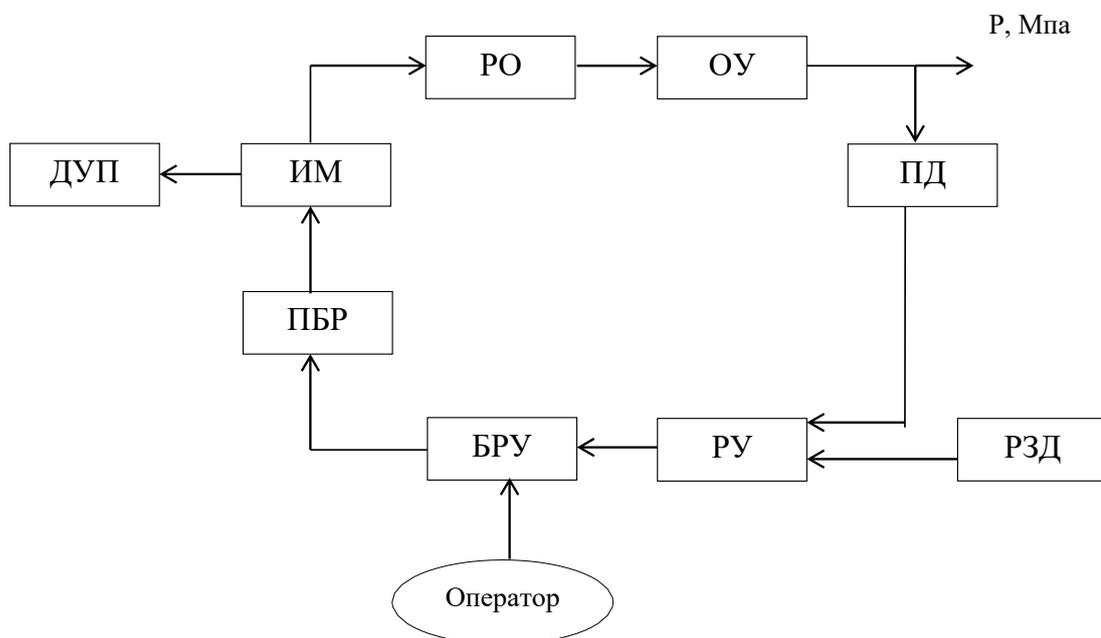


Рисунок 1 – Структурная схема АСР давления в отборе

Цель автоматического регулирования для такой схемы состоит в поддержании регулируемой величины – давления на заданном с помощью задатчика РЗД значении при помощи изменения положения регулирующего органа (РО). Принцип работы системы схемы, которая приведена на рисунке 1, состоит в следующем. Регулируемая величина P , оценивается измерительным преобразователем ПД. Значение от преобразователя ПД подается на регулирующее устройство РУ, в котором сравнивается с заданным значением, вырабатываемым задающим устройством РЗД. Если регулируемая величина P , равна заданному значению, то АСР находится в состоянии равновесия. При отклонении регулируемой величины P , от заданного значения равновесие нарушается, регулирующее устройство РУ приходит в действие, возникает процесс регулирования. Регулирующее устройство РУ подает выработанное управляющее воздействие на устройство ручного управления БРУ, которое осуществляет ручное переключение с автоматического режима управления на ручной и обратно. Усилитель ПБР в общем случае осуществляет пуск, реверс и останов исполнительного механизма ИМ. На выходе исполнительного механизма ИМ

вырабатывается регулирующее воздействие, передаваемое через регулирующий орган РО на вход объекта. Регулирующее воздействие направлено на уменьшение рассогласования между действительным и заданным значениями регулируемой величины. Регулятор будет воздействовать на объект до тех пор, пока регулируемая величина P , не сравняется с заданным значением.

4.3 Краткое описание используемых технических средств автоматизации

Функциональная задача информационной подсистемы заключается в непрерывном сборе, обработке и представлении информации о ходе технологического процесса и состоянии оборудования. Информационная подсистема включает первичные приборы (датчики), преобразователи, вторичные приборы, а также средства передачи, представления и обработки информации [8].

Задача подсистемы сигнализации состоит в организации в виде светового или звукового сигнала информации о нарушении нормальной работы оборудования и нормального хода технологического процесса. Такая информация позволяет своевременно обратить внимание персонала на возникшие нарушения и способствует принятию правильных решений, направленных на восстановление нормального режима работы оборудования и предупреждение аварийного развития ситуации. Сигнализация подразделяется на технологическую, предупреждающую об отклонении параметров работы оборудования от установленных пределов и нарушении нормального режима технологического процесса, и аварийную, дающую информацию о положении механизмов и аварийном состоянии оборудования. Как правило, звуковые сигналы служат для дублирования световых сигналов, осуществляемых лампами различного цвета и световыми табло.

Подсистемы дистанционного управления и автоматического регулирования включают средства и устройства дискретного воздействия на приводы различных механизмов и запорно-регулирующей аппаратуры, осуществляемого дистанционно со щитов управления или автоматически по заданной программе. Подсистема автоматического регулирования является важнейшей составной частью системы управления и служит для поддержания регулируемых параметров на заданном уровне или изменения их по определенному закону, а также для обеспечения заданного соотношения между отдельными величинами и оптимального протекания технологического процесса. Автоматическое регулирование повышает экономичность и надежность работы оборудования ТЭЦ, облегчает условия работы персонала и повышает производительность труда.

На ТЭЦ применяются автоматические регуляторы различных типов.

Давление пара измеряется с помощью преобразователя типа Метран-43. Преобразователи давления предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование значения измеряемого параметра – давления избыточного (ДИ) – в стандартный токовый выходной сигнал (0...5, 4...20, 0...20, 5...0, 20...4, 20...0 мА) дистанционной передачи [8].

Преобразователи серии Метран-43 предназначены для преобразования давления рабочих сред: жидкостей, газа (в т. ч. газообразного кислорода и кислородосодержащих газовых смесей при давлении не выше 1,6 МПа) и пара. Преобразователи давлений Метран-43- ДГ, Метран-43Ф-ДГ, Метран-43Ф-ДД не предназначены для работы в среде газообразного кислорода и кислородосодержащих газовых смесей. Преобразователи имеют как общепромышленное, так и взрывозащитное исполнение (Ех и Вн). В зависимости от кода электронного преобразователя приборы серии Метран-43 подразделяются на аналоговые (АП) и микропроцессорные (МП – с выносным индикаторным

устройством и МП-1 со встроенным индикаторным устройством; индикаторные устройства выполнены на основе жидких кристаллов). Аналоговые преобразователи серии Метран-43 имеют значения пределов допускаемой основной приведенной погрешности (γ_D) – $\pm 0,25$ % или $\pm 0,5$ %, а микропроцессорные – $\pm 0,15$ %; $\pm 0,2$ %; $\pm 0,25$ %; $\pm 0,4$ %; $\pm 0,5$ %. Для технических измерений и регулирования давлений на теплоэнергетических объектах рекомендуется применять преобразователи с погрешностью $\gamma_D \pm 0,25$ % или $\pm 0,5$ %.

В проекте используется преобразователь избыточного давления, 0...2,5 МПа, аналоговый, предел допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,25$ %, выходной сигнал 4...20 мА. ПГ «Метран», г. Челябинск. Тип: Метран-43-ДИ-3163-01-МП-0,25%-2,5 МПа-4...20мА.

Применяются блоки питания типа БП96.

Блоки питания постоянного тока БП96 предназначены для преобразования сетевого напряжения 220 В в стабилизированное напряжения 24 В или 36 В и питания преобразователей с унифицированным выходным токовым сигналом: преобразователей давления и уровня Метран, Сапфир и др; преобразователей температуры ТСМУ, ТСПУ, ТХАУ и др. Количество каналов – 1, 2 или 4, каналы гальванически развязаны. Блоки питания устанавливаются на щитах.

В проекте используется блок питания с линейной характеристикой, выходное напряжение 24 В, количество каналов 2. ПГ «Метран» г. Челябинск. Тип: БП96/24-2.

Регулирующие устройства давления пара в производственном отборе.

АКЭСР-2 (агрегированный комплекс электрических средств регулирования, серия 2) разработан по агрегировано-блочному типу, выпускается ОАО «ЗЭиМ» (г. Чебоксары). Каждый блок комплекса представляет собой конструктивно законченное изделие. Блоки комплекса АКЭСР широко распространены и эксплуатируются в системах

автоматизации на объектах теплоэнергетики России. Комплекс включает в себя следующие группы блоков:

1. Регулирующие устройства (РП4-М1).
2. Функциональные устройства (блок вычислительных операций БВО-2, блок динамической связи БДС, блок нелинейных преобразований БНП-2, блок суммирования, демпфирования БСД, блок селектирования БСЛ-2, блок суммирования и сигнализации БСС).
3. Устройства оперативного управления (блоки ручного управления БРУ, задатчики ручные РЗД, блок интегрирующего задатчика БЗИ, блок указателей В-12, указатель положения дистанционный ДУП-М, усилители ФЦ и ПБР).

Устройство, регулирующее РП4-М1 предназначено для формирования динамических свойств П, ПИ, а с внешним дифференциатором – ПИД-законов регулирования автоматических регуляторов, содержащих электрические исполнительные механизмы (ИМ) постоянной скорости.

В проекте используется входной сигнал 4 унифицированных постоянного тока (4...20мА), 1 от ручного задатчика РЗД-22, выходной – дискретный выход (0...24 В, 0,3 А постоянного тока, напряжение постоянного тока 0...10 В. Тип: РП4-У-М1.

Устройство БРУ-32: ручное переключение с автоматического режима управления на ручной и обратно; кнопочное управление интегрирующими исполнительными устройствами; световая индикация выходного сигнала регулирующего устройства с импульсным выходным сигналом; определение положения регулирующего органа по сигналу от электрического ИМ. Входные сигналы стрелочного индикатора: унифицированные токовые 0...5 мА, 4...20 мА, напряжения 0...10 В.

Устройство ДУП-М: дистанционное указание положения выходного вала электрического ИМ, имеющего реостатный или индуктивный датчик.

Устройство РЗД-22: ручная установка сигнала задания для стабилизирующих регуляторов и регуляторов соотношения, преобразование

одного вида унифицированного сигнала постоянного тока или напряжения в другой. Входной сигнал: 0...5, 0...20, 4...20 мА; 0...10 В. Выходной сигнал: 0...5, 0...20, 4...20 мА; 0...10 В. Разрешающая способность: 0,5 % от максимального сигнала.

Устройство ПБР-3А: бесконтактное управление электрическими исполнительными механизмами и приводами, пуск, реверс любых синхронных и асинхронных двигателей мощностью до 1,1 кВт. Управление электрическими исполнительными механизмами и приводами с трехфазными синхронными и асинхронными двигателями.

Приборы, показывающие и регистрирующие для давления пара.

Приборы типа А100, А543 и Диск-250, которые производит промышленная группа «Метран» г. Челябинск, предназначены для измерения, регистрации и сигнализации давления, расхода и уровня. Приборы выпускают обыкновенного (Диск-250, А100, А543) и искробезопасного (Диск-250И) исполнений. Напряжение питания приборов составляет 220 В с частотой питающей сети 50 Гц. Приборы принимают на вход унифицированный токовый сигнал 0...5, 4...20 мА и напряжение 0...10 В от преобразователей давления или перепада давлений. Предел изменения выходного сигнала передающего преобразователя приборов типа А100, А543 и Диск-250 составляет 0...5 и 4...20 мА. Предел допускаемой основной погрешности от нормирующего значения по показаниям и преобразованию равен $\pm 0,5$ %, а по регистрации и сигнализации равен ± 1 %.

В проекте используется измерительный прибор аналоговый, показывающий, регистрирующий, сигнализирующий, предел допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,5$ %, шкала 0...2,5 МПа. Входной сигнал 4...20 мА, выходной сигнал 4...20 мА. ПГ «Метран» г. Челябинск. Тип: А100-2125.

4.4 Исполнительный механизм производственного отбора

Исполнительные механизмы являются приводной частью регулирующего органа (клапан, задвижка, заслонка и т. п.) и предназначены для его перемещения. ИМ в зависимости от используемой энергии подразделяются на следующие виды: пневматические; гидравлические; электрические [9].

Наибольшее распространение при автоматизации объектов теплоэнергетики получили электрические ИМ. В общем случае электрический ИМ включает электропривод (электродвигатель и редуктор), блок сигнализации положения и штурвал. Штурвал предназначен для ручного перемещения выходного вала ИМ. Блок сигнализации состоит из блока конечных выключателей и датчика положения ИМ. Концевые выключатели ИМ позволяют отключать электродвигатель при достижении крайних положений выходного вала ИМ. В зависимости от назначения ИМ комплектуются различными датчиками положения: индуктивным, реостатным (диапазон 0...120 Ом), токовым (0...5 мА или 4...20 мА, или 0...20 мА) [9].

Выбор необходимого типа ИМ в первую очередь определяется типом запорной арматуры. В проекте используется механизм электроисполнительный однооборотный с номинальным значением момента на выходном валу 160 Н·м, номинальное значение времени полного хода 10 с, номинальное значение полного хода 0,25 об., в составе с реостатным блоком сигнализации положения выходного вала; год разработки – 1999. ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары. Тип: МЭО-160/10-0,25Р-99.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью магистерской диссертации является исследование повышения эффективности выработки тепловой и электрической энергии путем совершенствования технологической схемы отпуска тепла существующего энергетического источника.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является оценка экономических показателей ресурсоэффективности и ресурсосбережения исследования возможных путей повышения эффективности паротурбинных установок, путем использования технических решений (элементов) блоков повышенной эффективности.

Для достижения поставленных целей необходимо решить следующие задачи:

- провести предпроектный анализ коммерческого потенциала;
 - провести анализ конкурентных решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
 - провести SWOT-анализ;
 - оценить готовность проекта к коммерциализации;
 - выбрать метод коммерциализации результатов научно-технического исследования;
 - сформировать группу инициации научно-исследовательской работы;
 - произвести планирование научно-исследовательской работы;
 - рассчитать бюджет научного исследования;
 - сформировать матрицу ответственности;
- сформировать план управления коммуникациями проекта.

5.1 Предпроектный анализ

Потенциальные потребители результатов исследования

Для выполнения анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Под целевым рынком понимают сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может требоваться определенный товар (услуга). Для коммерческих организаций критериями сегментирования могут быть: месторасположение, отрасль, выпускаемая продукция и др.

Предположим, что целевым рынком для данной работы является рынок энергетической продукции (далее - рынок). Сегментируем рынок по следующим критериям: размер организации-заказчика и географическое месторасположение потенциальных заказчиков. На основании этих критериев построим карту сегментирования (таблица 6).

Карта сегментирования рынка представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Карта сегментирования рынка продукции

		Регионы			
		Уральский ТЗ	Калужский ТЗ	ЛМЗ	Европа
Размер компании	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				
	Марка Т		Марка ПТ		Марка Р

На карте сегментирования показано, какие типы турбин более развиты в России, а какие ниши на рынке не заняты конкурентными разработками.

5.2 Анализ конкурентных решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее

противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволит провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Составим оценочную карту для анализа (таблица 7). В качестве разработок можно выделить турбины разных фирм:

- 1) Уральский турбинный завод;
- 2) Калужский турбинный завод;
- 3) Ленинградский металлический завод;

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента; V_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Таблица 7 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

№	Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
			Б ф	Бк 1	Бк 2	Кф	К1	К2
	1	2	3	4	5	7	8	9
Технические критерии оценки ресурсоэффективности								
1	Повышение выработки энергии	0,02	5	4	2	1	0,4	0,4
2	Удобство в эксплуатации и обслуживание	0,04	5	3	3	0,75	0,45	0,3
3	Энергоэкономичность	0,08	4	3	3	0,12	0,09	0,12
4	Надежность	0,1	4	4	5	0,04	0,05	0,05
5	Влияние на окружающую среду	0,18	4	3	3	0,2	0,15	0,15
6	Потребность в природном газе	0,1	4	4	3	0,15	0,2	0,2

Продолжение таблицы 7

Экономические критерии оценки эффективности								
1	Конкурентоспособность продукта	0,06	5	3	2	0,05	0,02	0,02
2	Цена	0,14	3	4	3	0,04	0,03	0,02
3	Срок возведения турбины	0,12	4	2	2	0,36	0,22	0,18
4	Предполагаемый срок эксплуатации	0,16	5	2	2	0,4	0,2	0,16
	Итого	1	43	32	28	3,11	1,81	1,6

Анализ оценочной карты показал, что наивысший уровень конкурентоспособности (3,11 единиц) принадлежит Ленинградскому металлическому заводу. Конкурентоспособность разрабатываемого диагностического комплекса достигнута благодаря следующим наиболее важным показателям:

- Повышенная выработка энергии;
- Удобство в эксплуатации и обслуживании;
- Влияние на окружающую среду;
- Цена продукта.

5.3 SWOT – анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Матрица составляется на основе анализа рынка и конкурентных технических решений, и показывает сильные и слабые стороны проекта, возможности и угрозы для разработки. Аббревиатура SWOT складывается из первых букв английских слов Strengths - сильные стороны, Weaknesses - слабости, Opportunities - возможности, Threats – угрозы.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Матрица SWOT представлена в таблице 8.

Таблица 8 – SWOT – анализ научно-исследовательского проекта

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Простота конструкции;</p> <p>С2. Удобство в эксплуатации;</p> <p>С3. Надёжность;</p> <p>С4. Высокий срок эксплуатации.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Дороговизна дополнительного оборудования;</p> <p>Сл2. Первичные капиталовложения;</p> <p>Сл3. Срок возведения турбины;</p> <p>Сл4. Дороговизна конструкции при использовании высоких температур;</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Снижение поставок используемого топлива;</p> <p>В2. Уменьшение капитальных вложений;</p> <p>В3. Уменьшение стоимости электроэнергии;</p>	См. интерактивную матрицу	
<p>В4. Повышение эффективности существующих станций путем их модернизации.</p>	См. интерактивную матрицу	
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Вероятность срыва внешних поставок топлива;</p> <p>У2. Ослабление влияния Гос. Органов на процессы, происходящие в энергетике;</p> <p>У3. Негативные последствия в процессе реформирования энергетики;</p> <p>У4. Отсутствие инвестирование в электроэнергетику.</p>		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	+	-	-
	B2	+	-	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	-	-	+	-
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3	СЛ4
	B1	-	-	-	-
	B2	-	-	-	+
	B3	-	-	-	-
	B4	-	+	+	+
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	+	+	+
	У2	-	+	+	+
	У3	-	-	-	+
	У4	-	-	-	-
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3	СЛ4
	У1	+	-	+	+
	У2	+	-	+	+
	У3	+	-	+	+
	У4	+	-	-	-

Был произведен SWOT – анализ, который составляется на основе анализа рынка и конкурентных технических решений, и показывает сильные и слабые стороны проекта, возможности и угрозы для разработки. SWOT – анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

SWOT – анализ проходил два этапа. В первом этапе были описаны сильные и слабые стороны проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта. Указанные сильные стороны проекта значительно повышают конкурентоспособность энергоисточника на рынке сбыта тепловой и электрической энергии в случае его реализации, так как данные стороны отражают наиболее существенные факторы производства конечной продукции в условиях надежной эксплуатации. К слабым сторонам проекта относятся увеличение сроков окупаемости мероприятий по модернизации энергоисточника, однако потребность в плановом ремонте Томской ТЭЦ-3 является необходимой. В данном случае рационально совместить плановый

ремонт станции с реализацией мероприятий по реконструкции. Технологическая структура передачи тепла конечному потребителю позволяет вывести Томскую ТЭЦ-3 в вынужденный простой на долгий срок посредством поддержания тепловой нагрузки мощностями южного энергоисточника города – ГРЭС-2. Рассматривая фактор сбыта электрической энергии стоит обратить внимание, что Томская ТЭЦ-3 не является активным участником рынка в силу её высокой отпускной стоимости. Реализация предлагаемых мероприятий по модернизации станции позволит снизить удельную стоимость условного топлива на производство электрической энергии, что повысит конкурентоспособность Томской ТЭЦ-3 на рынке сбыта электрической энергии.

Второй этап основывался в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Из интерактивной матрицы проекта следует (таблицы 4), что высокая эффективность использования топлива приводит к снижению поставок используемого топлива т.е. удельный расход топлива будет значительно ниже и это повлияет на экономичность установки. Простота конструкции установки приводит к уменьшению капитальных вложений. Из-за дороговизны конструкции при использовании высоких температур будет необходимо увеличить сумму капитальных вложений. Снижение поставок очищенного топлива приводит к применению доочистки газов.

5.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Перечень вопросов приведен в таблице 5.

При оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 балла – слабую проработанность, 3 балла –

выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов – имеется положительное заключение независимого эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: 1 означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4 – знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать.

Таблица 10 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	4
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	2
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	2
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	3
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	4
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	5	4
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	4

Продолжение таблицы 10

13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	4
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	5	5
ИТОГО БАЛЛОВ		46	50

Итоговые значения проработанности научного проекта и знания у разработчика лежат в диапазоне от 40 до 50, что говорит о средней перспективности проекта. Многие аспекты вывода продукта на рынок не были учтены, а также проявляется недостаток знаний. Следовательно, требуется дополнительные затраты на наём или консультации у соответствующих специалистов.

5.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

В качестве метода коммерциализации диагностического комплекса выбран инжиниринг, который предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг.

5.6 Инициация проекта

Цели и результат проекта

В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Перед определением целей необходимо перечислить заинтересованные стороны проекта. Информация по заинтересованным сторонам представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Заводы изготовители	Заранее осведомленность о технических характеристиках
Эксплуатационный персонал	Надежность в эксплуатации
Научный руководитель, студент	Выполненная выпускная квалификационная работа

В таблице 12 представлены цели и результаты проекта.

Таблица 12 – Цели и результаты проекта

Цели проекта:	Усовершенствование технологической схемы отпуска тепловой и электрической энергии
Ожидаемые результаты проекта:	Обоснование эффективности внедрения в существующую технологическую схему дополнительной турбины
Критерии приемки результатов проекта:	Сравнительный анализ показателей тепловой экономичности существующей и модернизированной технологической схемы, а также технико-экономическое обоснование предлагаемой реконструкции
Требования к результатам проекта:	Получение оптимальной схемы и повышение технико-экономических показателей базового для расчетов энергетического источника.

Тема проекта: «Совершенствование схемы отпуска теплоты Томской ТЭЦ-3 путем использования пара производственного отбора». Цели проекта были поставлены исходя из темы. Увеличение мощности и КПД, снижение удельного расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии. В связи с тем, что проект является учебным, то и ожидаемым результатом проекта является защита в комиссии, в составе которой будут присутствовать представители Томской генерации. Критериями приемки будут считаться допуск к защите проекта и положительные рецензии руководителя и представителей производства.

Организационная структура проекта

В таблице 13 представлена рабочая группа проекта.

Таблица 13 – Рабочая группа проекта

№	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час
1	Сапов Глеб Станиславович, магистрант, студент ТПУ	Исполнитель проекта	Выполнять задания руководителя в полном объёме	2288
2	Матвеев Александр Сергеевич, Директор ИШЭ	Руководитель проекта	Руководить проектом тактически и стратегически	80
3	Киселева Елена Станиславовна, НИ ТПУ, Доцент ОГСН ШБИП	Консультант проекта	Консультировать по разделу «Финансовый менеджмент, ресур- соэффективность и ресурсосбережение»	80
4	Черемискина Мария Сергеевна, НИ ТПУ, Ассистент Отделения общетехнических дисциплин	Консультант проекта	Консультировать по разделу «Социальная ответственность»	80
ИТОГО				2528

Проект студенческий, поэтому рабочая группа проекта состоит из руководителя проекта, консультантов по разделам финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность, и исполнителя проекта.

Ограничения и допущения проекта

В таблице 14 представлены ограничения и допущения проекта.

Таблица 14 – Ограничения и допущения проекта

Фактор	Ограничения/допущения
Бюджет проекта	80000 руб.
Источник финансирования	НИ ТПУ, НОЦ И.Н. Бутакова
Сроки проекта	С 10.09.2020 г. по 14.06.2021 г.
Дата утверждения проекта	10.09.2020 г.
Дата завершения проекта	14.06.2021 г.
Форма проекта	Учебный

Бюджет научного исследования составляет 80000 рублей. Затраты на заработную плату руководителя и исполнителя. Источником финансирования

может стать компания АО «Томская генерация» так как это заинтересованная организация.

5.7 Планирование управления научно-техническим проектом

План проекта

В таблице 15 представлен календарный план-график выполнения проекта. Календарный план представлен десятью пунктами.

Календарный план в дальнейшем представлен в таблице 16 диаграммой Ганта, с целью упрощения работы с ним. Итого в календарных днях длительность работ руководителя проекта равняется 10 дням, а исполнителя 286 дней.

Таблица 15 – Календарный план-график выполнения проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Составление технического задания	10	10.09.2020	20.09.2020	Научный руководитель
2	Аналитический обзор	30	20.09.2020	20.10.2020	Инженер
3	Изучение технической документации	31	20.10.2020	20.11.2020	Инженер
4	Ознакомление с технологическими процессами	20	20.11.2020	10.12.2020	Инженер
5	Технико-экономический расчет проекта	81	10.12.2020	01.03.2021	Инженер
6	Разработка социальной ответственности проекта	31	01.03.2021	01.04.2021	Инженер
7	Разработка финансового менеджмента проекта	30	01.04.2021	01.05.2021	Инженер

Продолжение таблицы 15

8	Разработка части проекта на иностранном языке	31	01.05.2021	01.06.2021	Инженер
9	Получение допуска проекта к защите	13	01.06.2021	14.06.2021	Инженер
10	Защита проекта	1	14.06.2021	14.06.2021	Инженер

5.8 Бюджет научного исследования

Расчет материальных затрат на разработку проекта

В таблице 17 приведены затраты на приобретение всех видов материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, необходимых для выполнения работ по данной теме.

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам.

Таблица 17 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Набор канцелярских принадлежностей	1	950	950
Бумага офисная	1	550	550
Тетрадь	1	200	200
Всего за материалы			1700
Транспортные расходы (доставка на энергоисточник)			1500
Итого по статье С _м			3200

Исходя из данных, представленных в таблице 17, материальные затраты на выполнение проекта составляют 3200 рублей.

Расчет амортизационных отчислений

В данный раздел входят затраты, связанные с приобретением специального оборудования и программных комплексов, которые необходимы для проведения научно-исследовательской работы по теме. Стоимость оборудования и программных комплексов принимается по действующим прейскурантам или договорным ценам и приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Амортизационные отчисления на оборудование и программные комплексы

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во оборудования, ед.	Стоимость ед. оборудования, руб.	Амортизация, руб.
1	Ноутбук	1	59990	9401,2
2	Лицензия на комплект программного обеспечения Microsoft Office 2019	1	5199	492,8
3	Лицензия на комплект программного обеспечения Ascon Компас-График v.19	1	91000	8626,3
Итого				18520,3

Так как данное оборудование используется длительно, необходимо учесть стоимость амортизационных отчислений для данного оборудования:

$$A_i = \frac{S \cdot N}{H \cdot 365};$$

где: A_i – амортизационные отчисления; S – стоимость оборудования и программного обеспечения; N – количество дней использования при проектировании; H – предполагаемый срок службы оборудования и программного обеспечения.

Расчет показателей амортизации, результаты представлены в таблице 3.6:

$$A_{\text{ноутбук}} = \frac{69990 \cdot 286}{5 \cdot 365} = 9401,2 \text{ руб.};$$

$$A_{\text{MsOffice}} = \frac{5199 \cdot 173}{5 \cdot 365} = 492,8 \text{ руб.}$$

$$A_{\text{Компас-График}} = \frac{91000 \cdot 173}{5 \cdot 365} = 8626,3 \text{ руб.}$$

Таким образом были определены амортизационные отчисления на разработку проекта, которые составили 18520,3 руб.

Расчет основной заработной платы

В данную статью расходов включается основная заработная плата научного руководителя. Расчет выполняется на основе трудоемкости выполнения каждого этапа и величины месячного оклада исполнителя. Трудоемкость всех исполнителей в разные промежутки времени на протяжении выполнения магистерской диссертации просуммирована и представлена в виде затраченных дней. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Основная заработная плата исполнителей проекта

Исполнитель	Оклад, руб./мес.	Среднедневная ставка, руб.	Затраты времени, раб. дни	Районный коэф.	Основная заработная плата, руб
Руководитель	60000	2000	10	1,3	26000
Итого по статье $C_{осн}$					26000

Расчет дополнительной заработной платы исполнителей

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде. Расчеты дополнительной заработной платы приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Дополнительная заработная плата исполнителей проекта

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. доплат и надбавок	Коэфф. премиальный	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	26000	0,2	0,3	13000
Итого по статье $C_{доп}$				13000

Расчет итоговой заработной платы исполнителей

Согласно расчетам, приведенным в таблицах 19 и 20, была рассчитана итоговая заработная плата исполнителей научно-исследовательской работы, которая представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Итоговая заработная плата исполнителей

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Итоговая заработная плата, руб.
Руководитель	26000	13000	39000
Итого по статье С _{зп}			39000

Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

На 2021 г. в соответствии со ст. 425, 426 НК РФ действуют следующие тарифы страховых взносов: ПФР — 0,22 (22%), ФСС РФ — 0,029 (2,9%), ФФОМС — 0,051 (5,1%). Рассчитанные отчисления представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Заработная плата, руб.	Отчисления, руб.			Сумма отчислений, руб.
		ПФР (22 %)	ФСС (2,9 %)	ФФОМС (5,1 %)	
Руководитель	39000	8580	1131	1989	11700
Итого по статье С _{внеб}					11700

Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают все затраты, не вошедшие в предыдущие статьи расходов: печать, ксерокопирование, брошюрование, оплата электроэнергии, оплата пользования услугами интернета.

Перечисленные расходы требуют низких затрат денежных средств относительно заработной платы исполнителей, поэтому величина коэффициента накладных расходов $k_{\text{накл}}$ была принята в размере 16 %.

Расчет накладных расходов ведется по формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,16 \cdot (26000 + 13000) = 6240 \text{ руб.}$$

Формирование бюджета проекта

Сумма затрат по всем статьям расходов рассчитана и представлена в качестве общего бюджета проекта в таблице 23.

Таблица 23 – Бюджет проекта

Статья затрат	Сумма, руб.
Материальные затраты	3200
Амортизационные отчисления	18520,3
Заработная плата исполнителей	39000
Отчисление во внебюджетные фонды	11700
Накладные расходы	6240
Итого С	78660,3

Рассчитанный бюджет не превышает бюджета в 80000 рублей.

5.9 Матрица ответственности

Для распределения ответственности между участниками проекта формируется матрица ответственности, представленная в таблице 24.

Таблица 24 – Матрица ответственности

Этап проекта	Руководитель проекта	Инженер (дипломник)
Формулирование цели	О, И	
Изучение теоретической основы		О, И
Обобщение информации и формирование видения проекта	О, С	И
Разработка проекта		О, И
Проверка и оценка результатов	С	И
Завершение	У	И

Степень участия в проекте характеризуется следующим образом: О – ответственный; И – исполнитель; У – утверждающее лицо; С – согласующее лицо.

5.10 План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта. План управления коммуникациями представлен в таблице 25.

Таблица 25 – План управления коммуникациями

№ п/п	Какая информация передается	Кто передает информацию	Кому передается информация	Когда передается информация
1	Статус проекта	Магистрант	Руководителю	Ежемесячно
2	Отчеты о проделанной работе	Магистрант	Руководителю	Не позднее, чем за 3 дня до контрольного события
3	Замечания и исправления по работе	Руководитель	Магистранту	По окончании проверки, не позднее, чем за 3 дня до контрольного события

По плану управления коммуникациями можно сделать вывод, что коммуникация руководителя и магистранта происходит с достаточной частотой, что в свою очередь, гарантирует соблюдение сроков выполнения работы.

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. В результате предпроектного анализа была составлена карта сегментирования рынка, определены потенциальные потребители результатов исследования, которыми являются инвестиционные компании, частные инвесторы, предположительно, в лице компании АО «Томская генерация».

2. В результате проведения анализа конкурентных технических решений, была составлена оценочная карта и сделан вывод о том, что наиболее правильным конкурентным решением, по совокупности показателей, является установка дополнительной турбины типа Т и включение таковой в технологическую схему производственного отбора основного турбогенератора.

3. В ходе проведения SWOT – анализа определены сильные и слабые стороны проекта, выявлены возможности и угрозы реализации проекта:

- Для повышения экономичности станции, при разработке проекта, следует использовать документацию на оборудование ТЭС. Тогда проект будет точнее выполнен и характеристики расчетного оборудования будут соответствовать характеристикам уже имеющегося оборудования;

4. В процессе формирования группы инициации проекта были определены цели и результат проекта, определена организационная структура проекта и представлены ограничения и допущения проекта.

5. При планировании управления научно-техническим проектом был разработан календарный план-график выполнения проекта и представлена диаграмма Ганта, которые в свою очередь, позволяют эффективно контролировать сроки начала и окончания работ.

6. При планировании бюджета научного исследования произведен расчет материальных затрат на разработку проекта, расчет амортизационных отчислений, расчет основной и дополнительной заработной платы, расчет отчислений во внебюджетные фонды и расчет накладных расходов. Путем формирования бюджета проекта сделан вывод, что фактические затраты не превышают заложенного в исследование бюджета проекта в размере 80000 рублей.

7. Была сформирована матрица ответственности с целью распределения ответственности между участниками проекта, а также составлен план управления коммуникациями проекта, который показал, что при текущем уровне коммуникации руководителя и исполнителя гарантировано соблюдение сроков выполнения работы.

6. Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность – это сознательное отношение какого-либо субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, социальных ценностей, норм, задач и правил, а также гражданского долга, понимание субъектом последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Социальная ответственность подразделяется на корпоративную и индивидуальную. Корпоративная социальная ответственность – это идея в рамках которой организации учитывают интересы общества и возлагают на себя ответственность за влияние их деятельности на фирмы и прочие заинтересованные стороны современного общества. Согласно данной концепции организации добровольно принимают дополнительные меры для повышения качества жизни работников, их семей, а также местного сообщества и общества в целом. При этом корпорации получают многочисленные преимущества от того, что работают на более широкую и продолжительную перспективу, чем собственная краткосрочная прибыль. Среди социальных вопросов на производстве особое место занимают работа по охране труда, окружающей среды и в чрезвычайных ситуациях.

Целью магистерской диссертации является разработка усовершенствованной схемы отпуска тепла электрической станции, посредством дополнительного срабатывания работы пара производственного отбора и сравнение показателей тепловой экономичности существующей схемы и разрабатываемой.

В данном разделе планируется провести анализ факторов производственной среды и принятие решений для улучшения условий труда. Для чего будут проанализированы вредные и опасные факторы производства: поражение электрическим током, недостаточная освещенность, воздействие электромагнитного излучения, а также влияние микроклимата.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для рабочей зоны исследователя

На должность машиниста-обходчика турбинного оборудования назначается лицо, имеющее среднепрофессиональное образование без стажа работы или начальное профессиональное образование со стажем работы по специальности не менее двух лет.

Настоящая должностная инструкция разработана в соответствии с положениями (требованиями) Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197 ФЗ (ТК РФ) (с изменениями и дополнениями), профессионального стандарта «Работник по эксплуатации тепломеханического оборудования тепловой электростанции» утвержденного приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 14 сентября 2015 г. № 630н и иных нормативно– правовых актов, регулирующих трудовые отношения.

Машинист БЦУ должен знать [14]: устройство, технические характеристики обслуживаемых котлов, турбин, генераторов и вспомогательного оборудования; тепловые схемы установки и технологический процесс производства тепловой и электрической энергии; режимы работы котлов и турбин при различных нагрузках; принципиальные электрические схемы генераторов и механизмов собственных нужд котлотурбинного цеха; принцип работы средств измерений и принципиальные схемы теплового контроля и автоматики; допустимые отклонения параметров; технико-экономические показатели работы оборудования; основы теплотехники, механики, электротехники и водоподготовки; знать правила и нормы охраны труда, техники безопасности, основы трудового законодательства Российской Федерации, производственной санитарии и противопожарной защиты.

При приеме на работу работником обязательно должно быть пройдено обучение и инструктаж по ТБ. Для получения допуска к самостоятельной работе необходимо:

- пройти проверку знаний инструкции по охране труда и первичный инструктаж на рабочем месте;
- освоить действующую инструкцию по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями;
- освоить инструктаж по применению средств индивидуальной защиты, необходимых для безопасного выполнения работ [15].

При несчастном случае рабочий обязан оказать первую помощь пострадавшему до прибытия медицинского персонала. При несчастном случае с самим рабочим, в зависимости от тяжести травмы, он должен обратиться за медицинской помощью в здравпункт или сам себе оказать первую помощь (самопомощь).

Каждый работник должен знать местоположение аптечки и уметь ею пользоваться.

При обнаружении неисправных приспособлений, инструмента и средств защиты рабочий должен сообщить своему непосредственному руководителю.

Согласно ТБ и отраслевым нормам, персоналу, работающему на БЩУ, должны выдаваться следующие средства индивидуальной защиты:

- костюм для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий (1 шт.);
- ботинки кожаные с защитным подноском (1 пара);
- перчатки с полимерным покрытием (12 пар);
- каска защитная (1 на 2 года);
- наушники противoshумные или вкладыши противoshумные (до износа);
- очки защитные (до износа);
- средство индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) противоаэрозольное (до износа).

В зависимости от характера работ и условий их производства машинисту БЩУ выдается дополнительная спецодежда и защитные средства для этих условий.

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

В КТЦ должно быть энергоснабжение и приспособление для заземления электрооборудования.

В КТЦ загромождать подходы к щитам с противопожарным инвентарем и к пожарным кранам, а также использовать противопожарный инвентарь не по назначению не допускается. Безопасность работников должна быть обеспечена при возникновении пожара в любом месте объекта при проведении испытаний и измерений. Для обеспечения безопасности проведения работ должно предусматриваться применение рациональных режимов труда и отдыха с целью предотвращения монотонности, гиподинамики, чрезмерных физических и нервно-психических перегрузок. Помещения, предназначенные для испытаний и измерений, должны удовлетворять требованиям санитарных норм и пожарной безопасности и

обеспечивать возможность эвакуации персонала при пожарах и авариях.

Освещенность в производственных помещениях должна быть не менее:

- шкал средств измерений (испытаний) 150 лк;
- коммутационных аппаратов средств измерений (испытаний) 100 лк;
- объектов измерений (испытаний) 50 лк.

Входящие в конструкцию помещения специальные технические и санитарно-технические средства (ограждения, экраны, вентиляторы и др.) не должны препятствовать свободному перемещению персонала.

Рабочие, монтажные и др. площадки, на которых выполняются измерительные и испытательные работы вне производственных помещений, должны соответствовать требованиям действующих строительных норм и правил, правил и норм, утвержденных органами государственного надзора, норм технологического проектирования.

Проводить испытания и измерения вне помещений при грозе, тумане или атмосферных осадках допускается, если воздействие упомянутых факторов предусмотрено программой испытаний [17].

6.2 Производственная безопасность

6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, создаваемых объектом исследования в производственных условиях

Таблица 26 – Опасные и вредные производственные факторы ТЦ.

Группы	Виды опасных и вредных факторов
Физически вредные	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)
	Электрический ток
	Электрическая дуга и металлические искры при сварке
	Статическое электричество
	Отклонение показателей микроклимата в помещении
	Превышение уровней шума
	Превышение уровней вибрации
	Превышение уровней электромагнитных излучений
	Недостаточная освещенность рабочей зоны
Химические вредные	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны
Психофизиологические вредные	Степень нервно–эмоционального напряжения
	Тяжесть и напряженность физического труда
	Монотонный режим работы
	Эмоциональные стрессы

Микроклимат

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений согласно [22].

Работа в турбинном цеху относится к категории Па – работы с интенсивностью энергозатрат 151 – 200 ккал/ч, связанно это с:

- постоянной ходьбой;
- перемещением предметов или изделий (до 1 кг) в положении стоя или сидя.

Таблица 27 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений [23].

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхно-стей, °С	Относительная влажность воздуха, $\varphi\%$	Скорость движения воздуха, м/с	
					Если $t^0 < t^0_{opt}$	Если $t^0 > t^0_{opt}$
хол.	Па	17,0–23,0	16,0 – 24,0	15 – 75	0,2	0,4
тепл.	Па	18,0–27,0	14,0 – 27,0	15 – 75	0,2	0,5

На ТЭС предусмотрены приточновытяжные, общеобменная и местная вытяжная система вентиляции.

Для машиниста обходчика турбинного отделения интенсивность теплового облучения согласно [9, табл. 3] не более 100 Вт/м², при этом облучаемая поверхность тела не более 25%.

Шум и вибрация

В результате исследований установлено, шум ухудшает условия труда и оказывает на организм вредное воздействие. При длительном воздействии шума на организм происходят нежелательные явления:

- снижается острота слуха и зрения;
- повышается кровяное давление;
- снижается внимание.

Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечно–сосудистой и нервной систем.

Источником возникновения шума и вибрации являются вращающиеся машины, технологические установки и аппараты. В ТЦ это турбогенератор, теплообменные аппараты, деаэратор и т.д. По временным характеристикам шум подразделяется на постоянный и непостоянный. [24] устанавливает предельно–допустимые условия шума на рабочих местах.

В таблице 28 приведены допустимые значения уровней шума на площадке обслуживания турбогенераторов и другого турбинного оборудования.

Таблица 28 – Допустимые значения уровней звукового давления в октавных полосах частот, эквивалентных и максимальных уровней звука.

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных								Эквивалентный уровень звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Площадка обслуживания турбогенераторов и другого турбинного оборудования	103	96	91	88	85	83	81	83	90

Существует много защитных мероприятий для предупреждения вредного воздействия шума. Основное мероприятие, применяемое для защиты от шума – снижение его в источнике, высокое качество изготовления и правильная эксплуатация.

Для защиты от шума применяются строительно-акустические меры:

- звукоизоляция ограждающих конструкций;
- звукопоглощающие конструкции и экраны;
- глушители шума.

В качестве средств индивидуальной защиты от шума применяются шлемы, наушники, вкладыши, и костюмы.

Гигиенические нормы вибрации, воздействующей на человека на постоянных рабочих местах в производственных помещениях, установлены [25].

В таблице 29 приведены санитарные нормы одночисловых показателей вибрационной нагрузки на рабочего для длительности смены 8 часов.

Таблица 29 – Санитарные нормы одночисловых показателей вибрационной нагрузки.

Вид вибрации	Категория вибрации	Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения			
		Виброускорения		Виброскорости	
		М/с ²	дБ	М·10 ² /с	дБ
Локальная	–	2	126	2	112
Общая	3(в)	0,014	83	0,028	75

Вибробезопасность труда на предприятиях должна обеспечиваться:

- поддержанием параметров технологических процессов, состояния машин и элементов производственной среды на предусмотренном уровне;
- совершенствованием режимов работы элементов производственной среды и машин;
- улучшением условий труда (в т.ч. снижением или исключением действия сопутствующих неблагоприятных факторов);
- снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека введением и соблюдением режимов труда и отдыха;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора.

Режим труда должен устанавливаться при показателе превышения вибрационной нагрузки на оператора не менее 1 дБ (в 1,12 раза), но не более 12 дБ (в 4 раза).

При показателе превышения более 12 дБ (в 4 раза) запрещается проводить работы и применять машины, генерирующие такую вибрацию.

Электромагнитное излучение

В состав электрической части ТЭС входит большое количество мощного оборудования, которое является источником мощного электромагнитного излучения, такие как:

- генераторы;
- трансформаторы;
- токопроводы;
- ОРУ;
- воздушные или наземные линии электропередач.

Возникающие вблизи расположения оборудования электромагнитные поля, оказывают негативное влияние на:

- нервную систему человека, способствуя ее истощению;
- способствуют свертыванию белка в организме.

Для уменьшения влияний электромагнитного излучения, высоковольтное оборудование изолируется металлическими экранирующими решетками, которые обеспечивают необходимые уровни напряженности электрических полей в машинном зале.

В соответствии с [19] от времени пребывания человека в контролируемой зоне зависят нормы допустимых уровней напряженности электрических полей. Продолжительность работы, в условиях облучения электрическим полем с напряженностью 20 – 25 кВ/м, не более 10 минут, а при напряженности не выше 5 кВ/м присутствие рабочего в рабочей зоне разрешается в течение 8 часов.

Освещение

Рациональное освещение производственных помещений и рабочих мест на ТЭС имеет большое значение, когда в большинстве помещений отсутствует естественное освещение, т.к. большие объемы оборудования находятся ниже уровня земли или в глубине машинного зала. На ТЭС предусматривается:

- искусственное освещение;
- естественное;
- совмещенное.

Для освещения помещений применяются:

- газоразрядные;
- люминесцентные;
- металлогенные;
- натриевые;
- ксеноновые.

В соответствии с [20] взаимосвязь нормируемых параметров освещения с характеристиками зрительных работ для работника турбинного цеха представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Взаимосвязь нормируемых параметров естественного и искусственного освещения с характеристиками зрительных работ в ТЦ [20].

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы, %	Освещенность на рабочей поверхности от системы общегоискусственного освещения, лк	Средний КЕО при верхнем или верхнем и боковом освещении, %	Минимальный КЕО приборном освещении, %
Различение объектов при фиксированной линии зрения							
Высокой точности	0,3–0,5	Б	1	□ 70	300	3,0	1,2
			2	□ 70	200	2,5	1,0
Обзор окружающего пространства							
Средняя насыщенность	–	Д	–	–	200	2,5	0,7
Общая ориентировка в пространстве интерьера							
Малое скопление людей	–	Ж	2	–	50	–	–
Общая ориентировка в зонах передвижения							
Малое скопление людей	–	3	2	–	20	–	–

6.3 Экологическая безопасность

Появление электричества открыло новую страницу в развитии промышленности, но оно имеет обратную сторону – немалое влияние на окружающую среду. Воздействие электростанций на окружающую среду нельзя определить однозначно. Степень его будет зависеть от разных параметров энергообъекта, но в первую очередь – от его типа. Печальными лидерами по степени негативного воздействия остаются тепловые электростанции. Учитывая тот факт, что практически 63,2% всей электроэнергии вырабатывается на

электростанциях этого типа, актуальность вопросов минимизации наносимого вреда и проведения комплексных природоохранных предприятий не вызывает сомнения.

6.3.1 Анализ влияния объекта на окружающую среду

Теплоэлектростанции оказывают значительное негативное воздействие на состояние всех элементов окружающей природной среды. Это, прежде всего, химическое загрязнение, связанное со значительными выбросами в атмосферу таких загрязнителей, как оксиды азота, углерода, диоксид серы, зола. Одним из наиболее токсичных газообразных выбросов энергоустановок является сернистый ангидрид – SO_2 . Он составляет примерно 99% выбросов сернистых соединений (остальное количество приходится на SO_3). Его удельная масса – 2,93 кг/м³, температура кипения – 1950С. Продолжительность пребывания SO_2 в атмосфере сравнительно невелика [26]

Он принимает участие в каталитических, фотохимических и других реакциях, в результате которых окисляется и выпадает в сульфаты. В присутствии значительных количеств аммиака NH_3 и некоторых других веществ время жизни SO_2 исчисляется несколькими часами. В сравнительно чистом воздухе оно достигает 15 – 20 суток. В присутствии кислорода SO_2 окисляется до SO_3 и вступает в реакцию с водой, образуя серную кислоту.

Загрязнение гидросферы органическими и взвешенными веществами, поступающими со сточными водами; различные виды физических воздействий, таких как тепловое и акустическое. Кроме того, деятельность теплоэлектростанций связана с образованием большого количества отходов различных классов опасности, значительную часть которых составляют золошлаковые отходы (ЗШМ).

При сжигании угля на тепловых электростанциях (ТЭС) образуется большое количество золошлаковых отходов (ЗШО), оказывающих негативное влияние на все компоненты окружающей природной среды. Из числа самых главных экологических проблем, возникающих при образовании и размещении

ЗШО, выделяют следующие: накопление токсичных элементов в продуктах сжигания угля; расположение золошлакоотвалов (далее золоотвалов) вблизи больших городов (а нередко в черте города); поступление (выброс) токсичных микроэлементов в атмосферный воздух, загрязнение окружающей среды прилегающего района; загрязнение токсичными элементами, тяжелыми металлами поверхностных и подземных источников, земли, почвы при складировании и хранении золошлаковых материалов на золоотвале (золошлакоотвале); отчуждение больших территорий с целью строительства золоотвалов для размещения ЗШО: использование в большинстве ТЭС технологического оборудования, не отвечающего требованиям экологической безопасности; низкий процент утилизации ЗШО в качестве товарной продукции [26].

6.3.2 Мероприятия по защите окружающей среды

Чтобы сократить существенно выбросы двуокиси серы на электростанциях можно, выполняя мероприятия:

- 1) предварительным извлечением серы механическим или химическим обогащением топлив на специализированных предприятиях;
- 2) связывание окислов серы в процессе сжигания топлива в кипящем слое;
- 3) очистка дымовых газов от SO_2 химическим путем (сухой, полусухой и мокрый методы нейтрализации окислов серы), сутью которой является ввод в дымовые газы веществ, связывающих оксиды серы.

Все эти способы требуют больших капитальных вложений, усложняют эксплуатацию и требуют сооружение рядом с котельным цехом дорогого и сложного химического цеха.

Причиной образования окиси углерода CO является нехватка кислорода для полного окисления углерода в CO_2 . Режимные меры в эксплуатации сводятся к поддержанию оптимального избытка воздуха.

Окись азота при горении топлив имеет 2 степени окисления – NO и NO₂. Двуокись азота сильно токсична и образуется за счет доокисления NO при длительном пребывании в зоне высоких температур в топке. Основную интенсифицирующую роль в окислении азота играют образование атомарного кислорода при высокой температуре (выше 15500С), высокая концентрация кислорода и длительное пребывание горючих в зоне горения. Меры по борьбе с интенсивным образованием окислов азота: поддержание температур в зоне активного горения топлива не выше 1500 – 15500С; поддержание на невысоком уровне избытков воздуха в горелках; каталитическое восстановление [26].

Для снижения вредного воздействия дымовых газов на живые организмы применяется самый простой метод – рассеивание газов на большом радиусе вокруг электростанций из высоких дымовых труб. На мощных электростанциях России и за рубежом в настоящее время сооружаются дымовые трубы высотой 240 и 320 м. В перспективе рассматривается возможность создания труб высотой 400 и 500 м, однако с увеличением высоты резко возрастает стоимость труб. Рассеивание в атмосфере выбросов из дымовых труб нормировано предельно допустимыми концентрациями содержания вредных веществ в атмосферном воздухе, замеряемых на уровне дыхательных органов человека (1,5 м). Следует отметить, что газообразное топливо более экологично по сравнению с твердым и жидким так как при его сгорании отсутствуют твердые частицы. Основной экологической задачей ТЭС является поддержание концентрации вредных веществ в выбросах на уровне, меньшем или равном предельно допустимой концентрации.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможными ЧС в производственном помещении являются поражение электрическим током и пожар.

Пожарная профилактика представляет собой комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращении пожара, ограничение его распространения, а также создание

условий для успешного тушения пожара. Для профилактики пожара чрезвычайно важна правильная оценка пожароопасности здания, определение опасных факторов и обоснование способов и средств пожар предупреждения и защиты.

Одно из условий обеспечения пожаробезопасности – ликвидация возможных источников воспламенения.

В производственном помещении источниками воспламенения могут быть неисправное электрооборудование, неисправности в электропроводке, электрических розетках и выключателях.

Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неисправности, проводить плановый осмотр и своевременно устранять все неисправности и неисправные электроприборы.

В целях уменьшения вероятности возникновения пожара вследствие короткого замыкания необходимо, чтобы электропроводка была скрытой.

В летний период во время грозы возможно попадание молнии вследствие чего возможен пожар. Во избежание этого рекомендуется установить на крыше здания молниеотвод.

В случае возникновения пожара необходимо отключить электропитание, вызвать по телефону пожарную команду, эвакуировать людей из помещения согласно плану эвакуации и приступить к ликвидации пожара огнетушителями.

При наличии небольшого очага пламени можно воспользоваться подручными средствами с целью прекращения доступа воздуха к объекту возгорания.

На случай возникновения ЧС производственные помещения должны быть оснащены планами эвакуации. План эвакуации (ПЭ) согласно ГОСТ Р 12.2.143-2009 – документ в котором указываются, эвакуационные, аварийные пути, выходы, определяются алгоритм действий при любом ЧП в т.ч. пожаре. Также на ПЭ обозначается размещение огнетушителей.

К организационным мероприятиям относится проведение противопожарного инструктажа раз в год. Необходимо знать план эвакуации на случай ЧС [26].

Технические мероприятия предполагают монтаж и эксплуатацию электроустановок в соответствии с правилами устройства электроустановок. Обязательным является наличие противопожарной сигнализации, которая при срабатывании осуществит оперативное оповещение людей о необходимости эвакуации. Помещение должно быть оборудовано такими противопожарными средствами, как огнетушители. Углекислотные огнетушители ОУ-2 предназначены для тушения загораний различных веществ, за исключением тех, горение которых происходит без доступа воздуха, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Порошковые огнетушители ОП-10 предназначены для тушения нефтепродуктов, электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В.

К режимным мероприятиям относятся запрет курения в лаборатории. Эксплуатационные мероприятия заключаются в том, что при обнаружении дефектов в изоляции приборов, неисправности пускателей, вилок, розеток, а также заземления следует оперативно уведомить об этом ответственное лицо за противопожарное состояние лаборатории. Все неисправности, касающиеся электрооборудования, должны устраняться исключительно специалистом-энергетиком. Запрещается ремонтировать и переносить включенные электрооборудование, находящееся под напряжением.

Порядок действий в случае возникновения ЧС [26]:

- выключить электрооборудование;
- отключить вентиляцию (при наличии);
- немедленно сообщить о случившемся по телефону в пожарную охрану – 01, 101, 112 (необходимо сообщить адрес объекта, место возникновения пожара, свою фамилию);

- немедленно сообщить о случившемся по телефону в пожарную охрану – 01, 101, 112 (необходимо сообщить адрес объекта, место возникновения пожара, свою фамилию);
- принять меры по ликвидации очага возгорания при помощи первичных средств пожаротушения;
- при необходимости удалить с места возгорания горючие вещества и материалы

Современная система электробезопасности обеспечивает защиту от поражения в двух наиболее вероятных и опасных случаях:

- при прямом прикосновении к токоведущим частям электрооборудования;
- при косвенном прикосновении.

Под косвенным прикосновением понимается прикосновение человека к открытым проводящим частям оборудования, на которых в нормальном режиме (исправном состоянии) электроустановки отсутствует электрический потенциал, но при каких-либо неисправностях, вызвавших нарушение изоляции или ее пробой на корпус, на этих частях возможно появление опасного для жизни человека потенциала.

Для защиты от прямого прикосновения к токоведущим частям применение ограждений и оболочек, установка барьеров, размещение вне зоны досягаемости, устройства защитного отключения (УЗО).

Для защиты от косвенного прикосновения применяются: УЗО и защитное зануление.

Даже если при электропоражении работающий внешне сохранил формат нормального самочувствия, он должен быть осмотрен врачом с заключением о состоянии здоровья, т.е. пострадавшему должна быть обеспечена скорая медицинская помощь. Предварительно пострадавший должен быть освобожден от действия электрического тока. Если при этом отключить напряжение быстро невозможно, освобождение от электричества пострадавшего необходимо производить, изолировав себя диэлектрическими перчатками или галошами. При

необходимости перерезать провода (каждый в отдельности) инструментом с изолированными ручками. Если есть необходимость (при потере сознания, остановке сердца и т.п.) оказания первой помощи, то до прибытия медработника необходимо начать делать: наружный массаж сердца, искусственное дыхание.

Приложение 1

Расчет искусственного освещения в помещении БЩУ

Порядок расчета:

- Выбор системы освещения (общая, местная, комбинированная);
- Выбор типа светильников;
- Определение количества светильников;
- Определение мощности источников света.

Существуют комбинированная и общая системы освещения. Система общего освещения экономичнее и в гигиеническом отношении предпочтительнее, так как она позволяет создать более благоприятное распределение яркостей в поле зрения. Поэтому для данного помещения выбираем систему общего равномерного освещения. Выбор типа светильников осуществляется исходя из требований экономичности, безопасности эксплуатации, удобства обслуживания и требуемой точности выполняемой работы. Также при выборе типа светильников следует учитывать светотехнические требования, экономические показатели и условия среды.

Учитывая размеры помещения и коэффициенты отражения, выбираем двухламповые светильники с защитной решёткой типа ШОД-2 (длина – 1200мм, ширина – 600 мм, КПД=85%), предназначенные для использования в нормальных помещениях с хорошим отражением потолка и стен.

Размещение светильников в помещении определяется следующими размерами:

- Высота помещения ($H=2,5$ м);
- Высоту рабочей поверхности над полом принимаем равной: $h_p=0,75$

м.

Расчетная высота светильника над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_p = 2,5 - 0,75 = 1,75 \text{ м.}$$

Для создания благоприятных условий на рабочем месте, для борьбы со слепящим действием источников света введены требования ограничения наименьшей высоты светильников над полом. Для двухламповых светильников типа ШОД это расстояние составляет 2,5 м.

Расстояние между светильниками (максимальное):

$$L = \lambda \cdot h = 1,2 \cdot 1,75 = 2,1 \text{ м,}$$

где λ – интегральный критерий оптимальности расположения светильников.

Оптимальное расстояние от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным:

$$\frac{L}{3} = \frac{2,1}{3} = 0,7 \text{ м.}$$

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду установим два светильника типа ШОД (длина – 1,2 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 1,4 и 1,2 м. На рисунке 2 изображен план помещения и размещение в нем светильников.

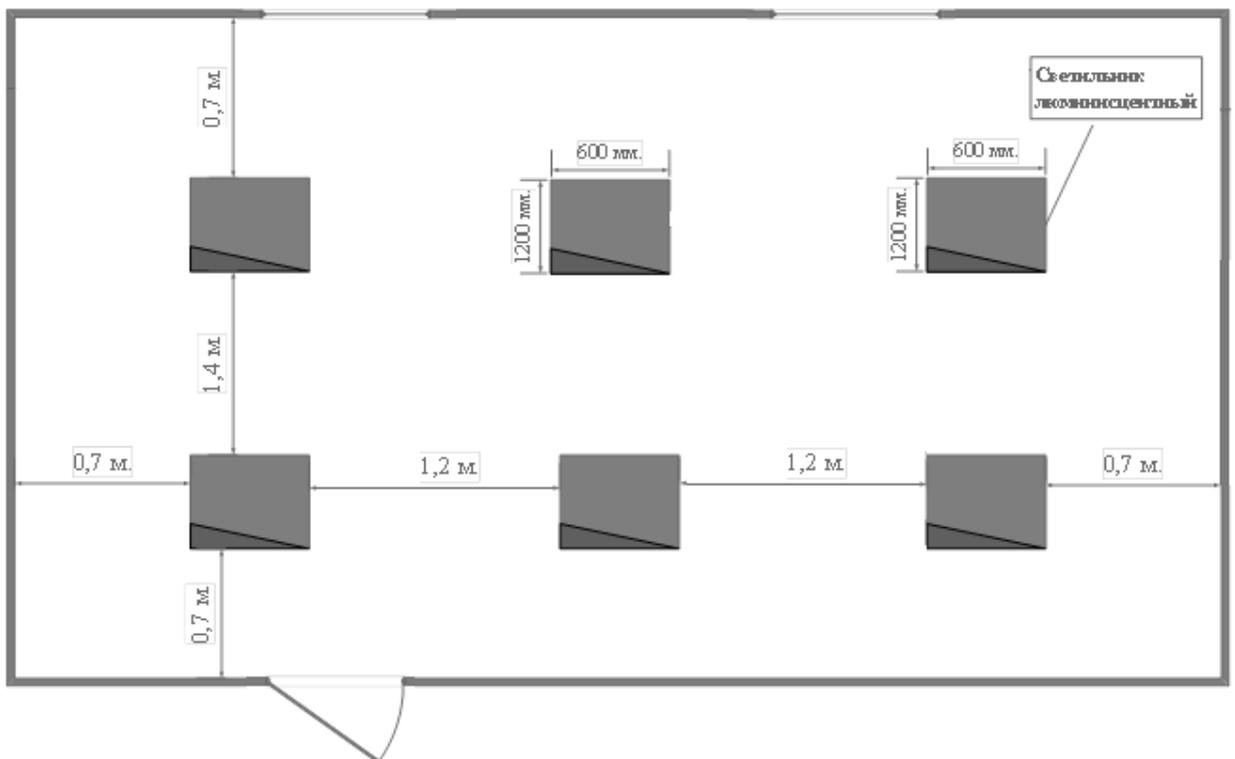


Рисунок 2 – План помещения и размещения светильников

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении: $n = 12$.

Находим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h(A + B)} = \frac{22,4}{1,75 \cdot (5,6 + 4)} = 1,3,$$

где S – площадь освещаемого помещения, m^2 ;

A – длина помещения, m ;

B – ширина помещения, m .

Используя индекс помещения, определяем коэффициент использования светового потока: $\eta = 0,48$.

Световой поток лампы накаливания или группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{n \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 22,4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{12 \cdot 0,48} = 1925 \text{ Лм},$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость, $Лк$;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и прочее, т.е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли;

Z – коэффициент неравномерности освещения (для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1);

n – число светильников.

Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛТБ 40 Вт с потоком 2850 Лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд} - \Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.станд}} \cdot 100\% \leq +20\%.$$

Получаем:

$$-10\% \leq 0,18\% \leq +20\%$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 12 \cdot 40 = 480 \text{ Вт}.$$

Заключение

В данном дипломном проекте рассмотрена возможность совершенствования схемы отпуска теплоты Томской ТЭЦ-3 путем использования пара производственного отбора.

Необходимость реконструкции обусловлена удорожанием тепла отпускаемого от ТЭЦ. Разработка и внедрение новой турбины позволяет получить дополнительный эффект, который сказывается на тарифах на тепловую и электрическую энергию.

В качестве основного оборудования выбрана турбина типа Т-35/55- 1,6. Электрическая мощность станции увеличивается за счет новой турбины при относительно невысоких капитальных затратах, т. к. не требуется установка новых энергетических котлов.

В результате проведённых расчётов и условий установки турбины целесообразно применять давление 0,15 МПа для оптимального расхода условного топлива и максимально возможной выработки электроэнергии из предложенных вариантов расчета.

Такое решение поставленной задачи является, несомненно, экономически выгодным и могло бы иметь практическую значимость, поскольку позволяет достичь желаемого результата с привлечением минимальных затрат и по трудоемкости проводимой реконструкции, и по материальным ресурсам.

Список используемых источников

1. Трухний А. Д., Ломакин Б. В. «Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Учебное пособие для вузов» - М.; Издательство МЭИ, 2002г.
2. Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции» - М.: Энергоатомиздат, 1987г.
3. Григорьев В. А., Зорин В. М. «Тепловые и атомные электрические станции. Справочник» - М.: Энергоатомиздат, 1989г.
4. Ривкин С. Л., Александров А. А. «Теплофизические свойства воды иводяного пара» - М-Л.: Энергия, 1969г.
5. СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология и геофизика».
6. Галашов Н. Н. «Тепломеханическое и вспомогательное оборудование электростанций: учебное пособие» - Томск; Издательство ТПУ, 2010г.
7. Соколов Е. Я. «Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов» -М.; Издательский дом МЭИ, 2006г.
8. Плетнев Г. П. «Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов» - М.: Энергоиздат, 1981г.
9. Волощенко А. В., Горбунов Д. Б. «Проектирование систем автоматического контроля и управления». Томск. - Изд-во ТПУ, 2007г.
10. Качан А. Д. «Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций: Учебное пособие для специальности «Тепловые электрические станции»» - Мн.: Высш. школа, 1978г.
11. Гаврикова Н.А., Тухватулина Л.Р., Видяев И.Г., Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие. – М.: Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.
12. Приказ ФАС России от 18.12.2018 № 1264/15 «Об утверждении цен(тарифов) на электрическую энергию (мощность),
13. Тепловые электрические станций: Дипломное проектирование:

Учебное пособие для вузов/А.Т.Глюкоза, В.А. Золотерова, А.Д. Качан. Под.общ. ред. А.М. Леонкова, А.Д. Качана. – М.: Выш.шк., 1990. -336 с.: ил.

14. Должностная инструкция машиниста-обходчика по турбинному оборудованию, Томская ТЭЦ-3, 2015 г.

15. РД 34.03.251-93 «Типовая инструкция по охране труда для машиниста-обходчика по турбинному оборудованию».

16. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 01.05.2016) «О специальной оценке условий труда»

17. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

18. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 01.05.2016) «О специальной оценке условий труда».

19. Типовая инструкция по охране труда при проведении электрических измерений и испытаний /Межотраслевые типовые инструкции / ТИ Р М-074-2002 (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL: <http://aquagroup.ru/normdocs/2200/> (дата обращения: 09.04.2021).

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

21. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

22. СанПиН 2.2.4.548–96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»; Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополненное, с исправлениями, 2002.

23. СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».

24. ГОСТ 12.1.003–83 «Шум. Общие требования безопасности»;

25. ГОСТ 12.1.012–90 «Вибрационная безопасность»;

26. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изменениями и дополнениями).

Приложение А

(обязательное)

Раздел

Improvement of the heat supply scheme at Tomsk thermal power plant by using production steam

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Сапов Глеб Станиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, НОЦ И.Н. Бутакова	Матвеев Александр Сергеевич	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шатохина Анастасия Олеговна	к.ф.н.		

1. The family of turbines ТП-115/125-130

This family of turbines is intended for technical re-equipment of power stations through their extension or replacement of obsolete turbines rated at 25, 50 and 100 MW. The turbines can be installed at newly constructed power stations as well. The family of turbines ТП-115/125-130* has been developed on the basis of the turbine T-110/120-130-5. However, taking into account that the turbines of this family are installed in turbine hall of existing power stations, they are framed in two cylinders and have a simplified regenerative system (one HPH and one LPH are removed), one condenser instead of two condensers, and lower flow rate of cooling water.

Since boiler equipment is usually replaced later than turbines, the turbines of this family can continuously operate (if so stated in the order) on live steam with $p_0=90$ kgf/cm² (8.8 MPa) and $t_0=535^\circ\text{C}$ with subsequent change-over to live steam with $p_0=130$ kgf/cm² (12.8 MPa) and $t_0=555^\circ\text{C}$ when required.

The family comprises three models: ТП-115/125-130-1M, ТП-115/125-130-2M, and ТП-115/125-130-3. In addition to the main heating steam extractions, all the three turbines provide limited auxiliary steam extraction (indexed with small Russian letter “П”).

If the turbines type ТП-115/120-130 are installed at operating power stations, thermal loads of the turbine are generally well known and therefore the most suitable modification (model) of the turbine can be selected for particular power station conditions.

Parameter	Modification		
	Tn-115/125-130-1MO	Tn-115/125-130-2MO	Tn-115/125-130-3
Power, MW:			
nominal	115*	115*	115*
maximum	125	125	125
at condensing conditions	115	125	125
Live steam flow rate, t/h:			
nominal	490	490	490
maximum	500	500	500
Live steam parameters:			
pressure, kgf/cm ² (MPa)	130 (12.8)	130 (12.8)	130 (12.8)
temperature, °C	555	555	555
Thermal load:			
process steam extraction, t/h:			
nominal	70	70	70
maximum	70	70	70
Heating steam extraction, GCal/h:			
nominal	180	180	160
maximum	185**	185**	185**
ditto, with HPH's turned off	210	210	210
Extraction pressure adjustment range, kgf/cm ² :			
process steam extraction	12-18	12-18	12-18
upper heating steam extraction	0.6-2.5	0.6-2.5	0.6-2.5
lower heating steam extraction	0.5-2.0	0.5-2.0	0.5-2.0
Last stage blade length, mm	550	660	940
Number of stages:			
HPC	9	9	9
LPC	16	16	17
Cooling water:			
design temperature, °C	27	27	20
design flow rate, m ³ /h	8,000	13,500	13,500
Condenser cooling surface area, m ²	3,100	6,000	6,000
Regenerative system structural formula	2HPH+D+3LPH	2HPH+D+3LPH	2HPH+D+4LPH
Design temperature of feed water, °C	228	228	228

Figure A.1 - Basic characteristics of the turbines type Тп-115/125-130 [1]

For example, the turbine indexed “1” having the last stage blades 550 mm long is appropriate in the case of large thermal loads (small steam flow rates in the condenser), which are preserved, to a certain extent, in summer period. Such usage is appropriate because this turbine is most efficient under large thermal loads (low losses at the blades of the low-pressure section): it requires only 8000 m³/h cooling water and can operate under the thermal regime with the built-in condenser bank being cooled either with make-up or heating-system water. However, at low thermal load and, all the more so, under straight-condensing conditions, this turbine is inferior to the other turbines in efficiency. Note also that the condensing power of the turbine is limited to 115 MW.

The turbine indexed “2” has the last stage blades 660 mm long. It is less efficient than the turbine indexed “1” under full thermal load but is more profitable under small thermal loads and under straight-condensing conditions. The condensing power of the turbine “2” is 125 MW. The cooling water flow rate is 13,500 m³/h. When working under the thermal regime, only make-up water can be passed through the built-in bank (system water is excluded).

The design temperature of cooling water of the turbines “1” and “2” is 27 °C. The turbine indexed “3” is equipped with last stage blades 940 mm long. The turbine is fit for continuous operation under straight condensing conditions. Here its efficiency approximates efficiency of turbines of T-110-130 family. The design temperature of cooling water is 20°C. Basic characteristics of the turbines ТП- 115/125-130 group are given in Table 1 and Table 2 for the steam pressure $p_0= 130 \text{ kgf/cm}^2$ (12.8 MPa) and $p_0= 90 \text{ kgf/cm}^2$ (8.8 MPa) respectively. See also the note for the turbine T-120/130-12,8.

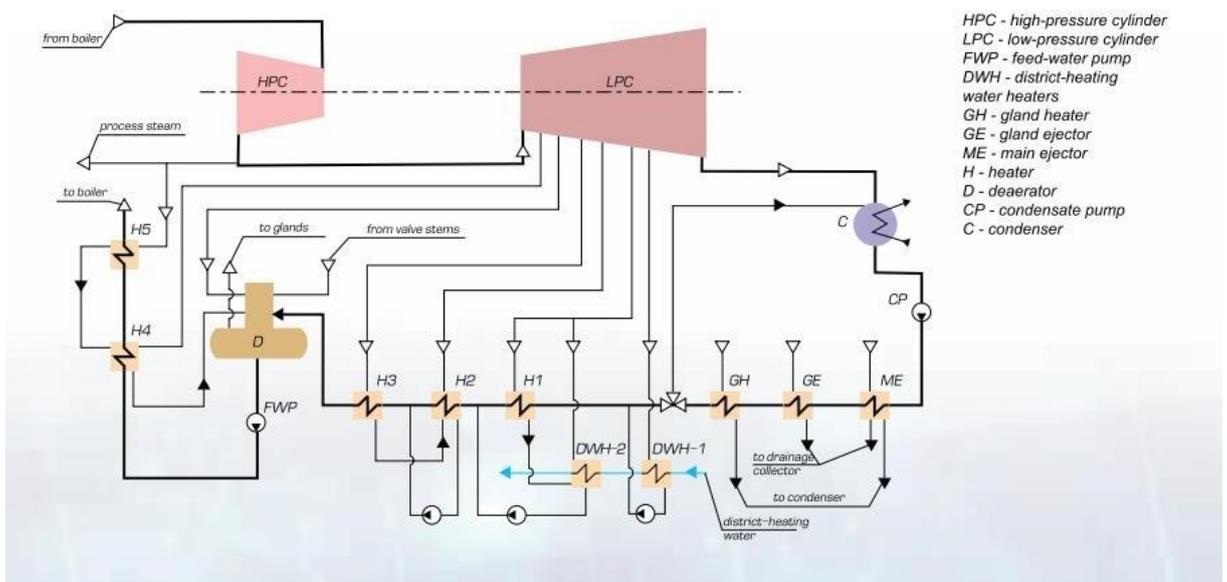


Figure A.2 - Basic flow diagram of turbine plant with turbine ТП-115/125-130 [1]

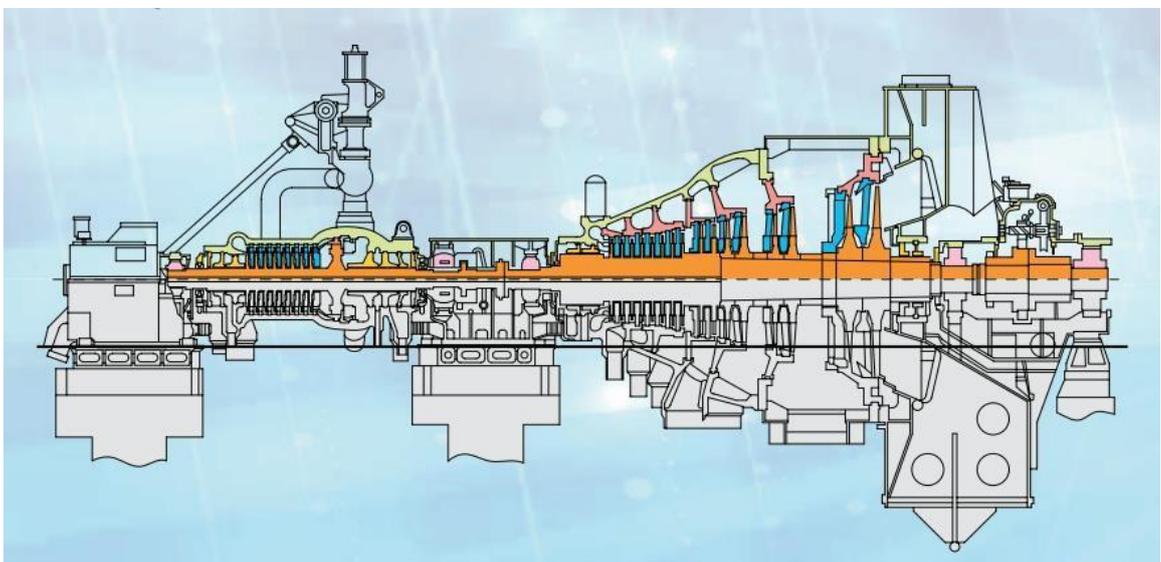


Figure A.3 - Turbine longitudinal section view ТП-115/125-130 [1]

2. Turbines rated at 30-60 MW

The turbines rated at 30-60 MW are installed at power plants of medium- and small-size cities and towns. The turbines type T-60/65-130, IIT-50/60-130/7, T-50-130-6 (rotational speed of 3600 RPM) and P-40-130/31 form, together with the turbine T-100-130, a single group united by common principal and design approaches. The turbines type T and IIT have the two stage heating of heating system water. The pressure at the heating and process steam extractions is maintained with the help of regulating revolving diaphragms installed in the LPC. The turbines types T and IIT are housed in two cylinders. The turbine type P is a single-cylinder unit. The turbine type P-40-130/31 has the following parameters of the live steam: $p_0 = 130 \text{ kgf/cm}^2$ (12.8 MPa) and $t_0 = 555 \text{ }^\circ\text{C}$. The maximum steam flow rate is 470 t/h, the nominal power is 40 MW, and the nominal back-pressure equals 31 kgf/cm².

The turbines type IIT-30/35-90/10 and its modification IIP-30/35-90/10/1,2 have been designed. They have single-cylinder design and the single-stage heating of heating-system water. The pressure at the heating and process steam extractions is maintained with regulating revolving diaphragms.

The turbine IIT-30/35-90/10 can be installed instead of BIIT-25-4 and BIIT-25-3 turbines, after expiry of their service life, on the existing foundation.

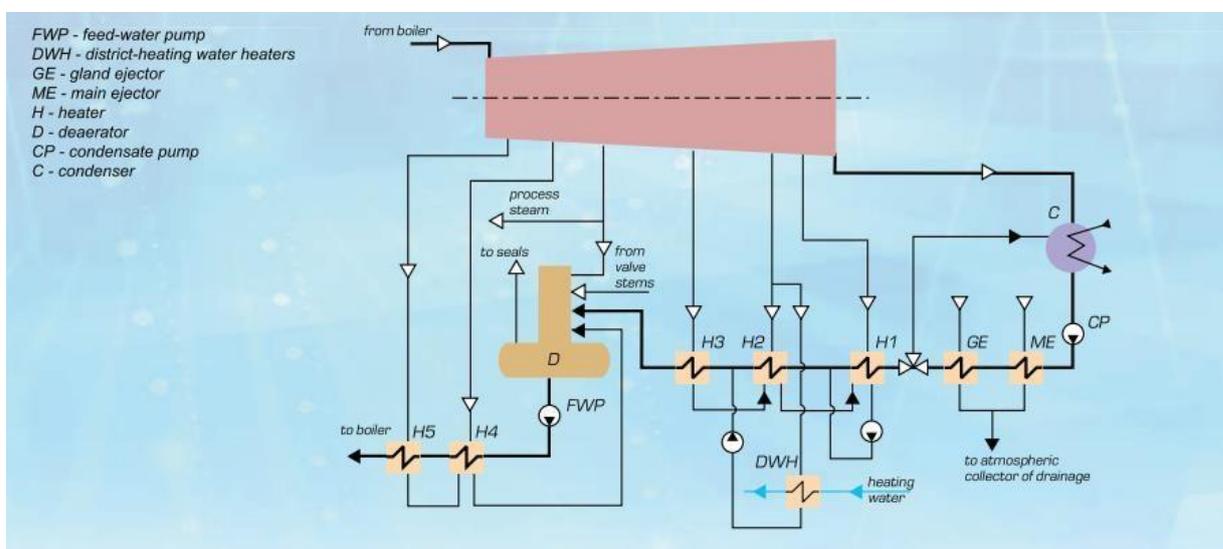


Figure A.4 - Basic flow diagram of turbine plant with turbine Tπ-30/35-90/10 [1]

Parameter	Modification						
	T-50-130-6M	T-60/65-130-2M	ПТ-50/60-130/7-2M	T-50/60-8,8	ПТ-30/35/90/10-5M	ПТ-30/35/90/10/1,2	ПТ-40/50-90/13
Power, MW:							
nominal	50	60	50	50	30	30	40
maximum	60	65	60	60	35	35	50
at condensing conditions	50	65	50	60	30	-	50
Rotor speed, RPM	3600	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Live steam flow rate, t/h:							
nominal	245	280	274	246	190	190	238
maximum	255	300	300	255	240	240	
Live steam parameters:							
pressure, kgf/cm ² (MPa)	130 (12.8)	130 (12.8)	130 (12.8)	90 (8.8)	90(8.8)	90 (8.8)	90 (8.8)
temperature, °C	555	555	555	535	535	535	535
Thermal load:							
process steam extraction, t/h:							
nominal	-	-	118	97	83	83	64
maximum	-	-	160	101	160	160	160
Heating steam extraction, GCal/h:							
nominal	90	100	40	97	63*	72*	115
maximum	90	105	60	101	92*	100*	130*

Figure A.5 - Basic characteristics of turbines rated at 30-60 MW [1]

3. The family of turbines T-120/130-130

The family consists of the base turbine T-110/120-130-5M* and its four modified versions: T-116/125-130-7M, T-120/130-130-8M, T-120/130-130-12,8 and TP-110-130 (back-pressure). The turbines of this family are intended for newly constructed or extended power stations serving large or medium-size cities. Considering that the thermal load of these power stations is often uncertain or is not provided during initial years of operation, the T-100 turbine has been designed as a partially universal one: it operates rather efficiently both under various thermal loads and at straight-condensing conditions. The turbine can run at thermal schedule regimes (with back-pressure) when the built-in condenser banks are cooled with makeup or heating system water. It has a rather developed low-potential section, a condenser group with an optimal flow rate of cooling water, and a developed regenerative system. Many advanced approaches worked out for extraction turbines have been realized in the turbine. It has been constantly improved and has passed five modernizations (index “5”). Thanks to the above merits, the turbines of T-110/120-130 family have been

produced on the largest scale ever known: today these turbines run to over two hundred in number.

The modified versions differ from the base turbine in the flow rate of live steam and, correspondingly, in nominal power and thermal load. Besides, the turbine TP-110-130 has neither LPC nor condenser group. In the currently produced turbines of the family, the double-row regulating stage has been replaced by the single-row stage. Design of the HP cylinder has been changed as well. Turbines with the single-row regulating stage bear the index “O” at the end of their designation. The single-row regulating stage enhances efficiency of the turbines in operating conditions, which are close to design ones, i.e. when the turbines operate in base-load conditions. The same solution can be applicable to turbines ТП-115. All the four turbines of the family offer two-stage heating of the heating-system water.

The extraction steam pressure of the first three turbines is maintained with regulating diaphragms installed in each flow of the LPC, while in the fourth turbine the pressure is controlled by moving regulating valves of the high-pressure section. The turbines are made as single-shaft three-cylinder units, except for TP-110-130 that is made as a single-shaft two-cylinder unit.

Parameter	Modification			
	T-110/120-130-5MO	T-116/125-130-7MO	T-120/130-130-8MO	TP-110-130
Power, MW:				
nominal	110	116	120	112
maximum	120	125	130	114
at condensing conditions	120	120	130	-
Live steam flow rate, t/h:				
nominal	480	495	515	480
maximum	485	510	520	485
Live steam parameters:				
pressure, kgf/cm ² (MPa)	130(12.8)	130(12.8)	130(12.8)	130(12.8)
temperature, °C	555	555	555	555
Thermal load: Heating steam extraction, GCal/h:				
nominal	175	184	188	185
maximum	184	193	197	200
Extraction pressure adjustment range, kgf/cm ² :				
upper heating steam extraction	0.6-2.5	0.6-2.5	0.6-2.5	0.6-2.5
lower heating steam extraction	0.5-2.0	0.5-2.0	0.5-2.0	0.5-2.0
Last stage blade length, mm	550	550	550	375
Number of stages:				
HPC	9	9	9	9
IPC	14	14	14	14
LPC	2x2	2x2	2x2	-
Cooling water:				
design temperature, °C	20	20	20	-
design flow rate, m ³ /h	16,000	16,000	16,000	-
Condenser cooling surface area, m ²	6,200	6,200	6,200	-
Regenerative system structural formula	3HPH+D+4LPH	3HPH+D+4LPH	3HPH+D+4LPH	3HPH+D+3LPH
Design temperature of feed water, °C	234	234	236	232

Figure A.6 - Basic characteristics of the turbines type T-110/120-130 [1]

4. The family of turbines ТП-140/165-130/15

The family includes the basic turbine ТП-140 / 165-130 / 15-2* and its modification - ТП-140 / 165-130 / 15-3. Turbines of this family are intended for installation at large industrial heating CHP plants with a high production load. The basic turbine has 830 mm long last stage rotor blades and is designed for a cooling water temperature at the condenser inlet of 20 ° C. The turbine modification with the index "3" has the last stage rotor blades 660 mm long and the design temperature of the cooling water at the condenser inlet is 27 ° C. Both turbines have two heating steam extractions with the installation of a control diaphragm to maintain the pressure in the extraction chambers. The pressure in the main production bleed from the exhaust of the HPC is maintained by control valves installed at the inlet to the HPC. Additional steam extraction is provided for production needs with a pressure of 25-35 kgf / cm², which is maintained behind the control valve on the extraction line. The turbines are single-shaft in two cylinders.

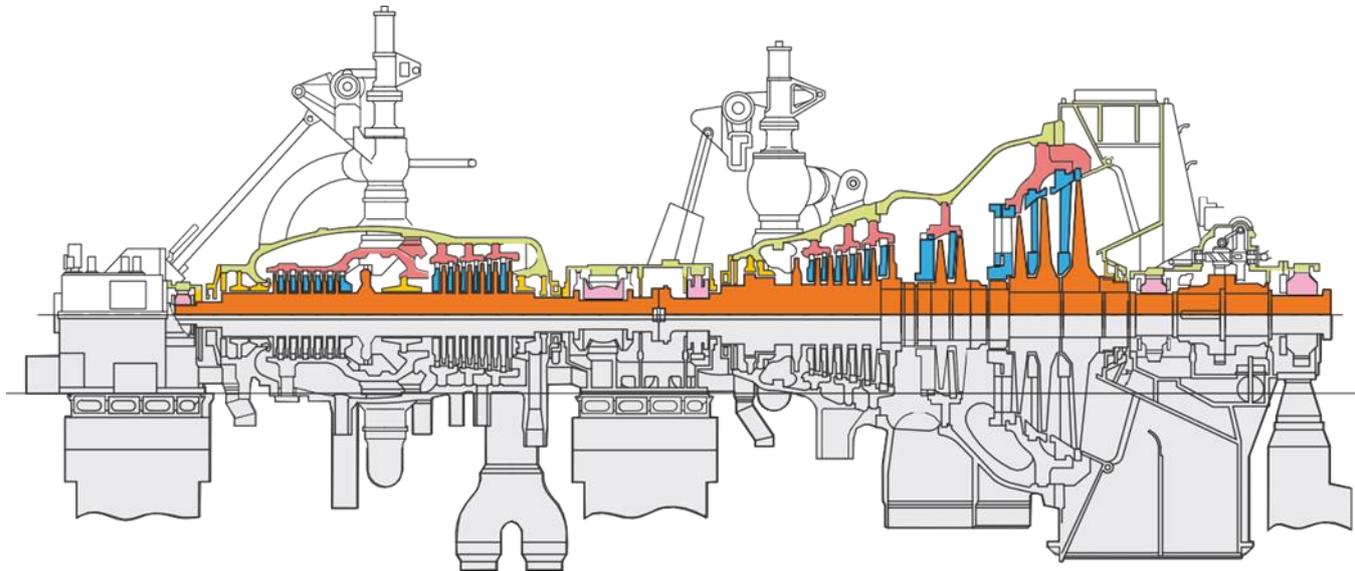


Figure A.7 – Turbine longitudinal section view ПТ-140/165-130/15-3 [1]

Upon the analysis of different types of turbines, the following conclusions were made.

Firstly, UTZ developed packages for the whole turbine product line allows to extend their service life by 200 000 h and increase the cost effectiveness and reliability of equipment. In the process of research, the choice was made in favor of low-power turbines. Secondly, advantages of these turbines are as follows: ПТ-30/35-90/10 can be installed on the existing foundation to replace service life-expired turbines БИТ-25-4 and БИТ-25-3. The turbines type Т and ПТ have the two-stage heating of heating system water. The pressure of process steam extractions is maintained by means of revolving regulating diaphragms installed in the LPC. The turbines types Т and ПТ are of two-cylinder design. The turbine ПТ-30/35-90/10 has no condensing plant (condenser, circulating and condensate pumps) and does not require circulating water supply. As a result, the thermal circuit of the power plant is simplified, the cost is reduced, and the labor input to the manufacture and installation of the turbine plant is lowered. However, the turbine can operate continuously only if an all-year-round thermal (heating) load is provided.

References

1. Catalog of steam turbines by UTZ (electronic resource). URL: <http://www.utz.ru/customer/catalog/parovye-turbiny/turbiny-dlya-tets/> (date of the application: 09.05.2021).

Приложение Б

Расчет тепловой схемы после реконструкции (ПТ-140/160-130/15+Т-35/55-1,6)

Турбина Т-35/55-1,6

1. Начальные параметры:

Давление пара – $P_0 = 1,63$ МПа;

Температура пара – $t_0 = 285$ °С;

2. Пределы изменения давления в регулируемом отборе:

$P_{пр} = 0,05 \div 0,25$ МПа;

3. Расход пара на турбину – $D_0 = 330$ т/ч = 91,7 кг/с;

4. Номинальная тепловая нагрузка – $Q_T = 140$ Гкал/ч.

1. Построение процесса расширения пара в турбине Т-35/55-1,6

1. Определяется точка 0 с заданными параметрами пара перед стопорным клапаном турбины $P_0 = 1,63$ МПа, $t_0 = 285$ °С и энтальпия

$$h_0 = 2984,4 \text{ кДж/кг.}$$

2. Определяется точка О' за стопорными и регулирующими клапанами турбины на пересечении энтальпии h_0 с давлением P'_0 . P'_0 меньше P_0 на величину потери от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующих (РК) и определяется как:

$$P'_0 = 0,96 \cdot P_0 = 0,96 \cdot 1,63 = 1,565 \text{ МПа}$$

3. Определяется давление пара за турбиной $P_{пр} = 0,25$ МПа и точка 1t в конце изэнтропийного процесса расширения пара в турбине:

$$h_{1t} = 2617,5 \text{ кДж/кг}$$

Располагаемый теплоперепад турбины:

$$H_0 = h_0 - h_{1t} = 2984,4 - 2617,5 = 366,9 \text{ кДж/кг}$$

Действительный теплоперепад турбины:

$$H_i = H_0 \cdot \eta_{0i} = 366,9 \cdot 0,8 = 293,5 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия $h_{пр} = h_0 - H_i = 2984,4 - 293,5 = 2690,9$ кДж/кг на пересечении с $P_{пр} = 0,25$ МПа дает точку 1 в конце действительного процесса в турбине.

Таблица 1 - Параметры пара, воды и конденсата.

Элементы тепловой схемы	Пар в отборе		Пар в подогреват.	Дренаж греющего пара		Сетевая вода		
	$P_{отб}$	h	$P_{п}$	$t_{н}$	h'	$t_{пв}$	$P_{пв}$	$h_{пв}$
	МПа	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	МПа	°С	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	°С	МПа	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$
ПБ	0,25	2690,9	0,238	125,8	528,5	120	1,0	504,4

1.2. Расчет схемы отпуска теплоты

Отпуск теплоты от ТЭС осуществляется паром и горячей водой. Пар отпускается промышленным потребителям для технологических целей, горячая сетевая вода отпускается для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

1) Расчет сетевой подогревательной установки на расчетную температуру наружного воздуха

На ТЭС нагрев сетевой воды производится в ВСП и НСП паром из теплофикационных отборов турбины (Расчетная схема отпуска тепла представлена на рисунке А6 Приложения А).

Целью расчета схемы отпуска сетевой воды является определение расходов пара на ВСП $D_{ВСП}$ и НСП $D_{НСП}$.

Расчет этой схемы следует начать с разбивки полной тепловой нагрузки $Q_{от}$ по ступеням подогрева сетевой воды $Q_{ВСП}$, $Q_{НСП}$, учитывая, что тепловая нагрузка любого подогревателя при постоянной теплоемкости воды C_v пропорциональна нагреву воды в ней. Откуда следует, что

$$\frac{Q_{от}}{t_{пс} - t_{ос}} = \frac{Q_{ПБ}}{t_{пс} - t_{ВСП}} = \frac{Q_{ВСП}}{t_{ВСП} - t_{НСП}} = \frac{Q_{НСП}}{t_{НСП} - t_{ос}} = G_{св} \cdot C_v$$

где t_{nc} , t_{oc} – температуры прямой на входе в теплосеть и обратной на выходе сетевой воды, которые определяются по температурному графику теплосети в зависимости от температуры наружного воздуха.

Это уравнение позволяет определить $D_{ВСП}$, $D_{НСП}$ в кг/с.

Расходы греющего пара из отборов на ВСП и НСП определяются из уравнений их тепловых балансов

$$\text{ВСП: } D_{ВСП} \cdot (h_{всп} - h'_{всп}) \cdot \eta_n = Q_{ВСП}$$

$$\text{НСП: } D_{НСП} \cdot (h_{нсп} - h'_{нсп}) \cdot \eta_n = Q_{НСП}$$

где $h_{ВСП}$, $h_{НСП}$ – энтальпии греющего пара отборов;

$h'_{всп}$, $h'_{нсп}$ – энтальпии дренажей НСП и ВСП (энтальпии рассчитаны в таблице 3.1.1.1 раздела 3.1.1).

Расход сетевой воды $G_c = 736,1$ кг/с.

Тепловая нагрузка сетевых подогревателей:

$$Q_{НСП} = 736,1 \cdot 4,2 \cdot (74 - 54) = 61832 \text{ кВт}$$

$$Q_{ВСП} = 736,1 \cdot 4,2 \cdot (96 - 74) = 68016 \text{ кВт}$$

$$D_{ВСП} = \frac{68016}{(2616,4 - 427,7) \cdot 0,98} = 31,7 \text{ кДж/кг}$$

$$D_{НСП} = \frac{61832}{(2583,6 - 334) \cdot 0,98} = 28 \text{ кДж/кг}$$

Тепловая нагрузка турбины Т-35/55-1,6 $Q_T = 140$ Гкал/ч. Она складывается из тепловой нагрузки 65 Гкал/ч, необходимой для нагрева сетевой воды, проходящей через ПСГ до температуры $t_{nc} = 120^\circ\text{C}$ и тепловой нагрузки 75 Гкал/ч, необходимой для нагрева 1600 т/ч сетевой воды от 54°C до 120°C . Расходы пара на пиковые подогреватели:

$$D_{ПБ1} = \frac{G_{св} \cdot c \cdot (t_{nc} - t_{всп})}{(h_{нп} - h'_{нп}) \cdot \eta_n} = \frac{736,1 \cdot 4,2 \cdot (120 - 96)}{(2690,9 - 528,5) \cdot 0,98} = 35 \text{ кг/с}$$

$$D_{ПБ2} = \frac{G_{св} \cdot c \cdot (t_{nc} - t_{oc})}{(h_{нп} - h'_{нп}) \cdot \eta_n} = \frac{461,2 \cdot 4,2 \cdot (120 - 54)}{(2690,9 - 528,5) \cdot 0,98} = 56,7 \text{ кг/с}$$

2) Расчет отпуска пара

Расход пара из отбора равен заданному расходу пара к потребителю

$$D_{пт} \quad D_{пт} = 91,7 \text{ кг/с}$$

Возврат конденсата от потребителя:

$$D_{вк} = 73,4 \text{ кг/с}$$

$$h_{вк} = 528,5 \text{ кДж/кг}$$

1.3 Предварительная оценка расхода пара на турбину

Для расчета тепловой схемы в относительных единицах необходимо все расходы, полученные при расчете схем отпуска пара и тепла в абсолютных единицах $D_{всп}$, $D_{нсп}$, в относительные $\alpha_{всп}$ $\alpha_{нсп}$. Расход пара на турбину $D_0 = 216,7$ кг/с. можно приближенно оценить по формуле

$$\alpha_{всп} = \frac{D_{всп}}{D_0} = \frac{31,7}{216,7} = 0,1463$$

$$\alpha_{нсп} = \frac{28}{216,7} = 0,1292$$

$$\alpha_{пт} = \frac{91,7}{216,7} = 0,4232$$

$$\alpha_{вк} = \frac{73,4}{216,7} = 0,3387$$

1.4 Расчёт вспомогательных элементов тепловой схемы

К вспомогательным элементам относятся расширители и охладители продувки, испарители и конденсаторы испарителей, деаэраторы добавочной воды, охладители эжекторов и пара уплотнений.

1) Расчет расширителя непрерывной продувки

Расширитель непрерывной продувки (Р) служит для уменьшения потери рабочего тела и сохранения части тепла, сбрасываемого с непрерывной продувкой, из барабана парогенератора.

Расчетная схема расширителя представлена на рисунке А7 Приложения А. Перед входом в расширитель кипящая продувочная вода проходит через редуцирующее устройство, где ее давление падает и часть воды переходит в пар. В расширителе пароводяная смесь разделяется на чистый пар, который отводится в тепловую схему, и воду, которая содержит все выводимые с продувкой соли и сбрасывается в канализацию.

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

$$\alpha_{пр} = \alpha_{п} + \alpha_{в}$$

$$\alpha_{пр} \cdot h_{пр} \cdot \eta_c = \alpha_{п} \cdot h_{п}'' + \alpha_{в} \cdot h_{в}'$$

где $\alpha_{пр}$ принимается $0,003 \div 0,005$, при восполнении потерь рабочего тела дистиллятом испарителей и $0,005 \div 0,03$ – при восполнении потерь рабочего тела химически очищенной водой;

$h_{пр}$ – энтальпия продувочной воды; определяется для состояния насыщения при давлении в барабане парогенератора

$$P_{б} = 1,2 \cdot P_0 = 1,2 \cdot 12 = 14,4 \text{ МПа}, h_{пр} = 1586,6 \text{ кДж/кг}$$

$h_{п}'', h_{в}'$, – энтальпии пара и воды на выходе из расширителя, определяются для состояния насыщения при давлении в расширителе P_r , которое принимается больше давления в том элементе схемы, куда отводится пар из расширителя (деаэратор), на величину гидравлических потерь в трубопроводе ($2 \div 8\%$);

η_c – КПД расширителя, принимается, 0,99.

$$P_r = 1,05 \cdot 0,6 = 0,63 \text{ МПа}$$

$$h_{п}'' = 2758,3 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{в}' = 678,8 \text{ кДж/кг}$$

$$0,03 = \alpha_{п} + \alpha_{в}$$

$$\alpha_{п} = 0,03 - \alpha_{в}$$

$$0,03 \cdot 1586,6 \cdot 0,99 = (0,03 - \alpha_{в}) \cdot 2758,3 + \alpha_{в} \cdot 678,8$$

$$\alpha_g = 0,0171$$

$$\alpha_n = 0,03 - 0,0171 = 0,0129$$

Охладитель продувки (ОП) служит для сохранения части тепла, сбрасываемого с водой из расширителя. Обычно в нем подогревают добавочную воду. Расчетная схема охладителя продувки представлена на рисунке А7 Приложения А, уравнение теплового баланса для его расчета имеет вид:

$$\alpha_g \cdot (h'_g - h_g) \cdot \eta_n = \alpha_{дв} \cdot (h_{дв}^* - h_{дв})$$

где $\alpha_{дв}$, h'_g – величины, известные из расчета расширителя;

$\alpha_{дв}$ – относительный расход добавочной воды;

$h_g, h_{дв}^*$ – энтальпии сбрасываемой и добавочной воды после охладителя продувки, кДж/кг; связь между ними выражается соотношением

$$h_g - h_{дв}^* = 40 \div 80 \text{ кДж/кг}$$

причем большая разность энтальпий выбирается для схем с внешними потерями рабочего тела;

$h_{дв}$ – энтальпия добавочной воды на входе в ОП, кДж/кг, рассчитывается по формуле

$$h_{дв} = 4,19 \cdot t_{дв},$$

где $t_{дв}$ – температура воды на входе в ОП, принимается равной $10 \div 12$ °С;

η_n – КПД ОП, принимается 0,98

В результате расчета ОП определяется энтальпия, с которой добавочная вода поступает в тепловую схему $h_{дв}$.

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

$$\alpha_{дв} = \alpha_{вн} + \alpha_{внеш}$$

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

$$\alpha_{вн} = \alpha_{ут} + \alpha_{в}$$

$\alpha_{ут}$ – относительный расход утечек;

α_B – относительный расход продувочной воды, сбрасываемый из расширителя в канализацию;

$$\alpha_{BH} = 0,011 + 0,0171 = 0,0281$$

$\alpha_{внеш}$ – относительные внешние потери рабочего тела, определяются как:

$$\alpha_{внеш} = \frac{(D_{нт} - D_{БК})}{D_0} = \frac{(91,7 - 73,4)}{216,7} = 0,0844$$

$$\alpha_{ДВ} = 0,0281 + 0,0844 = 0,1125$$

$$h_B = 80 + h_{ог}^*$$

$$h_{ДВ} = 4,2 \cdot 12 = 50,4 \text{ кДж/кг}$$

$$0,0171 \cdot (678,8 - 80 - h_{ог}^*) \cdot 0,98 = 0,1125 \cdot (h_{ог}^* - 50,4)$$

$$h_{ог}^* = 120,5 \text{ кДж/кг}$$

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

Подробный расчет ОЭ и ОУ обычно не производится, но подогрев основного конденсата в них учитывается приближенно. С учетом этого подогрева температура основного конденсата после ОЭ и ОУ

$$t_{ок} = t_{нк} + (\Delta t_{оэ} + \Delta t_{оу}), \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $t_{нк}$ - температура насыщения в конденсаторе;

$\Delta t_{оэ}$ – подогрев основного конденсата в ОЭ;

$\Delta t_{оу}$ – подогрев основного конденсата в ОУ.

Энтальпия основного конденсата при этой температуре может быть определена как:

$$h_{ок} = 4,2 \cdot t_{ок}, \text{ кДж/кг.}$$

Она необходима при расчете первого по ходу основного конденсата ПНД.

$$t_{ок} = 32,9 + 2 + 2 = 36,9^\circ\text{C}$$

$$h_{ок} = 4,2 \cdot 36,9 = 155 \text{ кДж/кг.}$$

1.5 Составление общих уравнений материального баланса

1) Материальные балансы по пару.

Относительный расход пара на турбину:

$$\alpha_0 = 1.$$

Относительный расход пара на турбоустановку:

$$\alpha_{ТУ} = \alpha_0 = 1$$

Относительный расход пара из парогенератора равен

$$\alpha_{ПГ} = \alpha_{ТУ} + \alpha_{УТ} + \alpha_{Упл}$$

$\alpha_{Упл}$ – расход пара из уплотнений турбины, принимается $0,02 \div 0,04$;

$$\alpha_{ПГ} = 1 + 0,011 + 0,04 = 1,051$$

2) Материальные балансы по воде

Относительный расход питательной воды в парогенератор:

$$\alpha_{ПВ} = \alpha_{ПГ} + \alpha_{пр} = 1,051 + 0,03 = 1,081$$

а) Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы

Расчет группы ПВД (Расчетная схема группы ПВД представлена на рисунке А8 Приложения А)

Подогреватель П1

$$\left[\alpha_{П1} \cdot (h_1 - h_1') \right] \cdot \eta_n = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ1} - h_{ПВ2})$$

ГДЕ: $\alpha_{П1}$ – относительный расход пара на подогреватель;

$$\left[\alpha_{П1} \cdot (3144,1 - 1022,8) \right] \cdot 0,98 = 1,081 \cdot (1011,9 - 925,1)$$

$$\alpha_{П1} = 0,0451 \quad \alpha_{дрП1} = 0,0451$$

Подогреватель П2

$$\left[\alpha_{П2} \cdot (h_2 - h_2') + \alpha_{дрП1} \cdot (h_1' - h_2') \right] \cdot \eta_n = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ2} - h_{ПВ3})$$

$$\left[\alpha_{П2} \cdot (3069,4 - 933) + 0,0451 \cdot (1022,8 - 933) \right] \cdot 0,98 = 1,081 \cdot (925,1 - 828,7)$$

$$\alpha_{П2} = 0,0479 \quad \alpha_{дрП2} = 0,0451 + 0,0479 = 0,093$$

Подогреватель П3

$$\left[\alpha_{П3} \cdot (h_3 - h_3') + \alpha_{дрП2} \cdot (h_2' - h_3') \right] \cdot \eta = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ3} - h_{ПН})$$

$$h_{ПН} = h'_\delta + \Delta h_{ПН}$$

$$\Delta h_{ПН} = v_\delta \cdot (P_{нв} - P_{сд}) \cdot 10^3$$

где: v_δ – удельный объем воды в деаэраторе.

$P_{нв}$, P_δ – давления питательной воды и в деаэраторе в МПа.

$$\Delta h_{ПН} = 0,0011006 \cdot (19 - 0,6) \cdot 10^3 = 20,3 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{ПН} = 670,5 + 20,3 = 690,8 \text{ кДж/кг}$$

$$\left[\alpha_{ПЗ} \cdot (2984,4 - 833,9) + 0,093 \cdot (933 - 833,9) \right] \cdot 0,98 = 1,081 \cdot (828,7 - 690,8)$$

$$\alpha_{ПЗ} = 0,0664$$

$$\alpha_{дрПЗ} = 0,0664 + 0,093 = 0,1594$$

б) Расчет деаэратора (Расчетная схема деаэратора представлена на рисунке А9 Приложения А)

$$\alpha_\delta + \alpha_{дрПЗ} + \alpha_{ОК} + \alpha_n + \alpha_{вк} = \alpha_{ПВ} + \alpha_\varepsilon$$

$$\alpha_\delta + 0,1594 + \alpha_{ОК} + 0,0129 + 0,3387 = 1,081 + 0,006$$

$$\alpha_\delta = 1,081 + 0,006 - 0,1594 - 0,0129 - 0,3387 - \alpha_{ОК} = 0,576 - \alpha_{ОК}$$

$$\left(\alpha_\delta \cdot h_3 + \alpha_{дрПЗ} \cdot h'_3 + \alpha_{ОК} \cdot h_{ОК4} + \alpha_n \cdot h''_n + \alpha_{вк} \cdot h_{вк} \right) \cdot \eta = \alpha_{нв} \cdot h'_\delta + \alpha_\varepsilon \cdot h''_\delta$$

$$\left[(0,576 - \alpha_{ОК}) \cdot 2984,4 + 0,1594 \cdot 833,9 + \right. \\ \left. + 0,0129 \cdot 2758,3 + 0,3387 \cdot 528,5 + \alpha_{ОК} \cdot 619,5 \right] \cdot 0,99 = 1,081 \cdot 670,5 + 0,006 \cdot 2756,1$$

$$\alpha_{ОК} = 0,5572$$

$$\alpha_\delta = 0,576 - 0,5572 = 0,0188$$

в) Расчет группы ПНД (Расчетная схема группы ПНД представлена на рисунке А10 Приложения А).

Подогреватель П4

$$\alpha_{П4} \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta_n = \alpha_{ОК} \cdot (h_{ОК4} - h_{СМЗ})$$

$$\alpha_{П4} \cdot (2821,3 - 631,9) \cdot 0,98 = 0,5572 \cdot (619,5 - h_{СМЗ})$$

$$\alpha_{П4} = 0,1609 - 0,00026 \cdot h_{СМЗ}$$

точка смешения:

$$\alpha_{ОК}^* + \alpha_{ДВ} = \alpha_{ОК}$$

$$\alpha_{OK}^* = 0,5572 - 0,1125 = 0,4447$$

$$\left[\alpha_{OK}^* \cdot h_{OK5} + \alpha_{ДВ} \cdot h_{ДВ} \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK} \cdot h_{СМ3}$$

$$\left[0,4447 \cdot 510,6 + 0,1125 \cdot 309,9 \right] \cdot 0,99 = 0,5572 \cdot h_{СМ}$$

$$h_{СМ3} = 465,4 \text{ кДж/кг}$$

$$\alpha_{П4} = 0,1609 - 0,00026 \cdot 465,4 = 0,0399$$

Подогреватель П5

$$\left[\alpha_{П5} \cdot (h_5 - h_5') + \alpha_{\partial P П4} \cdot (h_4' - h_5') \right] \cdot \eta_n = \alpha_{OK}^* \cdot (h_{OK5} - h_{СМ2})$$

$$\left[\alpha_{П5} \cdot (2714,2 - 522,5) + 0,0399 \cdot (631,9 - 522,5) \right] \cdot 0,98 = 0,4447 \cdot (510,6 - h_{СМ2})$$

$$\alpha_{П5} = 0,1059 - 0,00021 \cdot h_{СМ2}$$

$$\alpha_{\partial P П5} = 0,1458 - 0,00021 \cdot h_{СМ2}$$

точка смешения:

$$\alpha_{OK}^{**} + \alpha_{\partial P ВСП} + \alpha_{\partial P П6} = \alpha_{OK}^*$$

$$\alpha_{OK}^{**} = 0,4447 - 0,1463 - \alpha_{\partial P П6} = 0,2984 - \alpha_{\partial P П6}$$

$$\left[\alpha_{OK}^{**} \cdot h_{OK6} + \alpha_{\partial P ВСП} \cdot h_{нсп}' + \alpha_{\partial P П6} \cdot h_{П6}' \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^* \cdot h_{СМ2}$$

$$\left[(0,2984 - \alpha_{\partial P П6}) \cdot 415,9 + 0,1463 \cdot 427,7 + \alpha_{\partial P П6} \cdot 427,7 \right] \cdot 0,99 = 0,4447 \cdot h_{СМ2}$$

$$h_{СМ2} = 415,6 + 26 \cdot \alpha_{\partial P П6}$$

Подогреватель П6

$$\left[\alpha_{П6} \cdot (h_6 - h_6') + \alpha_{\partial P П5} \cdot (h_5' - h_6') \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^{**} \cdot (h_{OK6} - h_{СМ1})$$

$$\left[\alpha_{П6} \cdot (2616,4 - 427,7) + \alpha_{\partial P П5} \cdot (522,5 - 427,7) \right] \cdot 0,98 = \alpha_{OK}^{**} \cdot (415,9 - h_{СМ1})$$

$$\alpha_{П6} = 0,1939 \cdot \alpha_{OK}^{**} - 0,0433 \cdot \alpha_{\partial P П5} - 0,0005 \cdot \alpha_{OK}^{**} \cdot h_{СМ1}$$

точка смешения:

$$\alpha_{OK}^{***} + \alpha_{\partial P НСП} = \alpha_{OK}^{**}$$

$$\alpha_{OK}^{***} = 0,2984 - \alpha_{\partial P П6} - 0,1292 = 0,1692 - \alpha_{\partial P П6}$$

$$\left[\alpha_{OK}^{***} \cdot h_{OK7} + \alpha_{\partial P НСП} \cdot h_{НСП}' \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^{**} \cdot h_{СМ1}$$

$$\left[(0,1692 - \alpha_{\text{дпП6}}) \cdot 322,7 + 0,1292 \cdot 334 \right] \cdot 0,99 = \alpha_{\text{ок}}^{**} \cdot h_{\text{СМ1}}$$

$$h_{\text{СМ1}} = \frac{96,8 - 319,5 \cdot \alpha_{\text{дпП6}}}{\alpha_{\text{ок}}^{**}}$$

Решая полученные уравнения получаем:

$$\alpha_{\text{дпП6}} = 0,0629$$

$$\alpha_{\text{ок}}^{***} = 0,1692 - 0,0629 = 0,1063$$

$$\alpha_{\text{ок}}^{**} = 0,2984 - 0,0629 = 0,2355$$

$$h_{\text{СМ1}} = \frac{96,8 - 319,5 \cdot 0,0629}{0,2355} = 328,4 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{СМ2}} = 415,6 + 26 \cdot 0,0629 = 417,2 \text{ кДж/кг}$$

$$\alpha_{\text{П5}} = 0,1059 - 0,00021 \cdot 417,2 = 0,0183$$

$$\alpha_{\text{дпП5}} = 0,1458 - 0,00021 \cdot 417,2 = 0,0582$$

$$\alpha_{\text{П6}} = 0,1939 \cdot 0,2355 - 0,0433 \cdot 0,0582 - 0,0005 \cdot 0,2355 \cdot 328,4 = 0,0045$$

Подогреватель 7

$$\alpha_{\text{П7}} \cdot (h_7 - h_7') \cdot \eta_c = \alpha_{\text{ок}}^{***} \cdot (h_{\text{ок7}} - h_{\text{ок}})$$

$$\alpha_{\text{П7}} \cdot (2583,6 - 334) \cdot 0,98 = 0,1063 \cdot (322,7 - 155)$$

$$\alpha_{\text{П7}} = 0,0081$$

Проверка материального баланса рабочего тела в схеме

$$\alpha_1 = \alpha_{\text{П1}} = 0,0451$$

$$\alpha_2 = \alpha_{\text{П2}} = 0,0479$$

$$\alpha_3 = \alpha_{\text{д}} + \alpha_{\text{П3}} + \alpha_{\text{ПТ}} = 0,0188 + 0,0664 + 0,4232 = 0,5084$$

$$\alpha_4 = \alpha_{\text{П4}} = 0,0399$$

$$\alpha_5 = \alpha_{\text{П5}} = 0,0183$$

$$\alpha_6 = \alpha_{\text{П6}} + \alpha_{\text{всп}} = 0,0045 + 0,1463 = 0,1508$$

$$\alpha_7 = \alpha_{\text{П7}} + \alpha_{\text{нсп}} = 0,0081 + 0,1292 = 0,1373$$

Определяем расход пара в конденсатор.

$$\alpha_{\text{к}} = 1 - \sum \alpha_j$$

где $\sum \alpha_j$ – сумма расходов во все отборы турбины.

$$\sum \alpha_j = 0,0451 + 0,0479 + 0,5084 + 0,0399 + 0,0183 + 0,1508 + 0,1373 = 0,9477$$

$$\alpha_k = 1 - 0,9477 = 0,0523$$

Этот же расход α_k можно определить, с другой стороны, из материального баланса конденсатора и точки смешения перед конденсатным насосом как

$$\alpha'_k = \alpha_{OK}^* - \sum \alpha_{слив}$$

где α_{OK}^* – относительный расход основного конденсата на входе в группу ПНД, определяется при расчете группы ПНД;

$\sum \alpha_{слив}$ – сумма относительных расходов, сливаемых в конденсатор и в точку смешения перед конденсатным насосом .

$$\alpha'_k = \alpha_{OK}^* - \alpha_{\text{э}} - \alpha_{\text{мл}} + \alpha_{\text{дрПТ}} = 0,1063 - 0,04 - 0,006 - 0,0081 = 0,0522$$

$$\delta\alpha_k = \frac{|\alpha_k - \alpha'_k|}{\alpha_k} \cdot 100\% = \frac{|0,0523 - 0,0522|}{0,0523} \cdot 100\% = 0,3\% < 0,5\%$$

Переводим относительные расходы в абсолютные:

$$D_1 = \alpha_1 \cdot D_0 = 0,0451 \cdot 216,7 = 9,8 \text{ кг/с}$$

$$D_2 = \alpha_2 \cdot D_0 = 0,0479 \cdot 216,7 = 10,4 \text{ кг/с}$$

$$D_3 = \alpha_3 \cdot D_0 = 0,5084 \cdot 216,7 = 110,2 \text{ кг/с}$$

$$D_4 = \alpha_4 \cdot D_0 = 0,0399 \cdot 216,7 = 8,6 \text{ кг/с}$$

$$D_5 = \alpha_5 \cdot D_0 = 0,0183 \cdot 216,7 = 4,0 \text{ кг/с}$$

$$D_6 = \alpha_6 \cdot D_0 = 0,1508 \cdot 216,7 = 32,7 \text{ кг/с}$$

$$D_7 = \alpha_7 \cdot D_0 = 0,1373 \cdot 216,7 = 29,8 \text{ кг/с}$$

$$D_k = \alpha_k \cdot D_0 = 0,0523 \cdot 216,7 = 11,3 \text{ кг/с}$$

Проверка мощности

а. Турбина ПТ-140/165-130/15

$$N'_9 = D_0 \cdot (\alpha_k \cdot H_i + \sum \alpha_j \cdot H_j) \cdot \eta_m \cdot \eta_e$$

$$\sum \alpha_j \cdot H_j = 0,0451 \cdot 311,7 + 0,0479 \cdot 386,4 + 0,5084 \cdot 471,4 + 0,0399 \cdot 634,5 + 0,0183 \cdot 741,6 + 0,1508 \cdot 839,5 + 0,1373 \cdot 872,2 = 557,4 \text{ кДж/кг}$$

$$N'_9 = 216,7 \cdot (0,0523 \cdot 1102,5 + 557,4) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 128006 \text{ кВт}$$

б. Турбина Т-35-1,6

$$N'_9 = D_0 \cdot H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_e = 91,7 \cdot 293,5 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 25848 \text{ МВт}$$

3) Расчет показателей тепловой экономичности

Основными отчетными показателями ТЭС являются удельные расходы условного топлива на отпущенные электро- и теплоэнергии.

1. Тепловая нагрузка парогенератора, кВт:

$$Q_{ПГ} = D_0 \cdot [\alpha_{ПГ} \cdot (h_0 - h_{нс}) + \alpha_{пр} \cdot (h_{пр} - h_{нс})]$$

где $h_0, h_{пв}, h_{пр}$ – энтальпии пара на входе в турбину, питательной воды на входе в парогенератор и продувочной воды, кДж/кг;

$\alpha_{ПГ}$ – относительный расход пара из парогенератора;

$$Q_{ПГ} = 216,7 \cdot [1,051 \cdot (3455,8 - 1011,9) + 0,03 \cdot (1586,6 - 1011,9)] = 560339 \text{ кВт}$$

2. Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт

$$Q_{ТУ} = D_0 \cdot [(\alpha_{му} + \alpha_{унл}) \cdot (h_0 - h_{нс}) + \alpha_n \cdot (h_n'' - h_{нс}) + \alpha_{дв} \cdot (h_{дв} - h_{нс})]$$

где $\alpha_{дв}$ – относительный расход добавочной воды;

$h_{дв}$ – энтальпия добавочной воды;

α_n, h_n'' – относительный расход и энтальпия пара из расширителя продувки.

$$Q_{ТУ} = 216,7 \cdot [(1 + 0,04) \cdot (3455,8 - 1011,9) + 0,0129 \cdot (2758,3 - 1011,9)$$

+

$$+ 0,1125 \cdot (309,9 - 1011,9)] = 538546 \text{ кВт}$$

3. Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление, кВт;

$$Q_T = \frac{Q_{om}^{cn}}{\eta_n}$$

Q_{om}^{cn} – тепловая нагрузка сетевых подогревателей

$$Q_T = \frac{68016 + 61832}{0,98} = 132498 \text{ кВт}$$

4. Тепловая нагрузка паровых потребителей:

$$\begin{aligned} Q_{п} &= D_{вк} \cdot (h_{пт} - h_{вк}) + (D_{пт} - D_{вк}) \cdot (h_{пт} - h_{дв}) = \\ &= 73,4 \cdot (2984,4 - 378) + (91,7 - 73,4) \cdot (2984,4 - 309,9) = 240253 \text{ кВт} \end{aligned}$$

5. Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии,
кВт

$$Q_{TY}^{\circ} = Q_{TY} - Q_T - Q_{nm} = 538546 - 132498 - 240253 = 165795 \text{ кВт}$$

6. КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{my}^{\circ} = \frac{N_9'}{Q_{my}^{\circ}}$$

$$\eta_{my}^{\circ} = \frac{128006 + 25848}{165795} = 0,928$$

7. КПД трубопроводов:

$$\eta_{mp} = \frac{Q_{TY}}{Q_{ПГ}} = \frac{538546}{560339} = 0,9611$$

8. КПД станции по отпуску электроэнергии

$$\eta_c^{\circ} = \eta_{my}^{\circ} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{nz} \cdot (1 - k_{cu}) = 0,928 \cdot 0,9611 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,04) = 0,7706$$

9. Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии,
г у. т.

$$b_9^{omn} = \frac{123}{\eta_c^{\circ}} = \frac{123}{0,7706} = 159,6 \text{ г.у.т./кВт}\cdot\text{ч}$$

10. КПД станции по отпуску теплоты:

$$\eta_c^m = \eta_{nz} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_n = 0,9 \cdot 0,9611 \cdot 0,98 = 0,8477$$

11. Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты:

$$b_m^{omn} = \frac{34,1}{\eta_c^m} = \frac{34,1}{0,8477} = 40,2 \text{ кг у.т./ГДж}$$

Приложение В

Расчет схемы отпуска пара от турбины на пиковые бойлера с понижением давления до 0,2 МПа

Построение процесса расширения пара в турбине Т-35/55-1,6

1. Определяется точка 0 с заданными параметрами пара перед стопорным клапаном турбины $P_0 = 1,63$ МПа, $t_0 = 285^\circ\text{C}$ и энтальпия

$$h_0 = 2984,4 \text{ кДж/кг.}$$

2. Определяется точка 0' за стопорными и регулирующими клапанами турбины на пересечении энтальпии h_0 с давлением P'_0 . P'_0 меньше P_0 на величину потери от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующих (РК) и определяется как:

$$P'_0 = 0,96 \cdot P_0 = 0,96 \cdot 1,63 = 1,565 \text{ МПа}$$

3. Определяется давление пара за турбиной $P_{пр} = 0,2$ МПа и точка 1t в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в турбине:

$$h_{1t} = 2590,6 \text{ кДж/кг}$$

Располагаемый теплоперепад турбины:

$$H_0 = h_0 - h_{1t} = 2984,4 - 2590,6 = 393,8 \text{ кДж/кг}$$

Действительный теплоперепад турбины:

$$H_i = H_0 \cdot \eta_{0i} = 393,8 \cdot 0,8 = 315 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия $h_{пр} = h_0 - H_i = 2984,4 - 315 = 2669,4$ кДж/кг на пересечении с $P_{пр} = 0,2$ МПа дает точку 1 в конце действительного процесса в турбине.

Таблица 1 – Параметры пара, воды и конденсата.

Элементы тепловой схемы	Пар в отборе		Пар в подогревателе	Дренаж греющего пара		Сетевая вода			Электрическая мощность
	$P_{отб}$	h	$P_{п}$	t_n	h'	$t_{пв}$	$P_{пв}$	$h_{пв}$	$N_э$
	МПа	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	МПа	$^\circ\text{C}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$^\circ\text{C}$	МПа	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	МВт
ПБ	0,2	2669,4	0,19	118,6	497,8	112,8	1,0	473,8	28825

Тепловая нагрузка турбины Т-35-1,6 $Q_T = 140$ Гкал/ч. Она складывается из тепловой нагрузки 44,5 Гкал/ч, необходимой для нагрева сетевой воды, проходящей через ПСГ до температуры $t_{nc} = 112,8^\circ\text{C}$ и тепловой нагрузки 95,5 Гкал/ч, необходимой для нагрева 2064 т/ч сетевой воды от 54°C до $112,8^\circ\text{C}$. Расходы пара на пиковые подогреватели:

$$D_{ПБ1} = \frac{G_{св} \cdot c \cdot (t_{nc} - t_{всн})}{(h_{np} - h'_{np}) \cdot \eta_n} = \frac{736,1 \cdot 4,2 \cdot (112,8 - 96)}{(2669,4 - 473,8) \cdot 0,98} = 24,6 \text{ кг/с}$$

$$D_{ПБ2} = \frac{G_{св} \cdot c \cdot (t_{nc} - t_{oc})}{(h_{np} - h'_{np}) \cdot \eta_n} = \frac{573,4 \cdot 4,2 \cdot (112,8 - 54)}{(2669,4 - 473,8) \cdot 0,98} = 67,1 \text{ кг/с}$$

2) Расчет отпуска пара

Расход пара из отбора равен заданному расходу пара к потребителю

$$D_{пт} \quad D_{пт} = 91,7 \text{ кг/с}$$

Возврат конденсата от потребителя:

$$D_{вк} = 73,4 \text{ кг/с}$$

$$h_{вк} = 473,8 \text{ кДж/кг}$$

Расчет группы ПВД при изменении давления на пиковые бойлера не изменится.

3) Расчет деаэратора (Расчетная схема деаэратора представлена на рисунке А9 Приложения А)

$$\alpha_{\partial} + \alpha_{\partial p ПЗ} + \alpha_{OK} + \alpha_n + \alpha_{вк} = \alpha_{ПВ} + \alpha_{\partial}$$

$$\alpha_{\partial} + 0,1594 + \alpha_{OK} + 0,0129 + 0,3387 = 1,081 + 0,006$$

$$\alpha_{\partial} = 1,081 + 0,006 - 0,1594 - 0,0129 - 0,3387 - \alpha_{OK} = 0,576 - \alpha_{OK}$$

$$(\alpha_{\partial} \cdot h_3 + \alpha_{\partial p ПЗ} \cdot h'_3 + \alpha_{OK} \cdot h_{OK4} + \alpha_n \cdot h''_n + \alpha_{вк} \cdot h_{вк}) \cdot \eta = \alpha_{нс} \cdot h'_{\partial} + \alpha_{\partial} \cdot h''_{\partial}$$

$$\left[(0,576 - \alpha_{OK}) \cdot 2984,4 + 0,1594 \cdot 833,9 + \right. \\ \left. + 0,0129 \cdot 2758,3 + 0,3387 \cdot 473,8 + \alpha_{OK} \cdot 619,5 \right] \cdot 0,99 = 1,081 \cdot 670,5 + 0,006 \cdot 2756,1$$

$$\alpha_{OK} = 0,5494$$

$$\alpha_{\partial} = 0,576 - 0,5494 = 0,0266$$

4) Расчет группы ПНД (Расчетная схема группы ПНД представлена на рисунке А10 Приложения А).

Подогреватель П4

$$\alpha_{П4} \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta_n = \alpha_{OK} \cdot (h_{OK4} - h_{CM3})$$

$$\alpha_{П4} \cdot (2821,3 - 631,9) \cdot 0,98 = 0,5494 \cdot (619,5 - h_{CM3})$$

$$\alpha_{П4} = 0,1619 - 0,00026 \cdot h_{CM3}$$

точка смешения:

$$\alpha_{OK}^* + \alpha_{ДВ} = \alpha_{OK}$$

$$\alpha_{OK}^* = 0,5494 - 0,1125 = 0,4369$$

$$\left[\alpha_{OK}^* \cdot h_{OK5} + \alpha_{ДВ} \cdot h_{ДВ} \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK} \cdot h_{CM3}$$

$$\left[0,4369 \cdot 510,6 + 0,1125 \cdot 309,9 \right] \cdot 0,99 = 0,5494 \cdot h_{CM}$$

$$h_{CM3} = 464,8 \text{ кДж/кг}$$

$$\alpha_{П4} = 0,1619 - 0,00026 \cdot 464,8 = 0,0411$$

Подогреватель П5

$$\left[\alpha_{П5} \cdot (h_5 - h'_5) + \alpha_{\partial p П4} \cdot (h'_4 - h'_5) \right] \cdot \eta_n = \alpha_{OK}^* \cdot (h_{OK5} - h_{CM2})$$

$$\left[\alpha_{П5} \cdot (2714,2 - 522,5) + 0,0411 \cdot (631,9 - 522,5) \right] \cdot 0,98 = 0,4369 \cdot (510,6 - h_{CM2})$$

$$\alpha_{П5} = 0,1039 - 0,0002 \cdot h_{CM2}$$

$$\alpha_{\partial p П5} = 0,145 - 0,0002 \cdot h_{CM2}$$

точка смешения:

$$\alpha_{OK}^{**} + \alpha_{\partial p ВСП} + \alpha_{\partial p П6} = \alpha_{OK}^*$$

$$\alpha_{OK}^{**} = 0,4369 - 0,1463 - \alpha_{\partial p П6} = 0,2906 - \alpha_{\partial p П6}$$

$$\left[\alpha_{OK}^{**} \cdot h_{OK6} + \alpha_{\partial p ВСП} \cdot h'_{нсп} + \alpha_{\partial p П6} \cdot h'_{П6} \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^* \cdot h_{CM2}$$

$$\left[(0,2906 - \alpha_{\partial p П6}) \cdot 415,9 + 0,1463 \cdot 427,7 + \alpha_{\partial p П6} \cdot 427,7 \right] \cdot 0,99 = 0,4369 \cdot h_{CM2}$$

$$h_{CM2} = 415,7 + 26,7 \cdot \alpha_{\partial p П6}$$

Подогреватель П6

$$\left[\alpha_{П6} \cdot (h_6 - h_6') + \alpha_{\partial p П5} \cdot (h_5' - h_6') \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^{**} \cdot (h_{OK6} - h_{CM1})$$

$$\left[\alpha_{П6} \cdot (2616,4 - 427,7) + \alpha_{\partial p П5} \cdot (522,5 - 427,7) \right] \cdot 0,98 = \alpha_{OK}^{**} \cdot (415,9 - h_{CM1})$$

$$\alpha_{П6} = 0,1939 \cdot \alpha_{OK}^{**} - 0,0433 \cdot \alpha_{\partial p П5} - 0,0005 \cdot \alpha_{OK}^{**} \cdot h_{CM1}$$

точка смешения:

$$\alpha_{OK}^{***} + \alpha_{\partial p НСП} = \alpha_{OK}^{**}$$

$$\alpha_{OK}^{***} = 0,2906 - \alpha_{\partial p П6} - 0,1292 = 0,1614 - \alpha_{\partial p П6}$$

$$\left[\alpha_{OK}^{***} \cdot h_{OK7} + \alpha_{\partial p НСП} \cdot h'_{НСП} \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^{**} \cdot h_{CM1}$$

$$\left[(0,1614 - \alpha_{\partial p П6}) \cdot 322,7 + 0,1292 \cdot 334 \right] \cdot 0,99 = \alpha_{OK}^{**} \cdot h_{CM1}$$

$$h_{CM1} = \frac{94,3 - 319,5 \cdot \alpha_{\partial p П6}}{\alpha_{OK}^{**}}$$

Решая полученные уравнения получаем:

$$\alpha_{\partial p П6} = 0,0658$$

$$\alpha_{OK}^{***} = 0,1614 - 0,0658 = 0,0956$$

$$\alpha_{OK}^{**} = 0,2906 - 0,0658 = 0,2248$$

$$h_{CM1} = \frac{94,3 - 319,5 \cdot 0,0658}{0,2248} = 326 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{CM2} = 415,7 + 26,6 \cdot 0,0658 = 417,5 \text{ кДж/кг}$$

$$\alpha_{П5} = 0,1039 - 0,0002 \cdot 417,5 = 0,0204$$

$$\alpha_{\partial p П5} = 0,145 - 0,0002 \cdot 417,5 = 0,0615$$

$$\alpha_{П6} = 0,1939 \cdot 0,2248 - 0,0433 \cdot 0,0615 - 0,0005 \cdot 0,2248 \cdot 326 = 0,0043$$

Подогреватель 7

$$\alpha_{П7} \cdot (h_7 - h_7') \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^{***} \cdot (h_{OK7} - h_{OK})$$

$$\alpha_{П7} \cdot (2583,6 - 334) \cdot 0,98 = 0,0956 \cdot (322,7 - 155)$$

$$\alpha_{П7} = 0,0073$$

5) Проверка материального баланса рабочего тела в схеме

$$\alpha_1 = \alpha_{П1} = 0,0451$$

$$\alpha_2 = \alpha_{П2} = 0,0479$$

$$\alpha_3 = \alpha_{Д} + \alpha_{П3} + \alpha_{ПТ} = 0,0266 + 0,0664 + 0,4232 = 0,5162$$

$$\alpha_4 = \alpha_{П4} = 0,0411$$

$$\alpha_5 = \alpha_{П5} = 0,0204$$

$$\alpha_6 = \alpha_{П6} + \alpha_{ВСП} = 0,0043 + 0,1463 = 0,1506$$

$$\alpha_7 = \alpha_{П7} + \alpha_{НСП} = 0,0073 + 0,1292 = 0,1365$$

Определяем расход пара в конденсатор.

$$\alpha_k = 1 - \sum \alpha_j$$

где $\sum \alpha_j$ – сумма расходов во все отборы турбины.

$$\sum \alpha_j = 0,0451 + 0,0479 + 0,5162 + 0,0411 + 0,0204 + 0,1506 + 0,1365 = 0,9578$$

$$\alpha_k = 1 - 0,9578 = 0,0422$$

Этот же расход α_k можно определить, с другой стороны, из материального баланса конденсатора и точки смешения перед конденсатным насосом как

$$\alpha'_k = \alpha_{OK}^* - \sum \alpha_{слив}$$

где α_{OK}^* – относительный расход основного конденсата на входе в группу ПНД, определяется при расчете группы ПНД;

$\sum \alpha_{слив}$ – сумма относительных расходов, сливаемых в конденсатор и в точку смешения перед конденсатным насосом.

$$\alpha'_k = \alpha_{OK}^* - \alpha_{Э} - \alpha_{унл} + \alpha_{опП7} = 0,0956 - 0,04 - 0,006 - 0,0073 = 0,0423$$

$$\delta\alpha_k = \frac{|\alpha_k - \alpha'_k|}{\alpha_k} \cdot 100\% = \frac{|0,0422 - 0,0423|}{0,0422} \cdot 100\% = 0,3\% < 0,5\%$$

Переводим относительные расходы в абсолютные:

$$D_1 = \alpha_1 \cdot D_0 = 0,0451 \cdot 216,7 = 9,8 \text{ кг/с}$$

$$D_2 = \alpha_2 \cdot D_0 = 0,0479 \cdot 216,7 = 10,4 \text{ кг/с}$$

$$D_3 = \alpha_3 \cdot D_0 = 0,5162 \cdot 216,7 = 111,9 \text{ кг/с}$$

$$D_4 = \alpha_4 \cdot D_0 = 0,0411 \cdot 216,7 = 8,9 \text{ кг/с}$$

$$D_5 = \alpha_5 \cdot D_0 = 0,0204 \cdot 216,7 = 4,4 \text{ кг/с}$$

$$D_6 = \alpha_6 \cdot D_0 = 0,1506 \cdot 216,7 = 32,6 \text{ кг/с}$$

$$D_7 = \alpha_7 \cdot D_0 = 0,1365 \cdot 216,7 = 29,6 \text{ кг/с}$$

$$D_k = \alpha_k \cdot D_0 = 0,0422 \cdot 216,7 = 9,1 \text{ кг/с}$$

б) Проверка мощности

а) Турбина ПТ-140/165-130/15

$$N'_9 = D_0 \cdot \left(\alpha_k \cdot H_i + \sum \alpha_j \cdot H_j \right) \cdot \eta_m \cdot \eta_z$$

$$\sum \alpha_j \cdot H_j = 0,0451 \cdot 311,7 + 0,0479 \cdot 386,4 + 0,5162 \cdot 471,4 + 0,0411 \cdot 634,5 + 0,0204 \cdot 741,6 + 0,1506 \cdot 839,5 + 0,1365 \cdot 872,2 = 562,6 \text{ кДж/кг}$$

$$N'_9 = 216,7 \cdot (0,0422 \cdot 1102,5 + 562,6) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 126770 \text{ кВт}$$

б) Турбина ТР-35-1,6

$$N'_9 = D_0 \cdot H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_z = 91,7 \cdot 327,3 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 28825 \text{ МВт}$$

7) Расчет показателей тепловой экономичности

Основными отчетными показателями ТЭС являются удельные расходы условного топлива на отпущенные электро- и теплоэнергии.

1. Тепловая нагрузка парогенератора, кВт:

$$Q_{ПГ} = D_0 \cdot \left[\alpha_{ПГ} \cdot (h_0 - h_{нс}) + \alpha_{пр} \cdot (h_{пр} - h_{нс}) \right]$$

где $h_0, h_{пв}, h_{пр}$ – энтальпии пара на входе в турбину, питательной воды на входе в парогенератор и продувочной воды, кДж/кг;

$\alpha_{ПГ}$ – относительный расход пара из парогенератора;

$$Q_{ПГ} = 216,7 \cdot [1,051 \cdot (3455,8 - 1011,9) + 0,03 \cdot (1586,6 - 1011,9)] = 560339 \text{ кВт}$$

2. Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт

$$Q_{ТУ} = D_0 \cdot \left[(\alpha_{му} + \alpha_{унл}) \cdot (h_0 - h_{нс}) + \alpha_n \cdot (h_n'' - h_{нс}) + \alpha_{дв} \cdot (h_{дв} - h_{нс}) \right]$$

где $\alpha_{дв}$ – относительный расход добавочной воды;

$h_{дв}$ – энтальпия добавочной воды;

α_n, h_n'' – относительный расход и энтальпия пара из расширителя

продувки.

$$Q_{TY} = 216,7 \cdot [(1 + 0,04) \cdot (3455,8 - 1011,9) + 0,0129 \cdot (2758,3 - 1011,9) + 0,1125 \cdot (309,9 - 1011,9)] = 538546 \text{ кВт}$$

3. Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление, кВт;

$$Q_T = \frac{Q_{om}^{cn}}{\eta_n}$$

Q_{om}^{cn} – тепловая нагрузка сетевых подогревателей

$$Q_T = \frac{68016 + 61832}{0,98} = 132498 \text{ кВт}$$

4. Тепловая нагрузка паровых потребителей:

$$Q_{II} = D_{BK} \cdot (h_{PT} - h_{BK}) + (D_{PT} - D_{BK}) \cdot (h_{PT} - h_{ДВ}) =$$

$$= 73,4 \cdot (2984,4 - 378) + (91,7 - 73,4) \cdot (2984,4 - 309,9) = 240253 \text{ кВт}$$

5. Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии, кВт

$$Q_{TY}^{\circ} = Q_{TY} - Q_T - Q_{nm} = 538546 - 132498 - 240253 = 165795 \text{ кВт}$$

6. КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{my}^{\circ} = \frac{N_{\circ}'}{Q_{my}^{\circ}}$$

$$\eta_{my}^{\circ} = \frac{126770 + 28825}{165795} = 0,9379$$

7. КПД трубопроводов:

$$\eta_{mp} = \frac{Q_{TY}}{Q_{II}} = \frac{538546}{560339} = 0,9611$$

8. КПД станции по отпуску электроэнергии

$$\eta_c^{\circ} = \eta_{my}^{\circ} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{nz} \cdot (1 - k_{cn}) = 0,9379 \cdot 0,9611 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,04) = 0,7788$$

9. Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии, г у. т.

$$b_{\circ}^{omn} = \frac{123}{\eta_c^{\circ}} = \frac{123}{0,7788} = 157,9 \text{ г.у.т./кВт·ч}$$

10. КПД станции по отпуску теплоты:

$$\eta_c^m = \eta_{nz} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_n = 0,9 \cdot 0,9611 \cdot 0,98 = 0,8477$$

11. Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты:

$$b_m^{omn} = \frac{34,1}{\eta_c^m} = \frac{34,1}{0,8477} = 40,2 \text{ кг у.т./ГДж}$$

**Расчет схемы отпуска пара от турбины на пиковые бойлера с
понижением давления до 0,15 МПа**

1) Построение процесса расширения пара в турбине Т-35/55-1,6

1. Определяется точка 0 с заданными параметрами пара перед стопорным клапаном турбины $P_0 = 1,63$ МПа, $t_0 = 285^\circ\text{C}$ и энтальпия $h_0 = 2984,4$ кДж/кг.

2. Определяется точка 0' за стопорными и регулирующими клапанами турбины на пересечении энтальпии h_0 с давлением P'_0 . P'_0 меньше P_0 на величину потери от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующих (РК) и определяется как:

$$P'_0 = 0,96 \cdot P_0 = 0,96 \cdot 1,63 = 1,565 \text{ МПа}$$

3. Определяется давление пара за турбиной $P_{пр} = 0,2$ МПа и точка 1t в конце изэнтропийного процесса расширения пара в турбине:

$$h_{1t} = 2532,5 \text{ кДж/кг}$$

Располагаемый теплоперепад турбины:

$$H_0 = h_0 - h_{1t} = 2984,4 - 2532,5 = 451,9 \text{ кДж/кг}$$

Действительный теплоперепад турбины:

$$H_i = H_0 \cdot \eta_{0i} = 451,9 \cdot 0,8 = 361,5 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия $h_{пр} = h_0 - H_i = 2984,4 - 361,5 = 2622,9$ кДж/кг на пересечении с $P_{пр} = 0,15$ МПа дает точку 1 в конце действительного процесса в турбине.

Таблица 2 - Параметры пара, воды и конденсата.

Элементы тепловой схемы	Пар в отборе		Пар в по-догреват.	Дренаж греющего пара		Сетевая вода		
	$P_{отб}$	h	$P_{п}$	t_n	h'	$t_{пв}$	$P_{пв}$	$h_{пв}$
	МПа	$\frac{кДж}{кг}$	МПа	°С	$\frac{кДж}{кг}$	°С	МПа	$\frac{кДж}{кг}$
ПБ	0,15	2622,9	0,143	109,9	461	104	1,0	436,6

Тепловая нагрузка турбины Т-35-1,6 $Q_T=140$ Гкал/ч. Она складывается из тепловой нагрузки 21,2 Гкал/ч, необходимой для нагрева сетевой воды, проходящей через ПСГ до температуры $t_{пс} = 104$ °С и тепловой нагрузки 111,8 Гкал/ч, необходимой для нагрева 2906 т/ч сетевой воды от 54°С до 104°С.

Расходы пара на пиковые подогреватели:

$$D_{ПБ1} = \frac{G_{св} \cdot c \cdot (t_{пс} - t_{всн})}{(h_{нр} - h'_{нр}) \cdot \eta_n} = \frac{736,1 \cdot 4,2 \cdot (104 - 96)}{(2622,9 - 461) \cdot 0,98} = 11,7 \text{ кг/с}$$

$$D_{ПБ2} = \frac{G_{св} \cdot c \cdot (t_{пс} - t_{ос})}{(h_{нр} - h'_{нр}) \cdot \eta_n} = \frac{807,1 \cdot 4,2 \cdot (104 - 54)}{(2622,9 - 461) \cdot 0,98} = 80 \text{ кг/с}$$

2) Расчет деаэратора (Расчетная схема деаэратора представлена на рисунке А9 Приложения А)

$$\alpha_{\delta} + \alpha_{\delta p ПЗ} + \alpha_{OK} + \alpha_n + \alpha_{вк} = \alpha_{ПВ} + \alpha_{\delta}$$

$$\alpha_{\delta} + 0,1594 + \alpha_{OK} + 0,0129 + 0,3387 = 1,081 + 0,006$$

$$\alpha_{\delta} = 1,081 + 0,006 - 0,1594 - 0,0129 - 0,3387 - \alpha_{OK} = 0,576 - \alpha_{OK}$$

$$(\alpha_{\delta} \cdot h_3 + \alpha_{\delta p ПЗ} \cdot h'_3 + \alpha_{OK} \cdot h_{OK4} + \alpha_n \cdot h''_n + \alpha_{вк} \cdot h_{вк}) \cdot \eta = \alpha_{пв} \cdot h'_{\delta} + \alpha_{\delta} \cdot h''_{\delta}$$

$$\left[(0,576 - \alpha_{OK}) \cdot 2984,4 + 0,1594 \cdot 833,9 + \right. \\ \left. + 0,0129 \cdot 2758,3 + 0,3387 \cdot 461 + \alpha_{OK} \cdot 619,5 \right] \cdot 0,99 = 1,081 \cdot 670,5 + 0,006 \cdot 2756,1$$

$$\alpha_{OK} = 0,5443$$

$$\alpha_{\delta} = 0,576 - 0,5443 = 0,0317$$

3) Расчет группы ПНД (Расчетная схема группы ПНД представлена на рисунке А10 Приложения А).

Подогреватель П4

$$\alpha_{П4} \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta_n = \alpha_{ОК} \cdot (h_{ОК4} - h_{СМ3})$$

$$\alpha_{П4} \cdot (2821,3 - 631,9) \cdot 0,98 = 0,5443 \cdot (619,5 - h_{СМ3})$$

$$\alpha_{П4} = 0,1604 - 0,00026 \cdot h_{СМ3}$$

точка смешения:

$$\alpha_{ОК}^* + \alpha_{ДВ} = \alpha_{ОК}$$

$$\alpha_{ОК}^* = 0,5443 - 0,1125 = 0,4318$$

$$\left[\alpha_{ОК}^* \cdot h_{ОК5} + \alpha_{ДВ} \cdot h_{ДВ} \right] \cdot \eta_c = \alpha_{ОК} \cdot h_{СМ3}$$

$$\left[0,4318 \cdot 510,6 + 0,1125 \cdot 309,9 \right] \cdot 0,99 = 0,5443 \cdot h_{СМ}$$

$$h_{СМ3} = 464,4 \text{ кДж/кг}$$

$$\alpha_{П4} = 0,1604 - 0,00026 \cdot 464,4 = 0,0397$$

Подогреватель П5

$$\left[\alpha_{П5} \cdot (h_5 - h'_5) + \alpha_{дрП4} \cdot (h'_4 - h'_5) \right] \cdot \eta_n = \alpha_{ОК}^* \cdot (h_{ОК5} - h_{СМ2})$$

$$\left[\alpha_{П5} \cdot (2714,2 - 522,5) + 0,0397 \cdot (631,9 - 522,5) \right] \cdot 0,98 = 0,4318 \cdot (510,6 - h_{СМ2})$$

$$\alpha_{П5} = 0,1007 - 0,0002 \cdot h_{СМ2}$$

$$\alpha_{дрП5} = 0,1404 - 0,0002 \cdot h_{СМ2}$$

точка смешения:

$$\alpha_{ОК}^{**} + \alpha_{дрВСП} + \alpha_{дрП6} = \alpha_{ОК}^*$$

$$\alpha_{ОК}^{**} = 0,4318 - 0,1463 - \alpha_{дрП6} = 0,2855 - \alpha_{дрП6}$$

$$\left[\alpha_{ОК}^{**} \cdot h_{ОК6} + \alpha_{дрВСП} \cdot h'_{нсп} + \alpha_{дрП6} \cdot h'_{П6} \right] \cdot \eta_c = \alpha_{ОК}^* \cdot h_{СМ2}$$

$$\left[(0,2855 - \alpha_{дрП6}) \cdot 415,9 + 0,1463 \cdot 427,7 + \alpha_{дрП6} \cdot 427,7 \right] \cdot 0,99 = 0,4318 \cdot h_{СМ2}$$

$$h_{СМ2} = 415,7 + 27,1 \cdot \alpha_{дрП6}$$

Подогреватель П6

$$\left[\alpha_{П6} \cdot (h_6 - h_6') + \alpha_{\partial p П5} \cdot (h_5' - h_6') \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^{**} \cdot (h_{OK6} - h_{CM1})$$

$$\left[\alpha_{П6} \cdot (2616,4 - 427,7) + \alpha_{\partial p П5} \cdot (522,5 - 427,7) \right] \cdot 0,98 = \alpha_{OK}^{**} \cdot (415,9 - h_{CM1})$$

$$\alpha_{П6} = 0,1939 \cdot \alpha_{OK}^{**} - 0,0433 \cdot \alpha_{\partial p П5} - 0,0005 \cdot \alpha_{OK}^{**} \cdot h_{CM1}$$

точка смешения:

$$\alpha_{OK}^{***} + \alpha_{\partial p НСП} = \alpha_{OK}^{**}$$

$$\alpha_{OK}^{***} = 0,2855 - \alpha_{\partial p П6} - 0,1292 = 0,1563 - \alpha_{\partial p П6}$$

$$\left[\alpha_{OK}^{***} \cdot h_{OK7} + \alpha_{\partial p НСП} \cdot h'_{НСП} \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^{**} \cdot h_{CM1}$$

$$\left[(0,1563 - \alpha_{\partial p П6}) \cdot 322,7 + 0,1292 \cdot 334 \right] \cdot 0,99 = \alpha_{OK}^{**} \cdot h_{CM1}$$

$$h_{CM1} = \frac{92,7 - 319,5 \cdot \alpha_{\partial p П6}}{\alpha_{OK}^{**}}$$

Решая полученные уравнения получаем:

$$\alpha_{\partial p П6} = 0,0614$$

$$\alpha_{OK}^{***} = 0,1563 - 0,0614 = 0,0949$$

$$\alpha_{OK}^{**} = 0,2855 - 0,0614 = 0,2241$$

$$h_{CM1} = \frac{92,7 - 319,5 \cdot 0,0614}{0,2248} = 325,1 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{CM2} = 415,7 + 27,1 \cdot 0,0614 = 417,4 \text{ кДж/кг}$$

$$\alpha_{П5} = 0,1007 - 0,0002 \cdot 417,4 = 0,0172$$

$$\alpha_{\partial p П5} = 0,1404 - 0,0002 \cdot 417,4 = 0,0569$$

$$\alpha_{П6} = 0,1939 \cdot 0,2241 - 0,0433 \cdot 0,0569 - 0,0005 \cdot 0,2241 \cdot 325,1 = 0,0045$$

Подогреватель 7

$$\alpha_{П7} \cdot (h_7 - h_7') \cdot \eta_c = \alpha_{OK}^{***} \cdot (h_{OK7} - h_{OK})$$

$$\alpha_{П7} \cdot (2583,6 - 334) \cdot 0,98 = 0,0949 \cdot (322,7 - 155)$$

$$\alpha_{П7} = 0,0072$$

4) Проверка материального баланса рабочего тела в схеме

$$\alpha_1 = \alpha_{П1} = 0,0451$$

$$\alpha_2 = \alpha_{П2} = 0,0479$$

$$\alpha_3 = \alpha_D + \alpha_{П3} + \alpha_{ПТ} = 0,0317 + 0,0664 + 0,4232 = 0,5213$$

$$\alpha_4 = \alpha_{П4} = 0,0397$$

$$\alpha_5 = \alpha_{П5} = 0,0172$$

$$\alpha_6 = \alpha_{П6} + \alpha_{ВСП} = 0,0045 + 0,1463 = 0,1508$$

$$\alpha_7 = \alpha_{П7} + \alpha_{НСП} = 0,0072 + 0,1292 = 0,1364$$

Определяем расход пара в конденсатор.

$$\alpha_k = 1 - \sum \alpha_j$$

где $\sum \alpha_j$ – сумма расходов во все отборы турбины.

$$\sum \alpha_j = 0,0451 + 0,0479 + 0,5213 + 0,0397 + 0,0172 + 0,1508 + 0,1364 = 0,9584$$

$$\alpha_k = 1 - 0,9584 = 0,0416$$

Этот же расход α_k можно определить, с другой стороны, из материального баланса конденсатора и точки смешения перед конденсатным насосом как

$$\alpha_k' = \alpha_{OK}^* - \sum \alpha_{слив}$$

где α_{OK}^* – относительный расход основного конденсата на входе в группу ПНД, определяется при расчете группы ПНД;

$\sum \alpha_{слив}$ – сумма относительных расходов, сливаемых в конденсатор и в точку смешения перед конденсатным насосом .

$$\alpha_k' = \alpha_{OK}^* - \alpha_{\text{э}} - \alpha_{\text{унл}} + \alpha_{\text{опП7}} = 0,0949 - 0,04 - 0,006 - 0,0072 = 0,0417$$

$$\delta\alpha_k = \frac{|\alpha_k - \alpha_k'|}{\alpha_k} \cdot 100\% = \frac{|0,0416 - 0,0417|}{0,0416} \cdot 100\% = 0,3\% < 0,5\%$$

Переводим относительные расходы в абсолютные:

$$D_1 = \alpha_1 \cdot D_0 = 0,0451 \cdot 216,7 = 9,8 \text{ кг/с}$$

$$D_2 = \alpha_2 \cdot D_0 = 0,0479 \cdot 216,7 = 10,4 \text{ кг/с}$$

$$D_3 = \alpha_3 \cdot D_0 = 0,5213 \cdot 216,7 = 113 \text{ кг/с}$$

$$D_4 = \alpha_4 \cdot D_0 = 0,0397 \cdot 216,7 = 8,6 \text{ кг/с}$$

$$D_5 = \alpha_5 \cdot D_0 = 0,0172 \cdot 216,7 = 3,7 \text{ кг/с}$$

$$D_6 = \alpha_6 \cdot D_0 = 0,1508 \cdot 216,7 = 32,7 \text{ кг/с}$$

$$D_7 = \alpha_7 \cdot D_0 = 0,1364 \cdot 216,7 = 29,6 \text{ кг/с}$$

$$D_k = \alpha_k \cdot D_0 = 0,0416 \cdot 216,7 = 9,0 \text{ кг/с}$$

5) Проверка мощности

а) Турбина ПТ-140/165-130/15

$$N'_9 = D_0 \cdot (\alpha_k \cdot H_i + \sum \alpha_j \cdot H_j) \cdot \eta_m \cdot \eta_z$$

$$\sum \alpha_j \cdot H_j = 0,0451 \cdot 311,7 + 0,0479 \cdot 386,4 + 0,5213 \cdot 471,4 + 0,0397 \cdot 634,5 + 0,0172 \cdot 741,6 + 0,1508 \cdot 839,5 + 0,1364 \cdot 872,2 = 561,8 \text{ кДж/кг}$$

$$N'_9 = 216,7 \cdot (0,0416 \cdot 1102,5 + 561,8) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 126466 \text{ кВт}$$

б) Турбина ТР-35-1,6

$$N'_9 = D_0 \cdot H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_z = 91,7 \cdot 361,5 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 31837 \text{ МВт}$$

б) Расчет показателей тепловой экономичности

Основными отчетными показателями ТЭС являются удельные расходы условного топлива на отпущенные электро- и теплоэнергии.

1. Тепловая нагрузка парогенератора, кВт:

$$Q_{ПГ} = D_0 \cdot [\alpha_{ПГ} \cdot (h_0 - h_{нс}) + \alpha_{пр} \cdot (h_{пр} - h_{нс})]$$

где h_0 , $h_{пв}$, $h_{пр}$ – энтальпии пара на входе в турбину, питательной воды на входе в парогенератор и продувочной воды, кДж/кг;

$\alpha_{ПГ}$ – относительный расход пара из парогенератора;

$$Q_{ПГ} = 216,7 \cdot [1,051 \cdot (3455,8 - 1011,9) + 0,03 \cdot (1586,6 - 1011,9)] = 560339$$

кВт

2. Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт

$$Q_{ТУ} = D_0 \cdot [(\alpha_{мв} + \alpha_{унл}) \cdot (h_0 - h_{нс}) + \alpha_n \cdot (h_n'' - h_{нс}) + \alpha_{дв} \cdot (h_{дв} - h_{нс})]$$

где $\alpha_{дв}$ – относительный расход добавочной воды;

$h_{дв}$ – энтальпия добавочной воды;

α_n , h_n'' – относительный расход и энтальпия пара из расширителя

продувки.

$$Q_{TY} = 216,7 \cdot [(1 + 0,04) \cdot (3455,8 - 1011,9) + 0,0129 \cdot (2758,3 - 1011,9)]$$

+

$$+ 0,1125 \cdot (309,9 - 1011,9)] = 538546 \text{ кВт}$$

3. Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление, кВт;

$$Q_T = \frac{Q_{om}^{cn}}{\eta_n}$$

Q_{om}^{cn} – тепловая нагрузка сетевых подогревателей

$$Q_T = \frac{68016 + 61832}{0,98} = 132498 \text{ кВт}$$

4. Тепловая нагрузка паровых потребителей:

$$Q_{II} = D_{BK} \cdot (h_{II} - h_{BK}) + (D_{II} - D_{BK}) \cdot (h_{II} - h_{ДВ}) =$$

$$= 73,4 \cdot (2984,4 - 378) + (91,7 - 73,4) \cdot (2984,4 - 309,9) = 240253 \text{ кВт}$$

5. Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии, кВт

$$Q_{TY}^{\circ} = Q_{TY} - Q_T - Q_{nm} = 538546 - 132498 - 240253 = 165795 \text{ кВт}$$

6. КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{my}^{\circ} = \frac{N_{\circ}'}{Q_{my}^{\circ}}$$

$$\eta_{my}^{\circ} = \frac{126466 + 31837}{165795} = 0,9548$$

7. КПД трубопроводов:

$$\eta_{mp} = \frac{Q_{TY}}{Q_{II}} = \frac{538546}{560339} = 0,9611$$

8. КПД станции по отпуску электроэнергии

$$\eta_c^{\circ} = \eta_{my}^{\circ} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{nz} \cdot (1 - k_{cn}) = 0,9548 \cdot 0,9611 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,04) = 0,7929$$

9. Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии,
г у. т.

$$b_{\circ}^{omn} = \frac{123}{\eta_c^{\circ}} = \frac{123}{0,7929} = 155,1 \text{ г.у.т./кВт}\cdot\text{ч}$$

10. КПД станции по отпуску теплоты:

$$\eta_c^m = \eta_{nz} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_n = 0,9 \cdot 0,9611 \cdot 0,98 = 0,8477$$

11. Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты:

$$b_m^{omn} = \frac{34,1}{\eta_c^m} = \frac{34,1}{0,8477} = 40,2 \text{ кг у.т/ГДж}$$