

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
МОДЕРНИЗАЦИЯ КРАСНОЯРСКОЙ ГРЭС-2 ПУТЁМ ЗАМЕНЫ ТУРБОАГРЕГАТА ПТ-60-9,0/1,3

УДК 621.311.22.002.5:621.165

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Балакай Анатолий Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	К.Б. Ларионов	к.т.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	С.А. Шевелев			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Т.Б. Якимова	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	О.А. Антоневиц	к.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Теплоэнергетика и теплотехника, доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А.М. Антонова	к.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
ОК(У)-1	способностью использовать основы философских знаний для формирования мировоззренческой позиции
ОК(У)-2	способностью анализировать основные этапы и закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции
ОК(У)-3	способностью использовать основы экономических знаний в различных сферах деятельности
ОК(У)-4	способностью использовать основы правовых знаний в различных сферах деятельности
ОК(У)-5	способностью к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач межличностного и межкультурного взаимодействия
ОК(У)-6	способностью работать в команде, толерантно воспринимая социальные и культурные различия
ОК(У)-7	способностью к самоорганизации и самообразованию
ОК(У)-8	способностью использовать методы и средства физической культуры для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
ОК(У)-9	способностью использовать приемы первой помощи, методы защиты в условиях чрезвычайных ситуаций
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способностью осуществлять поиск, хранение, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных, представлять ее в требуемом формате с использованием информационных, компьютерных и сетевых технологий
ОПК(У)-2	Способностью демонстрировать базовые знания в области естественнонаучных дисциплин, готовностью выявлять естественнонаучную сущность проблем, возникающих в ходе профессиональной деятельности; применять для их разрешения основные законы естествознания, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способностью участвовать в сборе и анализе исходных данных для проектирования энергообъектов и их элементов в соответствии с нормативной документацией
ПК(У)-2	Способностью проводить расчеты по типовым методикам, проектировать технологическое оборудование с использованием стандартных средств автоматизации проектирования в соответствии с техническим заданием
ПК(У)-3	Способностью участвовать в проведении предварительного технико-экономического обоснования проектных разработок энергообъектов и их элементов по стандартным методикам
ПК(У)-8	Готовностью к участию в организации метрологического обеспечения технологических процессов при использовании типовых методов контроля режимов работы технологического оборудования

ПК(У)-9	Способностью обеспечивать соблюдение экологической безопасности на производстве и планировать экозащитные мероприятия и мероприятия по энерго- и ресурсосбережению на производстве
ПК(У)-10	Готовностью к участию в работах по освоению, доводке и сопровождению технологических процессов

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 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.М. Антонова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5БбА1	Балакай Анатолию Сергеевичу

Тема работы:

МОДЕРНИЗАЦИЯ КРАСНОЯРСКОЙ ГРЭС-2 ПУТЁМ ЗАМЕНЫ ТУРБОАГРЕГАТА ПТ-60-9,0/1,3
Утверждена приказом директора (дата, номер)

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>Объект исследования – турбина пятого энергоблока Красноярской ГРЭС-2.</p> <p>Режим работы – периодический (согласно диспетчерскому графику нагрузки).</p> <p>Температура пара перед стопорным клапаном – 520 °С, давление пара перед стопорным клапаном – 8,8 МПа, температура питательной воды на входе в котлы – 215 °С.</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. Техничко-экономическое обоснование проведения реконструкции пятого энергоблока Красноярской ГРЭС-2 <ol style="list-style-type: none"> 1.1 Описание Красноярской ГРЭС-2 1.2 Характеристика и описание турбины пятого энергоблока и её тепловой схемы 1.3 Техническое состояние турбины пятого энергоблока 1.4 Варианты замены турбины 2. Расчёт показателей тепловой экономичности <ol style="list-style-type: none"> 2.1 Расчёт тепловой схемы и показателей тепловой экономичности турбины Т-50-8,8 2.2 Расчёт тепловой схемы и показателей тепловой экономичности турбины ПТ-65-90 2.3 Вывод по разделу 3. Расчет вспомогательных элементов тепловой схемы. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы 5. Выбор вспомогательного оборудования турбинного отделения 6. Социальная ответственность 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение <p>Заключение</p>
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Развёрнутая тепловая схема
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Т.Б. Якимова, Доцент ОСГН, к.э.н.
Социальная ответственность	О.А. Антоневиц, Доцент, к.б.н.

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	К. Б. Ларионов	к.т.н., доцент		01.12.20
Старший преподаватель НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	С. А. Шевелев			01.12.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Балакай Анатолий Сергеевич		01.12.20

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б6А1	Балакай Анатолий Сергеевич

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	И. Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Тема ВКР:

МОДЕРНИЗАЦИЯ КРАСНОЯРСКОЙ ГРЭС-2 ПУТЁМ ЗАМЕНЫ ТУРБОАГРЕГАТА ПТ-60-9,0/1,3	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования: паровая турбина 5 энергоблока ПТ-60-9,0/1,3. Рабочее место машиниста энергоблока – блочный щит управления (БЩУ). В помещении БЩУ находятся панели приборов (мониторы, самописцы, амперметры и т.д.) и ключи управления механизмами и арматурой блока. Также машинист работает непосредственно в цеху. Область его применения: выработка тепловой и электрической энергии</p>
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>Тарифно-квалификационная характеристика машиниста энергоблока 8 разряда котлотурбинного цеха № 1 Красноярская ГРЭС - 2 ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 29.05.002-82 Индикаторы цифровые знаковсинтезирующие. Общие эргономические требования ГОСТ 21889-76. Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. 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>Вредные факторы:</p>

<p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>- повышенный уровень общей вибрации</p> <p>- повышенный уровень шума</p> <p>- нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса</p> <p>- отсутствие естественного света</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования</p> <p>- факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера: выброс газа</p> <p>Гидросфера: тепловое загрязнение</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС: возгорания ГСМ, землетрясение, выброс пара высокого давления и т.п.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: выброс пара высокого давления</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Балакай Анатолий Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б6А1	Балакай Анатолию Сергеевичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	И. Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ».
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизации основных фондов 20% Районный коэффициент 1,3
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления в социальные фонды 30 % от фонда оплаты труда

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ конкурентоспособности проекта. Проведение SWOT- анализа
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Формирование плана и графика проекта: - определение структуры работ; - определение трудоемкости работ. Формирование бюджета затрат проекта.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT-анализа 2. Диаграмма Ганта 3. Бюджет затрат на проектирование

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Балакай Анатолий Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 87 с., 12 рис., 12 табл., 30 источников.

Ключевые слова: Красноярская ГРЭС-2, турбина, котёл, реконструкция, замена, подогреватель.

Объектом исследования является турбина пятого энергоблока Красноярской ГРЭС-2.

Цель работы – разработать проект реконструкции Красноярской ГРЭС-2 путём замены турбоагрегата ПТ-60-90/13.

В процессе исследования проводились технико-экономическое обоснование проведения реконструкции пятого энергоблока Красноярской ГРЭС-2, расчёт тепловой схемы и показателей тепловой экономичности турбин Т-50-8,8 и ПТ-65-90/13 с целью выявить наиболее подходящий вариант для замены.

В результате исследования выявлено, что для замены старой турбины ПТ-60-90/13 при заданных условиях наиболее подходит её современная модификация ПТ-65-90/13.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: турбина ПТ-60-90/13 двухцилиндровая, без промежуточного перегрева пара, номинальной мощностью 60 МВт, рассчитана для работы на паре следующих параметров: давление перед стопорным клапаном 8,8 МПа, температура свежего пара 535 °С.

Степень внедрения: результаты проекта могут быть внедрены на Красноярской ГРЭС-2.

Область применения: реконструкция Красноярской ГРЭС-2.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в снижении потери эффективности устаревшего оборудования за счёт его обновления и в снижении затрат на проведение ремонтов.

В будущем планируется дальнейшая разработка проектов реконструкции Красноярской ГРЭС-2.

Обозначения и сокращения

ПК – паровой котел

РО – регулирующий орган

ЭГ – электрогенератор

ОП – охладитель продувки

ОЭ – охладитель эжектора

ОУ – охладитель уплотнений

ОСП – основной сетевой подогреватель

ПСП – пиковый сетевой подогреватель

КН – конденсатный насос

ПН – питательный насос

СН – сетевой насос

ПВД – подогреватель высокого давления

ПНД – подогреватель низкого давления

ЦВД – цилиндр высокого давления

ЦНД – цилиндр низкого давления

ЧВД – часть высокого давления

ЧНД – часть низкого давления

Оглавление

Введение.....	14
1. Техничко-экономическое обоснование проведения реконструкции пятого энергоблока Красноярской ГРЭС-2	16
1.1 Описание Красноярской ГРЭС-2.....	16
1.2 Характеристика и описание турбины пятого энергоблока и её тепловой схемы	18
1.3 Техническое состояние турбины пятого энергоблока	21
1.4 Варианты замены турбины	24
2. Расчёт показателей тепловой экономичности.....	26
2.1 Расчёт тепловой схемы и показателей тепловой экономичности турбины Т-50-8,8.....	26
2.2 Расчёт тепловой схемы и показателей тепловой экономичности турбины ПТ-65-90.....	36
2.3 Вывод по разделу	44
3. Расчет вспомогательных элементов тепловой схемы. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы	45
5. Выбор вспомогательного оборудования турбинного отделения.....	54
6. Социальная ответственность	60
Введение.....	60
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	61
6.2. Производственная безопасность	62
6.3. Экологическая безопасность.....	71
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
Заключение по разделу «Социальная ответственность»	74
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	75
Введение.....	75
7.1. SWOT-анализ Красноярской ГРЭС-2	76
7.2. Расчёт трудоёмкости проекта. Построение диаграммы Ганта.....	78
7.3. Расчет материальных затрат на разработку проекта.....	80
Заключение по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	83
Заключение	84

Список использованных источников	85
--	----

Введение

Согласно прогнозу, представленному в энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года, рост электропотребления к 2035 году может вырасти в 1,18 - 1,25 раза до 1310 - 1380 млрд. кВт·ч, в том числе до 1275 - 1345 млрд. кВт·ч в зоне централизованного энергоснабжения, в числе прочего за счет электрификации железнодорожного транспорта и распространения электромобилей [1].

В упомянутой выше Стратегии среди мер, направленных на развитие электроэнергетики, упоминается улучшение технико-экономических показателей функционирования тепловых электрических станций и электросетевого хозяйства. Также на данный момент реализуется государственная программа по модернизации тепловых электростанций КОММод - идейное продолжение программы ДПМ. Целью программы являются стимулирование инвестиций в модернизацию оборудования для снижения издержек и повышения эффективности, а также строительство новых более современных генерирующих мощностей. По состоянию на апрель 2021 года составлен предварительный перечень проектов модернизации на 2027–2029 годы, это уже третий этап программы. Всего проект рассчитывается до 2031 года [2].

Всё вышеперечисленное свидетельствует об актуальности тепловой энергетики и необходимости модернизации действующих электростанций.

Объектом исследования данной бакалаврской работы является Красноярская ГРЭС-2, в рамках модернизации которой будет рассмотрен проект реконструкции пятого энергоблока посредством замены турбины ПТ-60-90/13 на другую. В аналитической части работы обоснована необходимость демонтажа старой турбины, а также рассмотрены возможные варианты её замены. В расчетной части посредством сравнения показателей эффективности предложенных вариантов турбин, показаны тепловые схемы блоков и выбран оптимальный вариант. Далее произведён расчёт вспомогательных элементов

тепловой схемы, а также регенеративных подогревателей и выбрано вспомогательное оборудование.

В графической части представлена развёрнутая тепловая схема выбранной.

1. Технико-экономическое обоснование проведения реконструкции пятого энергоблока Красноярской ГРЭС-2

1.1 Описание Красноярской ГРЭС-2

Красноярская ГРЭС-2 — тепловая электрическая станция в г. Зеленогорске Красноярского края, на реке Кан, входит в состав ООО «СГК».

Установленная электрическая мощность станции составляет 1260 МВт, установленная тепловая мощность — 976 Гкал/час. Имеет ограничения мощности сезонного характера с диапазоном от 4 до 32,4 МВт в течение года. В качестве основного топлива применяется бурый уголь марки 2БР Бородинского разреза Канско-Ачинского месторождения. Растопочное топливо – мазут [3].

По состоянию на 2021 год на Красноярской ГРЭС-2 в эксплуатации находятся девять энергоблоков. На турбинах 1,2 и 4 блоков была проведена реконструкция посредством замены ЦВСД для восстановления эксплуатационного ресурса. Энергоблок № 3 выведен из эксплуатации в 1990 году. В 2015 году, в рамках технического перевооружения 8-го энергоблока была произведена замена цилиндра ЦВСД. В таблице 1 приведён перечень турбоустановок:

Таблица 1 – Турбоагрегаты Красноярской ГРЭС-2

№ Эн. бл.	Марка турбины	Завод-изготовитель	Ввод в эксплуатацию/реконструкция	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/час
1	К-150-130	ХТГЗ	1961/1986	150	45
2	К-150-130	ХТГЗ	1962/1985	150	45
4	К-150-130	ХТГЗ	1963/1989	150	45
5	ПТ-60-90/13	ЛМЗ	1964	50	145
6	К-160-130	ХТГЗ	1974	160	42
7	К-160-130	ХТГЗ	1975	164	42
8	К-160-130-2ПР2	ХТГЗ	1974/2015	164	42
9	ПТ-135/165-130/15	ТМЗ	1981	136	285

10	ПТ- 135/165- 130/15	ТМЗ	1983	136	285
----	---------------------------	-----	------	-----	-----

Турбоагрегаты оснащены генераторами завода «Электросила», перечень и характеристики представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Генераторы Красноярской ГРЭС-2

№ Эн. бл.	Марка генератора	Завод-изготовитель	Ввод в эксплуатацию	Номинальная мощность, МВт	Номинальное напряжение, кВ
1	ТВ-2-150-2	Электросила	1961	150	18
2	ТВ-2-150-2	Электросила	1962	150	18
4	ТВ-2-150-2	Электросила	1963	150	18
5	ТВФ-60-2	Электросила	1964	50	6,3
6	ТВВ-165- 2УЗ	Электросила	1974	165	18
7	ТВВ-165- 2УЗ	Электросила	1975	165	18
8	ТВВ-160- 2ЕУЗ	Электросила	2004	160	18
9	ТВВ-160- 2ЕУЗ	Электросила	1981	160	18
10	ТВВ-160- 2ЕУЗ	Электросила	1983	160	18

На Красноярской ГРЭС-2 установлено 18 паровых котлов суммарной паропроизводительностью 5260 т/ч. Типы и характеристики котлов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Парогенераторы Красноярской ГРЭС-2

№ Эн. бл., буква котла	Тип котла	Завод-изготовитель	Паропроизводительность, т/ч	Ввод в эксплуатацию
1 А, Б	ПК-38	ЗИО	270	1961

2 А, Б	ПК-38	ЗИО	270	1962
4 А, Б	ПК-38	ЗИО	270	1963
5 А, Б	ПК-14-2	ЗИО	220	1964
6 А	ПК-38	ЗИО	270	1974
6 Б	ПК-38	ЗИО	270	1975
7 А, Б	ПК-38	ЗИО	270	1975
8 А, Б	ПК-38	ЗИО	270	1976
9 А	БКЗ-420- 140ПТ	БКЗ	420	1981
9 Б	БКЗ-420- 140ПТ	БКЗ	420	1982
10 А	БКЗ-420- 140ПТ	БКЗ	420	1983
10 Б	БКЗ-420- 140ПТ	БКЗ	420	1987

Как можно увидеть из приведённых данных, на пятом энергоблоке с момента ввода в эксплуатацию не проводилось обновления основного оборудования.

1.2 Характеристика и описание турбины пятого энергоблока и её тепловой схемы

Турбина ПТ-60-90/13 двухцилиндровая, без промежуточного перегрева пара, номинальной мощностью 60 МВт, рассчитана для работы на паре

следующих параметров: давление перед стопорным клапаном 8,8 МПа, температура свежего пара 535 °С [4]. Тепловая схема показана на рисунке 1.

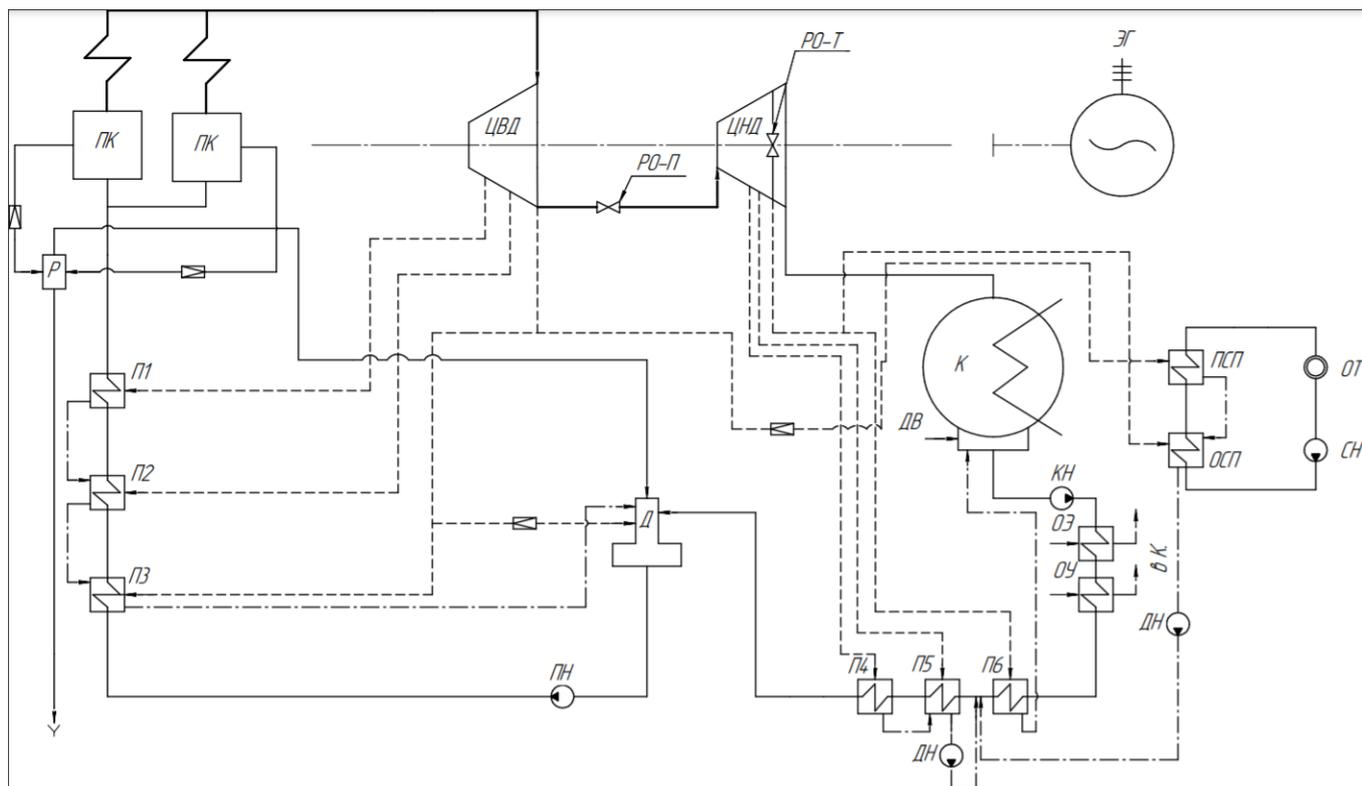


Рисунок 1 - Принципиальная тепловая схема блока с турбиной ПТ-60-90/13: ПК – паровой котел; РО-Т – регулирующий орган Т-отбора; РО-П – регулирующий орган П-отбора; ЭГ – электрогенератор; К – конденсатор; П3...П5 – подогреватели низкого давления; Д – деаэратор; П1...П3 – подогреватели высокого давления; Р – расширитель непрерывной продувки; ОЭ – охладитель эжектора; ОУ – охладитель уплотнений; ОСП, ПСП – основной и пиковый сетевые подогреватели; ОТ – тепловые потребители; КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос; ДН – дренажный насос; СН – сетевой насос; дв – линия подачи добавочной воды

Среднефактические параметры с 1964 года составляют: давление перед стопорным клапаном 8,8 МПа, температура свежего пара 519,65 °С. Понижение температуры относительно номинальной связано с расчетной температурой пара за котлами – 520 °С.

Турбина имеет два регулируемых отбора пара, один из которых производственный с номинальным давлением 1,3 МПа, второй – теплофикационный, имеющий номинальное давление пара 0,12 – 0,25 МПа.

Номинальная расчетная температура охлаждающей воды при входе в конденсатор принята 20 °С. Подогрев питательной воды осуществляется в шести подогревателях низкого и высокого давления, из которых: один питается паром из производственного регулируемого отбора; один – паром из теплофикационного регулируемого отбора; остальные – из четырёх нерегулируемых отборов.

Турбина представляет собой двухцилиндровый агрегат. ЦВД имеет одновенечную регулируемую ступень и 14 ступеней давления.

ЦНД состоит из двух частей, из которых часть среднего давления имеет регулируемую ступень и 8 ступеней давления, а часть низкого давления имеет регулируемую ступень и три ступени давления.

Все диски ротора высокого давления откованы заодно с валом. Первые девять дисков ротора низкого давления откованы заодно с валом, остальные четыре диска насадные.

Критическое число оборотов ротора высокого давления составляет 1760 об/мин., а ротора низкого давления – 1950 об/мин. Роторы ЦВД и ЦНД соединяются между собой посредством гибкой пружинной муфты.

Роторы ЦНД и генератора соединяются посредством полугибкой муфты.

Ротор турбины вращается по часовой стрелке, если смотреть на турбину со стороны переднего подшипника.

Турбина имеет клапанное регулирование.

Свежий пар подводится к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен клапан автоматического затвора турбины, откуда по перепускным трубам пар поступает к четырем регулирующим клапанам, расположенным в паровых коробках, вваренных в переднюю часть цилиндра высокого давления.

По выходе из ЦВД при давлении $1,3 \pm 0,3$ МПа пар поступает в производственный отбор и ЦНД. Перепуск пара из ЦВД и ЦНД осуществляется

четырьмя трубами, расположенными под полом машзала, соединенными с четырьмя регулирующими клапанами, установленными на ЦНД. Из цилиндра НД за 24-ой ступенью часть пара отбирается в теплофикационный отбор с давлением 0,12 – 0,25 МПа, а остальная часть поступает в конденсатор поверхностного типа, присоединенный непосредственно к выхлопному патрубку ЦНД, путем приварки при монтаже.

Фикспункт турбины расположен на раме ЦНД со стороны генератора, а расширение агрегата происходит в сторону переднего подшипника.

Снабжение паром концевых уплотнений цилиндров турбин производится от коллектора уплотнений, пар к которому подводится от общестанционного коллектора ХПП или от коллектора 1,3 МПа турбины.

1.3 Техническое состояние турбины пятого энергоблока

Для оценки технического состояния турбины использовались следующие документы:

- формуляр обследования энергооборудования, отработавшего парковый ресурс во время капитального ремонта с 01.06.05 по 30.08.05 (турбина № 5 Красноярской ГРЭС-2 [5].

- экспертное заключение № 04/056 от 06.05.02 «Оценка технического состояния, определение возможности и условий дальнейшей эксплуатации турбины ПТ-60-90/13, ст. № 5 Красноярской ГРЭС-2, отработавшей парковый ресурс» [6].

- экспертное заключение № Э.20.14 от 29.01.15 «По результатам технического диагностирования турбоагрегата ПТ-60-90/13 ст. № 5 филиала ОАО «ОГК-2» Красноярская ГРЭС-2» [7];

- паспорт паровой турбины ВПТ-50-2 [8].

В 2002 году АОТ «Всероссийский теплотехнический институт» (ВТИ) разрешило эксплуатацию турбины ПТ-60-90/13 ст. № 5 зав. № 803 до наработки 320 000 часов.

В 2006 году ОАО «Всероссийский теплотехнический институт» (ОАО «ВТИ») разрешило эксплуатацию турбины до наработки 340000 часов.

По состоянию на 2014 год наработка турбины составила 337000 часов, при общем числе пусков за всё время эксплуатации с 1964 года – 321. В связи с этим была проведена очередная экспертиза, оценивающая техническое состояние основных узлов. На основании проведенных расчетов и анализа технического состояния основных элементов (роторов, корпусов цилиндров, корпусов регулирующих клапанов и крепежа) турбоагрегата ПТ-60-90/130 ст.№5 зав. № 803 Красноярской ГРЭС-2 посчитали возможным продлить их эксплуатации на 50 тыс. часов до общей наработки 387000 часов.

По состоянию на апрель 2021 года турбина имеет приблизительно 380000 часов наработки, при средней наработке в 6800 часов в год турбина вырабатывает парковый ресурс в 2022 году.

За 56 лет, что турбина находится в эксплуатации, на ней провели 11 капитальных ремонтов. Ниже приведены наиболее значимые работы, выполненные на ТГ-5.

В 1968 году произвели замену соплового аппарата.

В 1975 году была заменена чугунная маслосистема на стальную, заменены 120 рабочих лопаток 26-й ступени РНД, выполнена полная замена уплотнений ЦВД и ЦНД, заменён РК № 1.

В 1982 году устранено коробление разъема ЦВД, произведён монтаж схемы принудительного маслоснабжения вала генератора и заменён проволочный бандаж 28 ступени РНД.

В 1987 году провели обследование и устранение вибрации подшипников № 4-8, а также выполнили замену уплотнений ЦВД.

В 1992 году обнаружен обрыв нижних шпонок под диафрагмой 2-ой ступени и обоймой 4-7 ступеней. Шпонки были установлены с новыми штифтами и обварены.

В 2005 году произвелась замена уплотняющих подшипников №5, 6, поменяли местами сегменты соплового аппарата №1 и 4.

В 2006 году выполнили замену ГМН, замену регулятора скорости и замена РК ВД (4шт.) на модернизированные. Также выполнен ремонт и замена трубопроводов 2-4 категорий (не в полном объеме).

В 2008 году произвели перезаливку подшипника №1 в г.Новосибирске и выполнили замену ротора возбуждителя.

В 2014 году заменён ротор СНД на бывший в употреблении аналог с общей наработкой – 200000 часов.

Текущее техническое состояние турбины имеет ряд явных свидетельств износа оборудования.

Так, фактическая глубина вакуума не соответствует нормам завода-изготовителя (-0,0954 МПа) и колеблется в пределах -0,0882 МПа, что неизбежно сказывается на КПД блока. Связанно это с плохой работой конденсатора, в котором 30% трубок отглушены, а также с неудовлетворительным состоянием концевых уплотнений части низкого давления. Также наблюдается существенное отклонение от нормы вибрационное состояние. На подшипнике № 3 вертикальная составляющая при номинальной нагрузке составляет $5,3 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$, превышение вибрации наблюдаются также на подшипнике № 5. Помимо этого имеются множественные дефекты арматуры (неплотности клапанов, повреждения штоков и маховиков, парения через сальниковые уплотнения штоков), а также дефекты системы смазки и уплотнения генератора в виде протечек масла.

Делая вывод о текущем техническом состоянии, можно констатировать, что обследуемая турбина выработала парковый ресурс и приближается к выработке продленного индивидуального ресурса. Нарботка турбины около 380 тыс.ч. Турбоагрегат ст. № 5 изготовлен до 1970 г. Фактически имеет место не только физический, но и моральный износ оборудования. Технические решения, заложенные в конструкцию турбины при её проектировании, являются устаревшими и не отвечают современным требованиям к надежности, экономичности и маневренности. На обследуемой турбине в разные годы

фиксируются трещины в корпусах ЦВД и СК. Ремонты с выборкой дефектов и заваркой выполнялись неоднократно.

Капитальные ремонты узлов турбоагрегата, особенно имеющего значительную наработку, не обеспечивают полноценного восстановления проектных характеристик. Вывод: турбину необходимо заменить на другую турбину.

1.4 Варианты замены турбины

В связи с тем, что задачей данной работы является замена турбины без изменения параметров пара на входе, необходимо выбрать оборудование с аналогичными требованиями к качеству острого пара.

На энергоблоке № 5 Красноярской ГРЭС-2 установлено два котла барабанного типа ПК-14-2 со следующими параметрами:

- рабочее давление в барабане котла 11 МПа;
- рабочее давление на выходе из пароперегревателя 10 МПа;
- температура перегретого пара 520 °С;
- паропроизводительность котла 220 т/час;
- температура питательной воды 215 °С.

Под заданные параметры подходят следующие турбины [9]: К-100-90, Т-50-8,8 и современный аналог имеющейся турбины ПТ-65-90.

Параметры выбранных турбин сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Основные характеристики турбин

Марка турбины	Т-50-8,8	К-100-90	ПТ-65-90
$N_{\text{ном/макс}}$, МВт	50/62	110/115	64/75
P_0 , МПа	8,8	8,8	8,8
t_0 , °С	535	535	535
G_0 , т/ч	243	420	400
$Q_{\text{т.отб}}$, ГДж/ч	445	-	355
$P_{\text{т.отб}}$, МПа	0,08-0,25	-	0,07-0,25
$G_{\text{п.отб}}$, т/ч	-	-	250
$P_{\text{п.отб}}$, МПа	-	-	1,0-1,6

На Красноярской ГРЭС-2 наблюдается профицит тепловой энергии, связано это с тем, что строительство второй очереди станции (9, 10 энергоблоки) обуславливалось потребностью в паре из производственного отбора заводом по изготовлению искусственного высокомолекулярного волокна «Сибволокно». В 2005 году завод прекратил своё существование, поэтому весь пар из производственных отборов турбин 5, 9 и 10 блоков стал использоваться исключительно для нагрева сетевой воды.

Вариант с заменой турбины ПТ на турбину типа К в рамках данной работы не рассматривался, несмотря на профицит тепловой энергии. Причины тому – снижение коэффициента использования установленной электрической мощности станции, на фоне чего значительное увеличение установленной мощности является нецелесообразным, а также, в случае установки конденсационной турбины, необходимо будет демонтировать действующую бойлерную установку.

Далее был произведён расчёт показателей тепловой экономичности для турбин Т-50-8,8 и ПТ-65-90, при сравнении которых был выбран окончательный вариант замены.

2. Расчёт показателей тепловой экономичности

При расчёте тепловых схем выбранных турбин необходимо учесть параметры перегретого пара и питательной воды, обусловленные эксплуатационными параметрами имеющихся котлов ПК-14-2 [10]:

- давление свежего пара за котлом (P_0) = 8,8 МПа;
- температура свежего пара за котлом (t_0) = 520 °С;
- температура питательной воды на входе в котёл ($t_{пв}$) = 215 °С.

Для расчёта был принят режим максимальной теплофикационной нагрузки.

2.1 Расчёт тепловой схемы и показателей тепловой экономичности турбины Т-50-8,8

Одноцилиндровая теплофикационная турбина имеет пять отборов с регулируемым отбором пара на теплофикацию и нерегулируемым производственным отбором. Регулирование давления теплофикационного отбора осуществляется поворотной диафрагмой, установленной в камере отбора.

Тепловая схема турбины Т-50-8,8 (рисунок 2) состоит из трех ПНД деаэратора и двух ПВД. Слив конденсата из ПВД выполнен каскадно в деаэратор. Слив конденсата из ПНД тоже каскадный в ПНД-1 и из него в конденсатор. В схеме используются два котла ПК-14-2, непрерывная продувка котла направляется в расширитель.

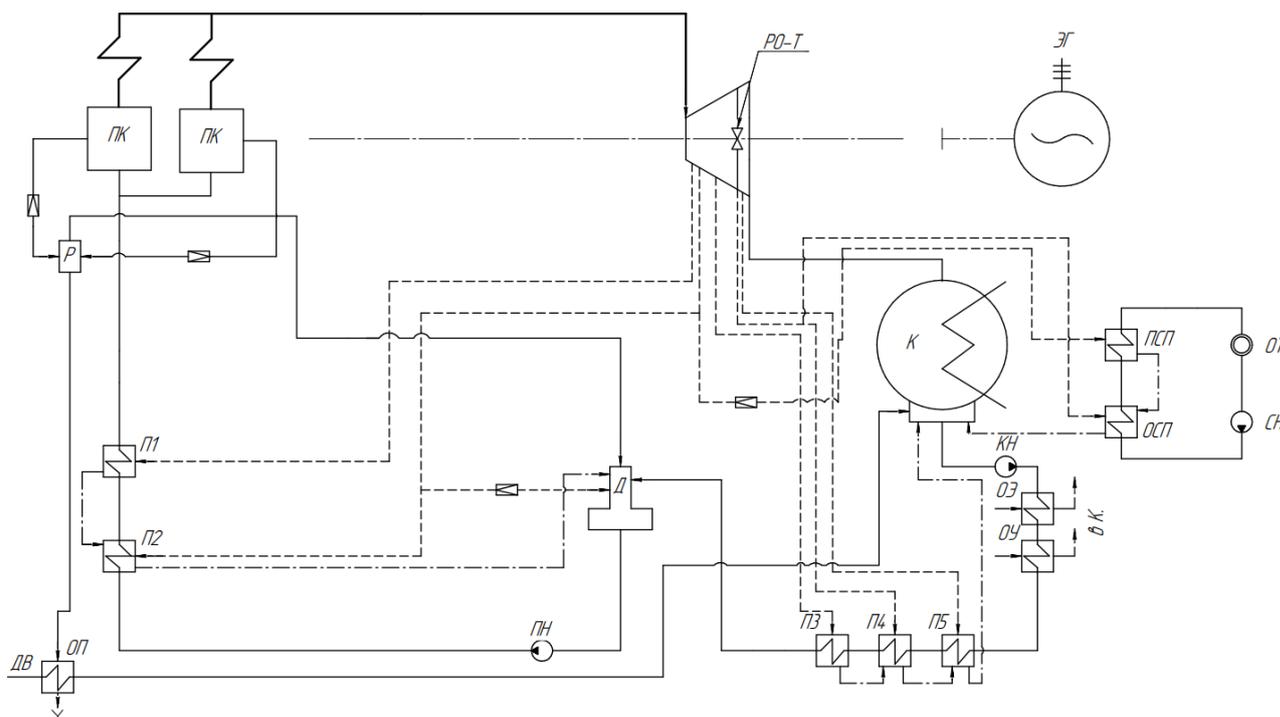


Рисунок 2 - Принципиальная тепловая схема блока с турбиной Т-50-8,8: ПК – паровой котел; РО-Т – регулирующий орган Т-отбора; ЭГ – электрогенератор; К – конденсатор; ПЗ...П5 – подогреватели низкого давления; Д – деаэратор; П1, П2 – подогреватели высокого давления; Р – расширитель непрерывной продувки; ОП – охладитель продувки; ОЭ – охладитель эжектора; ОУ – охладитель уплотнений; ОСП, ПСП – основной и пиковый сетевые подогреватели; ОТ – тепловые потребители; КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос; СН – сетевой насос; ДВ – линия подачи добавочной воды

Чтобы сократить потери тепла с продувочной водой, применяют поверхностный подогреватель химически очищенной воды. Выпар из расширителя заведён в деаэратор питательной воды, пар из уплотнений направлен к сальниковому подогревателю, а из основных эжекторов конденсатора - в охладитель эжектора пара. Химически очищенная вода подается в конденсатор.

Теплофикационная установка пятого блока состоит из основного бойлера типа ПСВ-500-3-23 и пикового бойлера типа ПСВ-500-14-23. Основной бойлер подключён к регулируемому теплофикационному отбору, пиковый - к

нерегулируемому производственному. Дренаж греющего пара из ПСП в ОСП, из ОСП - в конденсатор. Бойлерные установки Красноярской ГРЭС-2 предназначены для нагрева сетевой воды от 70 °С до 150 °С.

Давление в конденсаторе и деаэраторе задано производителем:

$$P_k = 0,0035 \text{ МПа};$$

$$P_d = 0,7 \text{ МПа}.$$

Для нахождения давлений в отборах определим значение подогрева питательной воды в тракте высокого давления:

$$\Delta t_{пв} = t_{пв} - t_d = 215 - 164,95 = 50,05 \text{ °С},$$

где t_d – температура воды в деаэраторе, равна температуре насыщения при $P_d = 0,7 \text{ МПа}$.

Определим значения подогрева питательной воды в каждом ПВД:

$$\Delta t_{пвj} = \frac{\Delta t_{пв}}{z_{пвд}} = \frac{50,05}{2} = 25,025 \text{ °С}.$$

Нашли температуру основного конденсата за ПВД 1:

$$t_{пв1} = t_d + \Delta t_{пвj} = 164,95 + 25,025 = 189,97 \text{ °С}.$$

Определим температуру насыщения в ПВД, где θ – недогрев воды до температуры насыщения. Для ПВД принимается равным $\theta = 2...5 \text{ °С}$:

$$t_{н4} = t_{пв1} + \theta = 189,97 + 3 = 192,97 \text{ °С},$$

$$t_{н5} = t_{пв2} + \theta = 215 + 3 = 218 \text{ °С}.$$

Одной из задач данной работы является сохранение работоспособности бойлерной установки пятого блока. При условии равномерного подогрева сетевой воды определим значение подогрева воды в каждом подогревателе:

$$\Delta t_{свj} = \frac{t_{пс} - t_{ос}}{2} = \frac{150 - 70}{2} = 40 \text{ °С},$$

где $t_{пс}$ и $t_{ос}$ – температура прямой и обратной сетевой воды соответственно, °С.

Определим температуру сетевой воды за основным бойлером:

$$t_{осп}^B = t_{ос} + \Delta t_{свj} = 70 + 40 = 110 \text{ °С}.$$

При условии недогрева воды в сетевом подогревателе до температуры насыщения 5 °С, температура насыщения в ОСП будет равна 115 °С, зная это, находим давления в подогревателе:

$$P_{\text{осп}} = 0,169 \text{ МПа.}$$

Постольку, поскольку ПНД 2 подключен к тому же, отбору, что и ОБ, давление в нём будет равным давлению в ОБ, найдём температуру основного конденсата за ПНД 2 с учетом недогрева для ПНД $\theta=1...3$ °С:

$$t_{\text{ок}2} = t_{\text{н}2} - \theta = 115 - 2 = 113 \text{ °С.}$$

Далее найдём значение подогрева питательной воды в ПНД 1,2, зная давление в конденсаторе:

$$\Delta t_{\text{ок}1,2} = \frac{t_{\text{ок}2} - t_{\text{к}}}{2} = \frac{113 - 26,70}{2} = 43,15 \text{ °С,}$$

где $t_{\text{к}}$ – температура основного конденсата на выходе из конденсатора, °С.

Найдём температуру основного конденсата за ПНД 1:

$$t_{\text{ок}1} = t_{\text{к}} + \Delta t_{\text{ок}1,2} = 26,70 + 43,15 = 69,85 \text{ °С.}$$

Найдём температуру насыщения в ПНД 1:

$$t_{\text{н}1} = t_{\text{ок}1} + \theta = 69,85 + 2 = 71,85 \text{ °С.}$$

Зная температуру воды в деаэраторе, найдём значение подогрева питательной воды в ПНД 3:

$$t_{\text{ок}3} = t_{\text{д}} - \Delta t_{\text{д}} = 164,95 - 12 = 152,95 \text{ °С.}$$

Найдём температуру насыщения в ПНД 3:

$$t_{\text{н}3} = t_{\text{ок}3} + \theta = 152,95 + 2 = 154,95 \text{ °С.}$$

По температуре насыщения в подогревателях, определим давление в них:

$$P_{\text{п}1} = 0,033 \text{ МПа; } P_{\text{п}2} = 0,169 \text{ МПа; } P_{\text{п}3} = 0,542 \text{ МПа; } P_{\text{п}4} = 1,338 \text{ МПа; } P_{\text{п}5} = 2,231 \text{ МПа.}$$

Определим значение давления в отборах, с учётом потерь в трубопроводах:

$$P_{\text{отб}1} = 1,05 \cdot P_{\text{п}5} = 1,05 \cdot 2,231 = 2,342 \text{ МПа,}$$

$$P_{\text{отб}2} = 1,05 \cdot P_{\text{п}4} = 1,05 \cdot 1,338 = 1,405 \text{ МПа,}$$

$$P_{\text{отб}3} = 1,05 \cdot P_{\text{п}3} = 1,05 \cdot 0,542 = 0,569 \text{ МПа,}$$

$$P_{\text{отб}4} = 1,05 \cdot P_{\text{п}2} = 1,05 \cdot 0,169 = 0,177 \text{ МПа,}$$

$$P_{от65} = 1,05 \cdot P_{п1} = 1,05 \cdot 0,033 = 0,034 \text{ МПа.}$$

Построим процесс расширения пара в турбине в h_s -диаграмме. Находим h_0 (при p_0 и t_0) по таблице свойств водяного пара – 3439,78 кДж/кг.

Находим давление за стопорно-регулирующим клапаном (P'_0) с учетом потерь на дросселирование – 5%. $P'_0 = 8,36$ МПа. Далее, на пересечении h_0 и P'_0 , определяется точка $S'_0 = 6,7590$.

Определяется давление пара за частью высокого давления (в данной турбине это $P_{от64}$) и точка 4t ($h_{4t} = S'_0, P_{от64} = 2541,47$ кДж/кг) в конце изоэнтروпийного процесса расширения пара в ЧВД.

Найдём располагаемый теплоперепад ЧВД:

$$H_0^{ЧВД} = h_0 - h_{4t} = 3439,78 - 2541,47 = 898,31 \text{ кДж/кг.}$$

При заданном производителем относительном КПД действительный теплоперепад будет:

$$H_i^{ЧВД} = H_0^{ЧВД} \cdot \eta_{oi}^{ЧВД} = 898,31 \cdot 0,845 = 759,07 \text{ кДж/кг.}$$

Значение энтальпии на выходе из ЧВД будет:

$$h_4 = h_0 - H_i^{ЧВД} = 3439,78 - 759,07 = 2680,71 \text{ кДж/кг.}$$

Определим давление на входе в ЧНД с учетом потерь в поворотной диафрагме 10%:

$$P'_{от64} = P_{от64} \cdot 0,9 = 0,159 \text{ МПа.}$$

На пересечении h_4 и $P'_{от64}$ находится точка $S'_4 = 7,1645$.

На пересечении процесса 0' - 4' с изобарами $P_{от61}, P_{от62}, P_{от63}$ определяется энтальпия в первом, втором и третьем отборах турбины:

$$h_1 = 3321,81 \text{ кДж/кг, } h_2 = 3167,81 \text{ кДж/кг, } h_3 = 2935,48 \text{ кДж/кг.}$$

Определяется давление пара за ЧНД (для рассматриваемой турбины это $P'_к$) и точка kt в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЧВД:

Определим давление на выходе из ЧНД по давлению в конденсаторе:

$$P'_к = P_к \cdot 1,05 = 0,0035 \cdot 1,05 = 0,0036 \text{ МПа.}$$

Найдём точку $kt = P'_к, S'_4 = 2146,03$ кДж/кг.

Найдём располагаемый теплоперепад ЦНД:

$$H_0^{\text{чнд}} = h_4 - h_{kt} = 2680,71 - 2146,03 = 534,68 \text{ кДж/кг.}$$

При заданном относительном КПД действительный теплоперепад будет:

$$H_i^{\text{чнд}} = H_0^{\text{чнд}} \cdot \eta_{oi}^{\text{чнд}} = 534,68 \cdot 0,876 = 368,37 \text{ кДж/кг.}$$

Найдём энтальпию конденсата:

$$h_k = h_4 - H_i^{\text{чнд}} = 2680,71 - 368,37 = 2312,34 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия h_k на пересечении с P_k даёт точку S_k .

На пересечении процесса 4' - k' с изобарой $P_{от65}$ определяется энтальпия в пятом отборе турбины:

$$h_5 = 2627,36 \text{ кДж/кг.}$$

Найдём действительный теплоперепад турбины:

$$H_i = H_i^{\text{чвд}} + H_i^{\text{чнд}} = 759,07 + 368,37 = 1127,44 \text{ кДж/кг.}$$

Проверим результат:

$$H_i = h_0 - h_k = 3439,78 - 2312,34 = 1127,44 \text{ кДж/кг.}$$

Далее необходимо свести все данные в таблицу параметров воды и водяного пара. Давление основного конденсата и питательной воды приближенно определим по давлению в деаэраторе и давлению острого пара соответственно. Давление сетевой воды заданы в соответствии с имеющимся на станции оборудованием:

$$P_{пв} = P_0 \cdot 1,3 = 8,8 \cdot 1,3 = 11,4 \text{ МПа;}$$

$$P_{ок} = P_d \cdot 1,4 = 0,70 \cdot 1,4 = 0,98 \text{ МПа;}$$

$$P_{св} = 1,5 \text{ МПа.}$$

Таблица 5 - Сводная таблица параметров пара, конденсата и воды турбины

Точка процесса в турбине	Элементы тепловой схемы	Пар в турбине (отборе)		Пар в подогревателе	Дренаж греющего пара		Питательная вода, основной конденсат			Удельная работа отбора	Коэф. недовыработки
		$P_{отб}$	$h_{отб}$	$P_{п}$	$t_{н}$	h^{\prime}	$t_{пв,ок}$	$P_{пв,ок}$	$h_{пв,ок}$	h_j	y_j
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг	кДж/кг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	-	8,8	3439,78								
0'	-	8,36	3422,31								
1	ПВД2	2,342	3321,81	2,231	218	934,41	215	11,4	923,67	117,97	0,89
2	ПВД1	1,405	3167,81	1,338	192,97	820,83	189,97	11,4	812,25	271,97	0,76
2	Д	1,405	3167,81	0,70	164,95	697,13	164,95	0,70	697,13	271,97	0,76
3	ПНД3	0,569	2935,48	0,542	154,95	632,04	152,95	0,98	645,28	504,30	0,55
4	ПНД2	0,177	2680,71	0,169	115	482,55	113	0,98	474,66	759,07	0,32
5	ПНД1	0,034	2627,36	0,033	71,85	300,77	69,85	0,98	293,17	812,42	0,28
к'	К	0,0036	2312,34	0,0035	26,67	111,82	26,67	0,0035	111,82	1127,44	0
2	ПСП	1,405	3167,81	0,543	155	653,88	150	1,5	632,88	271,97	0,76
4	ОСП	0,177	2680,71	0,169	115	482,55	110	1,5	462,35	759,07	0,32

Определим значение удельной работы 1 кг пара, идущего в определённый отбор турбины:

$$H_{j1} = h_0 - h_1 = 3439,78 - 3321,81 = 117,97 \text{ кДж/кг};$$

$$H_{j2} = h_0 - h_2 = 3439,78 - 3167,81 = 271,97 \text{ кДж/кг};$$

$$H_{j3} = h_0 - h_3 = 3439,78 - 2935,48 = 504,30 \text{ кДж/кг};$$

$$H_{j4} = h_0 - h_4 = 3439,78 - 2680,71 = 759,07 \text{ кДж/кг};$$

$$H_{j5} = h_0 - h_5 = 3439,78 - 2627,36 = 812,42 \text{ кДж/кг}.$$

Найдём коэффициент недовыработки:

$$y_1 = \frac{(H_i - H_{j1})}{H_i} = \frac{(1127,44 - 117,97)}{1127,44} = 0,89;$$

$$y_2 = \frac{(H_i - H_{j2})}{H_i} = \frac{(1127,44 - 271,97)}{1127,44} = 0,76;$$

$$y_3 = \frac{(H_i - H_{j3})}{H_i} = \frac{(1127,44 - 504,30)}{1127,44} = 0,55;$$

$$y_4 = \frac{(H_i - H_{j4})}{H_i} = \frac{(1127,44 - 759,07)}{1127,44} = 0,32;$$

$$y_5 = \frac{(H_i - H_{j5})}{H_i} = \frac{(1127,44 - 812,42)}{1127,44} = 0,28.$$

Найдём полную тепловую нагрузку бойлерной установки, приняв расход сетевой воды – 300 кг/с:

$$Q_T = c_p \cdot (t_{пс} - t_{ос}) \cdot G_{св} = 4,18 \cdot (150 - 70) \cdot 300 = 100320 \text{ кВт.}$$

где c_p – средняя изобарная теплоемкость воды, кДж/(кг·°С), $G_{св}$ – расход сетевой воды через бойлерную установку, кг/с.

Найдем тепловые нагрузки ОСП и ПСП:

$$Q_{осп} = G_{св} \cdot c_p \cdot (t_{осп} - t_{ос}) = 300 \cdot 4,18 \cdot (110 - 70) = 50160 \text{ кВт,}$$

$$Q_{псп} = G_{св} \cdot c_p \cdot (t_{псп} - t_{осп}) = 300 \cdot 4,18 \cdot (150 - 110) = 50160 \text{ кВт.}$$

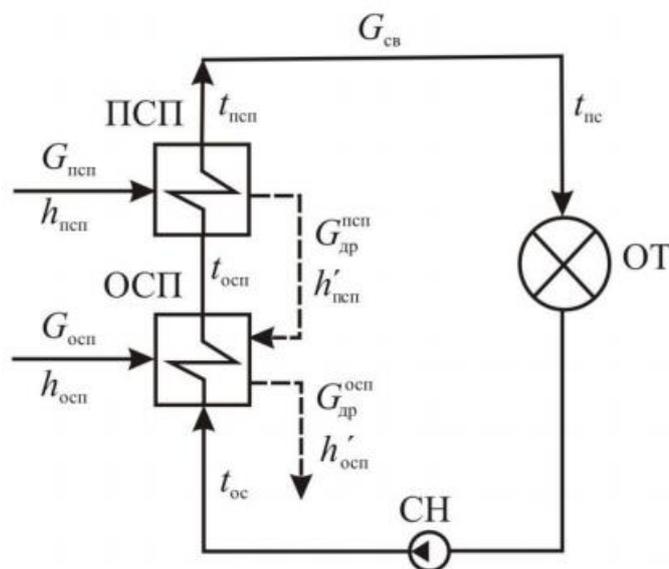


Рисунок 3 - Расчетная схема отпуска теплоты на отопление с ПСП

Расходы греющего пара из отборов на ПСП и ОСП определяются из уравнений тепловых балансов:

$$G_{псп} \cdot (h_{псп} - h'_{псп}) \cdot \eta_{п} = Q_{псп}$$

$$20,15 \cdot (3167,81 - 653,88) \cdot 0,99 = 50160$$

$$\left(G_{\text{осп}} \cdot (h_{\text{осп}} - h'_{\text{осп}}) + G_{\text{др}}^{\text{псп}} \cdot (h'_{\text{псп}} - h'_{\text{осп}}) \right) \cdot \eta_{\text{п}} = Q_{\text{осп}}$$

$$G_{\text{др}}^{\text{осп}} = G_{\text{осп}} + G_{\text{др}}^{\text{псп}}$$

$$(21,47 \cdot (2680,71 - 482,55) + 20,15 \cdot (653,88 - 482,55)) \cdot 0,99 = 50160$$

$$41,62 = 21,47 + 20,15$$

где $h_{\text{псп}}$, $h_{\text{осп}}$ – энтальпии греющего пара соответствующих отборов на ПСП и ОСП, кДж/кг (см. табл. 1); $h'_{\text{псп}}$ – $h'_{\text{осп}}$ – энтальпии дренажей ПСП и ОСП (см. табл. 5); $G_{\text{др}}^{\text{псп}}$, $G_{\text{др}}^{\text{осп}}$ – расход дренажа конденсата из ПСП и ОСП; $\eta_{\text{п}}$ – КПД сетевых подогревателей, принимается равным 0,98...0,99.

Далее необходимо найти расход острого пара на турбину при номинальной электрической мощности:

$$\begin{aligned} G_0 &= k_p \cdot \left(\frac{N_3 \cdot 10^3}{(H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_g)} + G_{\text{псп}} \cdot y_2 + G_{\text{осп}} \cdot y_4 \right) \\ &= 1,15 \cdot \left(\frac{50 \cdot 10^3}{(1127,44 \cdot 0,99 \cdot 0,99)} + 20,15 \cdot 0,76 + 21,47 \cdot 0,32 \right) \\ &= 77,54 \text{ кг/с.} \end{aligned}$$

где N_3 – заданная электрическая мощность в МВт; H_i – действительный теплоперепад турбины в кДж/кг; η_m, η_g – КПД механический и электрогенератора, которые могут быть приняты равными 0,98...0,995; $G_{\text{псп}}, G_{\text{осп}}$ – расходы пара из отборов турбины на сетевые подогреватели в кг/с; y – коэффициент недовыработки мощности соответствующих отборов из табл. 5; k_p – коэффициент регенерации, зависит от многих факторов и находится в пределах от 1,15...1,4.

Номинальный расход пара на турбину равен 67,5 кг/с, из чего следует, что выбранный режим не соответствует критериям безопасной работы турбины, поэтому расход будет пересчитан в режиме пониженной электрической нагрузки:

$$\begin{aligned}
 G_0 &= k_p \cdot \left(\frac{N_3 \cdot 10^3}{(H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r)} + G_{\text{исп}} \cdot y_2 + G_{\text{осп}} \cdot y_4 \right) \\
 &= 1,15 \cdot \left(\frac{40 \cdot 10^3}{(1127,44 \cdot 0,99 \cdot 0,99)} + 20,15 \cdot 0,76 + 21,47 \cdot 0,32 \right) \\
 &= 67,14 \text{ кг/с.}
 \end{aligned}$$

Определим теплоту рабочего тела, поступившая в турбоустановку:

$$Q_0 = G_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) = 67,14 \cdot (3439,78 - 923,67) = 168931 \text{ кВт.}$$

Далее определим теплоту, отпускаемую на выработку электроэнергии:

$$Q_{\text{ту}}^3 = Q_0 - Q_{\text{от}} = 168931 - 100320 = 68611 \text{ кВт.}$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ту}}^3 = \frac{N_3}{Q_{\text{ту}}^3} = \frac{40000}{68611} = 0,58;$$

Вычислим КПД блока по отпуску электроэнергии:

$$\eta_c^3 = \eta_{\text{ту}}^3 \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пгу}} (1 - k_{\text{с.н.}}) = 0,58 \cdot 0,98 \cdot 0,87 \cdot (1 - 0,04) = 0,47,$$

где $k_{\text{с.н.}}$ – удельный расход электроэнергии на собственные нужды, примем для ТЭС на твёрдом топливе – 0,04; КПД парогенератора для ТЭС на твёрдом топливе при паропроизводительности парогенератора ≥ 50 будет $\eta_{\text{пгу}} - 0,87$, $\eta_{\text{тр}}$ – КПД трубопровода примем 0,98.

Вычислим КПД блока по отпуску теплоты:

$$\eta_c^T = \eta_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пгу}} = 0,99 \cdot 0,98 \cdot 0,87 = 0,84,$$

где $\eta_{\text{п}}$ – КПД сетевых подогревателей. Принимают равным 0,98...0,99.

Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии блока:

$$b_3^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_c^3} = \frac{123}{0,47} = 261,70 \text{ г у. т./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты блока:

$$b_T^{\text{отп}} = \frac{34,1}{\eta_c^T} = \frac{34,1}{0,84} = 40,59 \text{ кг у. т./ГДж}.$$

2.2 Расчёт тепловой схемы и показателей тепловой экономичности турбины

ПТ-65-90

Двухцилиндровая теплофикационная паровая турбина с одним выхлопом в конденсатор, регулируемым отбором пара на производственные нужды и одноступенчатым регулируемым отбором пара на теплофикацию. Возможны модификации турбины на различные давления производственного и теплофикационного отборов применительно к потребностям конкретного заказчика.

Регулирование давления производственного отбора осуществляется клапанами, установленными на подводе пара к цилиндру низкого давления, теплофикационного – поворотной диафрагмой, установленной в цилиндре низкого давления за камерой отбора.

Тепловая схема турбины ПТ-65-90 (рисунок 4) состоит из трех ПНД деаэратора и трёх ПВД. Слив конденсата из ПВД выполнен каскадно в деаэратор. Слив конденсата из ПНД 3 в ПНД-2 каскадно, из ПНД-2 дренажным насосом – в линию основного конденсата за ПНД-1, из ПНД-1 - в конденсатор. В схеме используются два котла ПК-14-2, непрерывная продувка котлов заведена в расширитель.

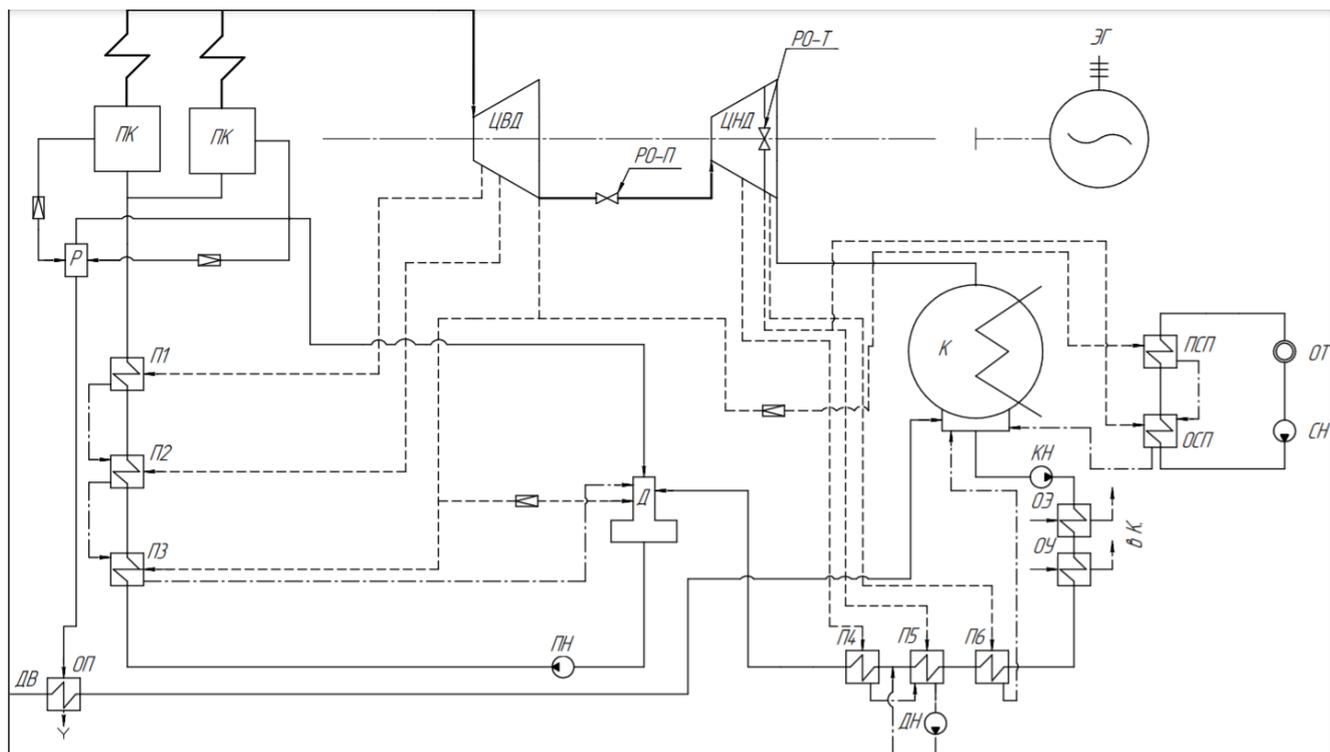


Рисунок 4 - Принципиальная тепловая схема блока с турбиной ПТ-65-90: ПК

– паровой котел; РО-Т – регулирующий орган Т-отбора; РО-П – регулирующий орган П-отбора; ЭГ – электрогенератор; К – конденсатор; П4...П6 – подогреватели низкого давления; Д – деаэратор; П1...П3 – подогреватели высокого давления; Р – расширитель непрерывной продувки; ОП – охладитель продувки; ОЭ – охладитель эжектора; ОУ – охладитель уплотнений; ОСП, ПСП – основной и пиковый сетевые подогреватели; ОТ – тепловые потребители; КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос; ДН – дренажный насос; СН – сетевой насос; дв – линия подачи добавочной ВОДЫ

Чтобы сократить потери тепла с продувочной водой, применяют поверхностный подогреватель химически очищенной воды. Выпар из расширителя заведён в деаэратор питательной воды, пар из уплотнений направлен к сальниковому подогревателю, а из основных эжекторов конденсатора - в охладитель эжектора пара. Химически очищенная вода подается в конденсатор.

Теплофикационная установка пятого блока состоит из основного бойлера типа ПСВ-500-3-23 и пикового бойлера типа ПСВ-500-14-23. Основной бойлер

подключён к регулируемому теплофикационному отбору, пиковый - к регулируемому производственному. Дренаж греющего пара из ПСП в ОСП, из ОСП – в конденсатор. Бойлерные установки Красноярской ГРЭС-2 предназначены для нагрева сетевой воды от 70 °С до 150 °С.

Давление в конденсаторе и деаэраторе заданно производителем:

$$P_k = 0,004 \text{ МПа};$$

$$P_d = 0,7 \text{ МПа}.$$

Степень открытия регулирующих органов производственного и теплофикационного органов следует задать такую, чтобы давление в них было аналогично давлению в соответствующих отборах турбины Т-50-8,8. Параметры теплофикационной установки аналогичны предыдущему расчёту.

$$P_{отб3} = 1,405 \text{ МПа},$$

$$P_{отб5} = 0,177 \text{ МПа}.$$

Определим значение подогрева питательной воды в ПВД-2 и ПВД-3, зная температуру воды за ПВД-1 и на входе в котлы:

$$\Delta t_{пв2,3} = \frac{t_{пв} - t_{пв1}}{z_{пвд}} = \frac{215 - 189,97}{2} = 12,51 \text{ °С}.$$

Найдём температуру основного конденсата за ПВД-2:

$$t_{пв2} = t_{пв1} + \Delta t_{пв2,3} = 189,97 + 12,51 = 202,48 \text{ °С}.$$

Определим температуру насыщения в ПВД-2, где θ – недогрев воды до температуры насыщения. Для ПВД принимается равным $\theta = 2...5 \text{ °С}$:

$$t_{н5} = t_{пв2} + \theta = 202,48 + 3 = 205,48 \text{ °С}.$$

Постольку, поскольку параметры пара в теплофикационном отборе приняты такие же, как и в расчёте турбины Т-50-8,8, то параметры воды за ПВД-2 и 3 и параметры пара в отборах к ним будут идентичны предыдущему расчёту. Далее найдём значение подогрева питательной воды в ПНД 1,2, зная давление в конденсаторе:

$$\Delta t_{ок1,2} = \frac{t_{ок2} - t_k}{2} = \frac{113 - 28,96}{2} = 42,02 \text{ °С},$$

Найдём температуру основного конденсата за ПНД 1:

$$t_{ок1} = t^{\text{к}} + \Delta t_{ок1,2} = 28,96 + 42,02 = 70,98 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Найдём температуру насыщения в ПНД 1:

$$t_{н1} = t_{ок1} + \theta = 70,98 + 2 = 72,98 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

По температуре насыщения в ПНД-1 и ПВД-2, определим давление в нём:

$$P_{п1} = 0,035 \text{ МПа}, P_{п5} = 1,74 \text{ МПа}.$$

По температуре насыщения найдём давление в отборе с учётом потерь в трубопроводе:

$$P_{от62} = 1,05 \cdot P_{п5} = 1,05 \cdot 1,74 = 1,827 \text{ МПа},$$

$$P_{от66} = 1,05 \cdot P_{п1} = 1,05 \cdot 0,035 = 0,0367 \text{ МПа}.$$

Параметры пара за котлом аналогичны предыдущему расчёту.

Находим давление за стопорно-регулирующим клапаном ($P^{\text{о}}$) с учетом потерь на дросселирование – 5%. $P^{\text{о}} = 8,36 \text{ МПа}$. Далее, на пересечении h_0 и $P^{\text{о}}$, определяется точка $S^{\text{о}} = 6,7590$.

Определим давление пара за ЦВД (в данной турбине это $P_{от63} = 1,405 \text{ МПа}$) и точка $3t$ ($h_{3t} = S^{\text{о}}, P_{от63} = 2934,08 \text{ кДж/кг}$) в конце изоэнтروпийного процесса расширения пара в ЦВД.

Найдём располагаемый теплоперепад ЦВД:

$$H_0^{\text{ЦВД}} = h_0 - h_{3t} = 3439,78 - 2934,08 = 505,70 \text{ кДж/кг}.$$

При заданным производителем относительном КПД действительный теплоперепад будет:

$$H_i^{\text{ЦВД}} = H_0^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦВД}} = 505,70 \cdot 0,845 = 427,31 \text{ кДж/кг}.$$

Значение энтальпии на выходе из ЦВД будет:

$$h_3 = h_0 - H_i^{\text{ЦВД}} = 3439,78 - 427,31 = 3012,47 \text{ кДж/кг}.$$

Определим давление на входе в ЦНД с учетом потерь давления 10% в регулирующем органе производственного отбора:

$$P^{\text{о}}_{от63} = P_{от63} \cdot 0,9 = 1,405 \cdot 0,9 = 1,264 \text{ МПа}.$$

На пересечении h_3 и $P^{\text{о}}_{от63}$ находится точка $S^{\text{з}} = 6,9504$.

На пересечении процесса $0^{\text{з}}$ - 3 с изобарами $P_{от61}, P_{от62}$, определяется энтальпия в первом и втором отборах турбины:

$$h_1 = 3147,18 \text{ кДж/кг}, h_2 = 3079,75 \text{ кДж/кг}.$$

Цилиндр низкого давления в данной турбине делится на часть среднего давления до поворотной диафрагмы теплофикационного отбора и часть низкого давления после поворотной диафрагмы. Найдём точку 5t ($h_{5t} = S'_3, P_{от65} = 2616,02 \text{ кДж/кг}$) в конце изоэнтروпийного процесса расширения пара в ЧСД.

Найдём располагаемый теплоперепад ЧСД:

$$H_0^{ЧСД} = h_3 - h_{5t} = 3012,47 - 2616,02 = 396,45 \text{ кДж/кг}.$$

При заданном производителем относительном КПД действительный теплоперепад будет:

$$H_i^{ЧСД} = H_0^{ЧСД} \cdot \eta_{oi}^{ЧСД} = 396,45 \cdot 0,839 = 332,62 \text{ кДж/кг}.$$

Значение энтальпии на выходе из ЧСД будет:

$$h_5 = h_3 - H_i^{ЧСД} = 3012,47 - 332,62 = 2679,85 \text{ кДж/кг}.$$

Определим давление на входе в ЧНД с учетом потерь давления 10% в регулирующем органе теплофикационного отбора:

$$P'_{от65} = P_{от65} \cdot 0,9 = 0,177 \cdot 0,9 = 0,159 \text{ МПа}.$$

На пересечении процесса 3` - 5 с изобарой $P_{от64}$ определяется энтальпия в четвёртом отборе турбины:

$$h_4 = 2910,03 \text{ кДж/кг}.$$

На пересечении h_5 и $P'_{от65}$ находится точка $S'_5 = 7,1623$.

Определим давление на выходе из ЧНД по давлению в конденсаторе:

$$P'_к = P_к \cdot 1,05 = 0,004 \cdot 1,05 = 0,0042 \text{ МПа}.$$

Найдём точку $kt = P'_к, S'_5 = 2163,28 \text{ кДж/кг}$.

Найдём располагаемый теплоперепад ЧНД:

$$H_0^{ЧНД} = h_5 - h_{kt} = 2679,85 - 2163,28 = 516,57 \text{ кДж/кг}.$$

При заданном относительном КПД действительный теплоперепад будет:

$$H_i^{ЧНД} = H_0^{ЧНД} \cdot \eta_{oi}^{ЧНД} = 516,57 \cdot 0,790 = 368,37 \text{ кДж/кг}.$$

Найдём энтальпию конденсата:

$$h_к = h_5 - H_i^{ЧНД} = 2679,85 - 368,37 = 2311,48 \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия $h_к$ на пересечении с $P'_к$ даёт точку $S'_к = 7,6543$.

На пересечении процесса 5` - к` с изобарой $P_{отб6}$ определяется энтальпия в пятом отборе турбины:

$$h_6 = 2513,19 \text{ кДж/кг.}$$

Найдём действительный теплоперепад турбины:

$$H_i = H_i^{цвд} + H_i^{чсд} + H_i^{чнд} = 427,31 + 332,62 + 368,37 = 1128,30 \text{ кДж/кг.}$$

Проверим результат:

$$H_i = h_0 - h_k = 3439,78 - 2311,48 = 1128,30 \text{ кДж/кг.}$$

Таблица 6 - Сводная таблица параметров пара, конденсата и воды

Точка процесса в турбине	Элементы тепловой схемы	Пар в турбине (отборе)		Пар в подогревателе		Дренаж греющего пара		Питательная вода, основной конденсат			Удельная работа отбора	Коэф. недопроизводства
		$P_{отб}$	$h_{отб}$	$P_{п}$	$t_{п}$	$h`$	$t_{пв,ок}$	$P_{пв,ок}$	$h_{пв,ок}$	h_j		
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг	кДж/кг		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	-	8,8	3439,78									
0`	-	8,36	3422,31									
1	ПВД3	2,342	3147,18	2,231	218	934,41	215	11,4	923,67	292,60	0,74	
2	ПВД2	1,827	3079,75	1,740	205,48	876,81	202,48	11,4	867,55	306,03	0,72	
3	ПВД1	1,405	3012,47	1,338	192,97	820,83	189,97	11,4	812,25	427,31	0,62	
3	Д	1,405	3012,47	0,70	164,95	697,13	164,95	0,70	697,13	427,31	0,62	
4	ПНД3	0,569	2910,03	0,542	149,95	632,04	152,95	0,98	645,28	529,75	0,53	
5	ПНД2	0,177	2679,85	0,169	115	482,55	113	0,98	474,66	759,93	0,32	
6	ПНД1	0,034	2513,19	0,033	71,85	300,77	69,85	0,98	293,17	926,59	0,17	
к`	К	0,004	2311,48	0,004	28,96	121,40	28,96	0,004	121,40	1128,30	0	
3	ПСП	1,405	3012,47	0,543	155	653,88	150	1,5	632,88	427,31	0,62	
5	ОСП	0,177	2679,85	0,169	115	482,55	110	1,5	462,35	759,93	0,32	

Определим значение удельной работы 1 кг пара, идущего в определённый отбор турбины:

$$H_{j1} = h_0 - h_1 = 3439,78 - 3147,18 = 292,60 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_{j2} = h_0 - h_2 = 3439,78 - 3079,75 = 306,03 \text{ кДж/кг};$$

$$H_{j3} = h_0 - h_3 = 3439,78 - 3012,47 = 427,31 \text{ кДж/кг};$$

$$H_{j4} = h_0 - h_4 = 3439,78 - 2910,03 = 529,75 \text{ кДж/кг};$$

$$H_{j5} = h_0 - h_5 = 3439,78 - 2679,85 = 759,93 \text{ кДж/кг};$$

$$H_{j6} = h_0 - h_6 = 3439,78 - 2513,19 = 926,59 \text{ кДж/кг}.$$

Найдём коэффициент недовыработки:

$$y_1 = \frac{(H_i - H_{j1})}{H_i} = \frac{(1128,30 - 292,60)}{1128,30} = 0,74;$$

$$y_2 = \frac{(H_i - H_{j2})}{H_i} = \frac{(1128,30 - 306,03)}{1128,30} = 0,72;$$

$$y_3 = \frac{(H_i - H_{j3})}{H_i} = \frac{(1128,30 - 427,31)}{1128,30} = 0,62;$$

$$y_4 = \frac{(H_i - H_{j4})}{H_i} = \frac{(1128,30 - 529,75)}{1128,30} = 0,53;$$

$$y_5 = \frac{(H_i - H_{j5})}{H_i} = \frac{(1128,30 - 759,93)}{1128,30} = 0,32;$$

$$y_6 = \frac{(H_i - H_{j6})}{H_i} = \frac{(1128,30 - 926,59)}{1128,30} = 0,17.$$

Найдём расходы греющего пара из отборов на ПБ и ОБ из уравнений тепловых балансов:

$$G_{\text{псп}} \cdot (h_{\text{псп}} - h'_{\text{псп}}) \cdot \eta_{\text{п}} = Q_{\text{псп}}$$

$$21,48 \cdot (3012,47 - 653,88) \cdot 0,99 = 50160$$

$$\left(G_{\text{осп}} \cdot (h_{\text{осп}} - h'_{\text{осп}}) + G_{\text{др}}^{\text{псп}} \cdot (h'_{\text{псп}} - h'_{\text{осп}}) \right) \cdot \eta_{\text{п}} = Q_{\text{осп}}$$

$$G_{\text{др}}^{\text{осп}} = G_{\text{осп}} + G_{\text{др}}^{\text{псп}}$$

$$(21,38 \cdot (2679,85 - 482,55) + 21,48 \cdot (653,88 - 482,55)) \cdot 0,99 = 50160$$

$$42,86 = 21,38 + 21,48$$

Далее необходимо найти расход острого пара на турбину при электрической мощности, аналогичной предыдущему расчёту:

$$\begin{aligned}
 G_0 &= k_p \cdot \left(\frac{N_э \cdot 10^3}{(H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r)} + G_{\text{псп}} \cdot y_2 + G_{\text{осп}} \cdot y_4 \right) \\
 &= 1,15 \cdot \left(\frac{40 \cdot 10^3}{(1128,30 \cdot 0,99 \cdot 0,99)} + 21,48 \cdot 0,62 + 21,38 \cdot 0,32 \right) \\
 &= 64,78 \text{ кг/с.}
 \end{aligned}$$

Номинальный расход пара на турбину равен 111,1 кг/с, из чего следует, что выбранный режим соответствует критериям безопасной работы турбины.

Определим теплоту рабочего тела, поступившая в турбоустановку:

$$Q_0 = G_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) = 64,78 \cdot (3439,78 - 923,67) = 162993 \text{ кВт.}$$

Далее определим теплоту, отпускаемую на выработку электроэнергии:

$$Q_{\text{ту}}^э = Q_0 - Q_{\text{от}} = 162993 - 100320 = 62673 \text{ кВт.}$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ту}}^э = \frac{N_э}{Q_{\text{ту}}^э} = \frac{40000}{62673} = 0,63.$$

Вычислим КПД блока по отпуску электроэнергии:

$$\eta_c^э = \eta_{\text{ту}}^э \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пгу}} (1 - k_{\text{с.н.}}) = 0,63 \cdot 0,98 \cdot 0,87 \cdot (1 - 0,04) = 0,52.$$

Вычислим КПД блока по отпуску теплоты:

$$\eta_c^т = \eta_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пгу}} = 0,99 \cdot 0,98 \cdot 0,87 = 0,84.$$

Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии блока:

$$b_э^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_c^э} = \frac{123}{0,52} = 235,45 \text{ г у. т./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты блока:

$$b_{\text{т}}^{\text{отп}} = \frac{34,1}{\eta_c^т} = \frac{34,1}{0,84} = 40,59 \text{ кг у. т./ГДж}.$$

2.3 Вывод по разделу

В рамках данного раздела был произведён расчёт показателей тепловой экономичности турбин Т-50-8,8 и ПТ-65-90/13. По условию проекта, должна быть обеспечена работа сетевой установки при условии нагрева воды от 70 °С до 150 °С, с расходом 300 кг\с. Данное условие объясняется необходимостью обеспечения работоспособности имеющейся на пятом блоке Красноярской ГРЭС-2 сетевой установки.

Из расчётов видно, что турбина Т-50-8,8 может обеспечить работу сетевой установки на заданных параметрах лишь при условии сниженной, по отношению к номиналу, электрической нагрузки.

Турбина ПТ-65-90/13 способна обеспечить заданные тепловые и электрические нагрузки имея при этом значительный запас производительности. Также, при расчёте тепловой экономичности при заданных параметрах, турбина ПТ-65-90/13 показывает лучший КПД по отпуску электроэнергии.

Из всего вышперечисленного был сделан вывод, что для замены старой турбины ПТ-60-90/13 при заданных условиях наиболее подходит её современная модификация ПТ-65-90/13.

3. Расчет вспомогательных элементов тепловой схемы. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы

Предварительный расчёт расхода пара на турбину при номинальной электрической нагрузке:

$$\begin{aligned} G_0 &= k_p \cdot \left(\frac{N_э \cdot 10^3}{(H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r)} + G_{\text{псп}} \cdot y_2 + G_{\text{осп}} \cdot y_4 \right) \\ &= 1,15 \cdot \left(\frac{65 \cdot 10^3}{(1128,30 \cdot 0,99 \cdot 0,99)} + 21,48 \cdot 0,62 + 21,38 \cdot 0,32 \right) \\ &= 90,77 \text{ кг/с.} \end{aligned}$$

Найдем относительные расходы пара на теплофикационные отборы:

$$\alpha_{\text{осп}} = \frac{G_{\text{осп}}}{G_0} = \frac{21,38}{90,77} = 0,235,$$

$$\alpha_{\text{псп}} = \frac{G_{\text{псп}}}{G_0} = \frac{21,48}{90,77} = 0,236,$$

Далее произведём расчёт вспомогательного оборудования, к которому в данной схеме относятся расширитель и охладитель непрерывной продувки, охладитель эжектора и пара уплотнений.

Целью расчёта расширителя является определение относительного расхода пара (α_p) и воды (α_v) по принятому расходу продувочной воды на основе решений уравнений материального баланса:

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

$$\alpha_{\text{пр}} \cdot h_{\text{пр}} \cdot \eta_p = \alpha_p \cdot h_p + \alpha_v \cdot h_v$$

$$0,01 = 0,0034 + 0,0065$$

$$0,01 \cdot 1431,81 \cdot 0,99 = 0,0034 \cdot 2764,80 + 0,0065 \cdot 705,78,$$

где $\alpha_{\text{пр}}$ – относительный расход продувочной воды, принимается равным 0,005...0,03 – при восполнении потерь рабочего тела химически очищенной водой; $h_{\text{пр}} = 1431,81 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия продувочной воды, определяется для состояния насыщения при давлении в барабане парогенератора $p_6 = p_0 \cdot 1,2 =$

$8,8 \cdot 1,2 = 10,56$ МПа; $h''_p = 2764,80 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$, $h'_v = 705,78 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпии пара и воды на выходе из расширителя, определяются для состояния насыщения при давлении в расширителе p_p , которое из-за гидравлических потерь в трубопроводе на 2...8 % выше давления в том элементе схемы, куда отводится пар ($p_p = p_d \cdot 1,05 = 0,7 \cdot 1,05 = 0,735$ МПа); $\eta_p = 0,99$ – КПД расширителя.

Целью расчёта охладителя продувки является определение энтальпии $h^*_{дв}$, с которой добавочная вода поступает в паротурбинную установку, для этого определим энтальпию добавочной воды на входе:

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

где $t_{дв}$ – температура добавочной воды на входе в охладитель продувки, принимаем 10 °С.

Найдём относительный расход добавочной воды:

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

относительные внутренние потери рабочего тела определяются как:

$$\alpha_{вн} = \alpha_{ут} + \alpha_v = 0,01 + 0,0065 = 0,0165,$$

где $\alpha_{ут}$ – относительный расход утечек, принимается для ТЭС – 0,005...0,012.

Постольку, поскольку внешний потребитель в данной схеме отсутствует, то $\alpha_{дв} = 0,0165$.

Составим уравнение теплового баланса охладителя:

$$\alpha_v \cdot (h'_v - h_v) = \alpha_{дв} \cdot (h^*_{дв} - h_{дв})$$

$$h_v - h^*_{дв} = 50$$

$$0,0065 \cdot (705,78 - 265,38) = 0,0165 \cdot (215,38 - 41,9)$$

$$265,38 - 215,38 = 50,$$

где h_B – энтальпия сбрасываемой воды после охладителя продувки.

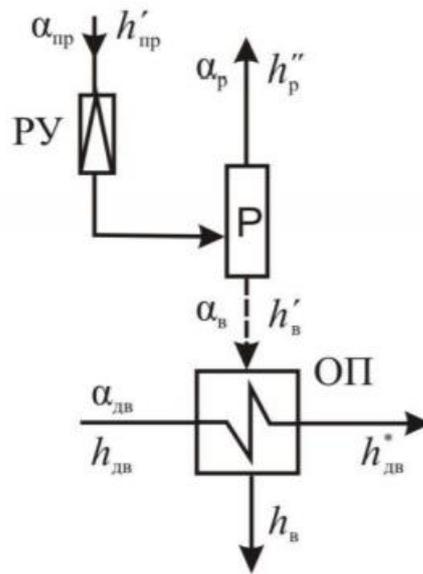


Рисунок 5 - Расчетные
схемы расширителя и
охладителя непрерывной
продувки парогенератора

Определим температуру основного конденсата после ОЭ и ОУ:

$$t_{ок}^* = t_{к} + \Delta t_{оэ} + \Delta t_{оу} = 28,96 + 5 + 5 = 33,15 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $t_{к}$ – температура насыщения при давлении в конденсаторе, $^\circ\text{C}$; $\Delta t_{оэ}$ – подогрев основного конденсата в охладителях эжекторов, принимается равным 2...5 $^\circ\text{C}$; $\Delta t_{оу}$ – подогрев основного конденсата в охладителях уплотнений, принимается равным 2...5 $^\circ\text{C}$.

Найдем энтальпию за эжекторами:

$$h_{ок}^* = 4,19 \cdot t_{ок}^* = 4,19 \cdot 38,96 = 163,24 \text{ кДж/кг.}$$

Составим общее уравнение материального баланса по пару:

Относительный расход пара на турбину $\alpha_0 = 1$.

Относительный расход пара на турбоустановку ТЭС при отсутствии РОУ в общем виде определяется: $\alpha_0 = \alpha_{ту} = 1$.

Определим относительный расход пара из парогенерирующей установки в общем случае равен:

$$\alpha_{пг} = \alpha_{ту} + \alpha_{ут} + \alpha_{упл} + \alpha_э = 1 + 0,01 + 0,03 + 0,004 = 1,044,$$

где $\alpha_{упл}$ – относительный расход пара из уплотнений турбины, принимается на ТЭС равным 0,02...0,04; $\alpha_э$ – относительный расход пара на эжекторы, принимается равным 0,004...0,005; $\alpha_{ут}$ – относительный расход утечек, принимается для ТЭС – 0,005...0,012.

Найдём относительный расход воды в парогенерирующую установку, который в общем случае определяется как:

$$\alpha_{пв} = \alpha_{пт} + \alpha_{пр} = 1,044 + 0,01 = 1,054.$$

В тепловой схеме ТЭС первым выполняется расчёт группы ПВД против хода питательной воды. После рассчитывается деаэратор и в конце - группа ПВД от деаэратора к конденсатору.

Уравнение теплового баланса для ПВД 3:

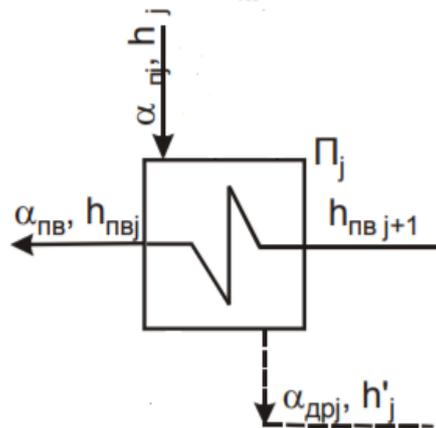


Рисунок 6 - Расчётная схема ПВД 3

$$\alpha_{п6}(h_1 - h'_1) = \frac{\alpha_{пв}(h_{пв6} - h_{пв5})}{\eta_{п}}$$

$$\alpha_{п6} \cdot (3147,18 - 934,41) = \frac{1,054 \cdot (923,67 - 867,55)}{0,98},$$

$$\alpha_{п6} = 0,027,$$

$$\alpha_{др6} = \alpha_{п6}.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД 2:

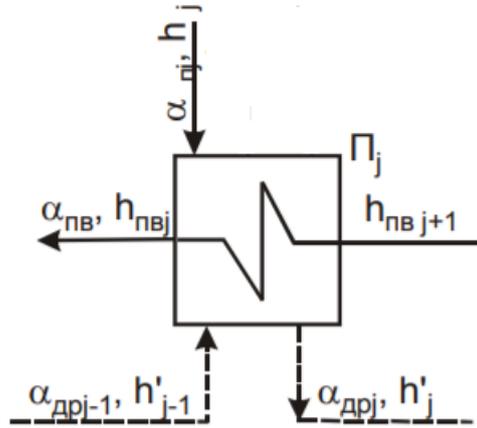


Рисунок 7 - Расчётная схема ПВД 2

$$\alpha_{п5}(h_2 - h'_2) + \alpha_{др6}(h'_1 - h'_2) = \frac{\alpha_{пв}(h_{пв5} - h_{пв4})}{\eta_{п}}$$

$$\alpha_{п5} \cdot (3079,75 - 876,81) + 0,027 \cdot (934,41 - 876,81) = \frac{1,054 \cdot (867,55 - 812,25)}{0,98},$$

$$\alpha_{п5} = 0,026,$$

$$\alpha_{др5} = \alpha_{др6} + \alpha_{п5} = 0,027 + 0,026 = 0,053.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД 1:

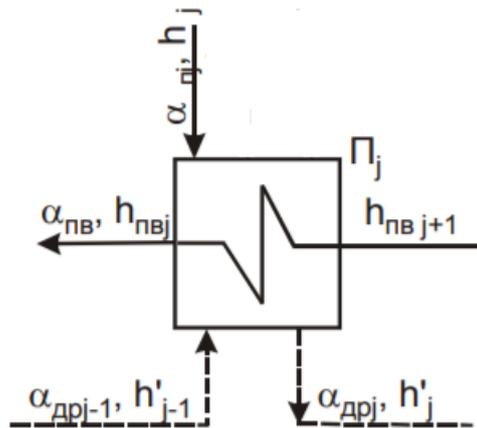


Рисунок 8 - Расчётная схема ПВД 1

В рамках расчёта группы ПВД, подогреватель, находящийся по ходу воды после питательного насоса, рассчитывается с учётом повышения энтальпии в питательном насосе, определяющееся по формуле:

$$\Delta h_{пв} = h_{н}^a = v \cdot (P_{пв} - P_{д}) \cdot 10^3 = 0,0011080 \cdot (11,40 - 0,70) \cdot 10^3 = 11,85 \text{ кДж/кг.}$$

$$h_{\text{ПН}} = h'_d + \Delta h_{\text{ПВ}} = 697,13 + 11,85 = 708,98 \text{ кДж/кг.}$$

$$\alpha_{\text{П4}}(h_3 - h'_3) + \alpha_{\text{др5}}(h'_2 - h'_3) = \frac{\alpha_{\text{ПВ}}(h_{\text{ПВ4}} - h_{\text{ПН}})}{\eta_{\text{П}}},$$

$$\alpha_{\text{П6}} \cdot (3012,47 - 820,83) + 0,053 \cdot (876,81 - 820,83) = \frac{1,054 \cdot (815,19 - 708,98)}{0,98},$$

$$\alpha_{\text{П4}} = 0,050,$$

$$\alpha_{\text{др4}} = \alpha_{\text{др5}} + \alpha_{\text{П4}} = 0,053 + 0,050 = 0,103.$$

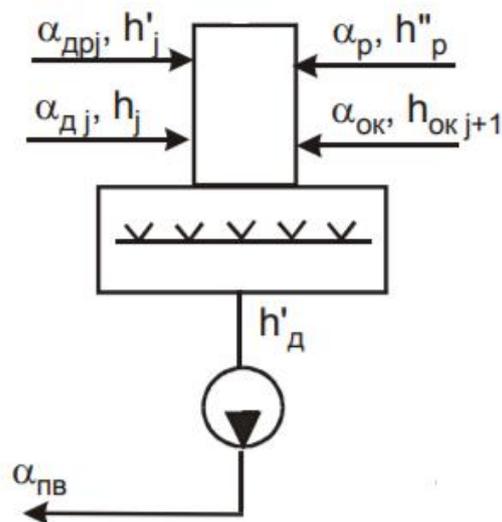


Рисунок 9 - Расчётная схема деаэратора

В рамках расчёта деаэратора необходимо определить расходы греющего пара из отбора турбины и основного конденсата из группы ПНД. Для данной схемы необходимо учитывать также пар из расширителя непрерывной продувки. Определить требуемые расходы возможно посредством совместного решения уравнений материального и теплового балансов.

Запишем эти уравнения:

$$\alpha_d + \alpha_{ок} + \alpha_{др4} + \alpha_p = \alpha_{пв}$$

$$(\alpha_d \cdot h_3 + \alpha_{ок} \cdot h_{ок3} + \alpha_{др4} \cdot h_3 + \alpha_p \cdot h_p) \cdot \eta_c = \alpha_{пв} \cdot h_d$$

$$\alpha_d + \alpha_{ок} + 0,157 + 0,0045 = 1,054$$

$$(\alpha_d \cdot 3012,47 + \alpha_{ок} \cdot 645,28 + 0,103 \cdot 820,83 + 0,0034 \cdot 2764,80) \cdot 0,99 = 1,054 \cdot 697,13$$

$$\alpha_d = 0,030,$$

$$\alpha_{ок} = 0,861.$$

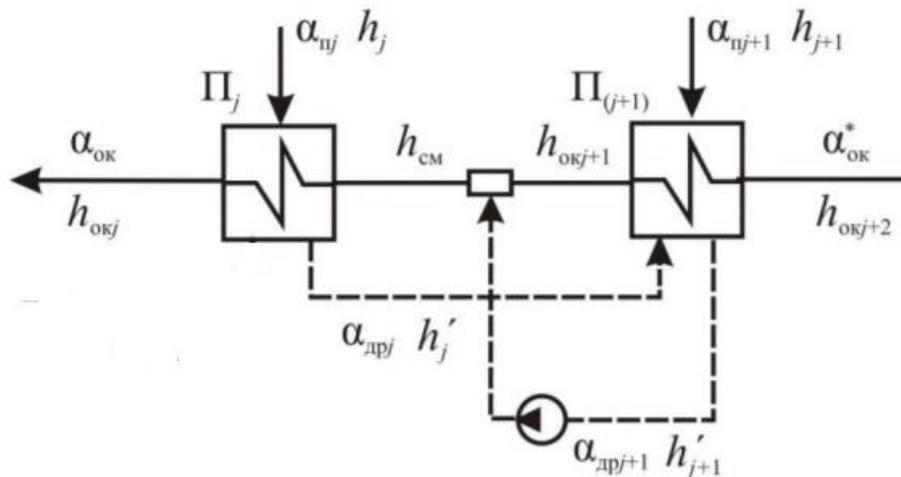


Рисунок 10 - Расчётная схема ПНД 2,3

Уравнение теплового баланса для ПНД 2,3:

$$(\alpha_{п3}(h_4 - h_4)) \cdot \eta_{п} = \alpha_{ок}(h_{ок3} - h_{см})$$

$$(\alpha_{п2}(h_5 - h_5) + \alpha_{п3}(h_4 - h_5)) \cdot \eta_{п} = \alpha_{ок}^*(h_{ок2} - h_{ок1})$$

$$\alpha_{ок}^* \cdot h_{ок2} + (\alpha_{п3} + \alpha_{п2}) \cdot h_5 = h_{см} \cdot \alpha_{ок}$$

$$\alpha_{ок}^* + \alpha_{п4} + \alpha_{п3} = \alpha_{ок},$$

$$(\alpha_{п3} \cdot (2910,03 - 632,04)) \cdot 0,98 = 0,861 \cdot (645,28 - h_{см})$$

$$(\alpha_{п2} \cdot (2679,85 - 482,55) + \alpha_{п3} \cdot (632,04 - 482,55)) \cdot 0,98 = \alpha_{ок}^* \cdot (474,66 - 293,17)$$

$$\alpha_{ок}^* \cdot 474,66 + (\alpha_{п3} + \alpha_{п2}) \cdot 482,55 = h_{см} \cdot 0,861$$

$$\alpha_{ок}^* + \alpha_{п2} + \alpha_{п3} = 0,861,$$

$$\alpha_{п3} = 0,065,$$

$$\alpha_{п2} = 0,057,$$

$$\alpha_{ок}^* = 0,737,$$

$$h_{см} = 475,78.$$

Уравнение теплового баланса для ПНД 1:

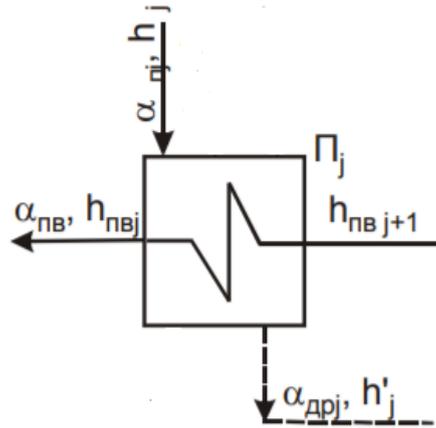


Рисунок 11 - Расчётная схема ПНД 3

$$\alpha_{п1}(h_6 - h'_6) = \frac{\alpha_{ок}^*(h_{ок1} - h_{ок}^*)}{\eta_{п}}$$

$$\alpha_{п3} \cdot (2513,19 - 300,77) = \frac{0,737 \cdot (293,17 - 163,24)}{0,98},$$

$$\alpha_{п1} = 0,044,$$

$$\alpha_{др1} = \alpha_{п1}.$$

Проверим правильность вычисления материального баланса рабочего тела в схеме, для чего определим относительный расход пара в конденсатор:

$$\alpha_{к} = 1 - \sum \alpha_j = 1 - 0,804 = 0,196,$$

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

Этот же расход определим с другой стороны, из материального баланса конденсатора и точки смешения перед насосом:

$$\alpha_{к} = \alpha_{ок}^* - \sum \alpha_{слива} = 0,737 - 0,542 = 0,195,$$

где $\sum \alpha_j$ – сумма расходов, сливаемых в конденсатор ($\alpha_{\text{э}}, \alpha_{\text{упл}}, \alpha_{\text{дрсп1,2}}, \alpha_{\text{др1}}$);

Определим относительную ошибку:

$$\delta \alpha_{\text{к}} = 100 \cdot \frac{(\alpha_{\text{к}} - \alpha'_{\text{к}})}{\alpha_{\text{к}}} = 100 \cdot \frac{(0,196 - 0,195)}{0,196} = 0,5.$$

Относительная ошибка не превышает 0,5%.

Определим расход пара на турбину:

$$G_0 = \frac{N_3 \cdot 10^3}{(H_i \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}} \cdot (1 - \sum \alpha_j y_j))} = \frac{65 \cdot 10^3}{(1128,30 \cdot 0,99 \cdot 0,99 \cdot (1 - 0,360))}$$
$$= 91,84 \text{ кг/с};$$

$$\delta G = 100 \cdot \frac{(G_0 - G'_0)}{G_0} = 100 \cdot \frac{(91,84 - 90,77)}{91,84} = 1,16.$$

Относительная ошибка < 2%, найдём абсолютные расходы:

$$G_6 = G_0 \cdot \alpha_{\text{п1}} = 91,84 \cdot 0,044 = 4,04 \text{ кг/с};$$

$$G_5 = G_0 \cdot \alpha_{\text{п2}} = 91,84 \cdot 0,057 = 5,23 \text{ кг/с};$$

$$G_4 = G_0 \cdot \alpha_{\text{п3}} = 91,84 \cdot 0,065 = 5,96 \text{ кг/с};$$

$$G_3 = G_0 \cdot \alpha_{\text{п4}} = 91,84 \cdot 0,050 = 4,59 \text{ кг/с};$$

$$G_2 = G_0 \cdot \alpha_{\text{п5}} = 91,84 \cdot 0,026 = 2,38 \text{ кг/с};$$

$$G_1 = G_0 \cdot \alpha_{\text{п6}} = 91,84 \cdot 0,027 = 2,47 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{д}} = G_0 \cdot \alpha_{\text{д}} = 91,84 \cdot 0,030 = 2,75 \text{ кг/с}.$$

Определим расчётную электрическую мощность:

$$N_{\text{э}} = G_0^3 \cdot \left(H_i \cdot \alpha_{\text{к}} + \sum (\alpha_{\text{отб}j} \cdot H_j) \right) \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}}$$
$$= 91,84 \cdot (1128,30 \cdot 0,196 + 499,65) \cdot 0,99 \cdot 0,99 = 64883 \text{ кВт}.$$

Вычислим погрешность в расчетах:

$$\delta N = 100 \cdot \frac{(N_3 - N'_{\text{э}})}{N_3} = 100 \cdot \frac{(65000 - 64883)}{65000} = 0,18.$$

Погрешность < 1%.

5. Выбор вспомогательного оборудования турбинного отделения

Питательный насос.

Для блока с турбиной ПТ-65-90/13 в результате расчёта тепловой схемы найден напор питательной воды $P_{\text{пн}} = 11,40$ МПа. Найдём расход питательной воды:

$$G_{\text{пв}} = G_{\text{оном}} \cdot \alpha_{\text{пв}} = 111 \cdot 1,054 = 117 \text{ кг/с},$$

где $G_{\text{оном}}$ – номинальный расход пара на турбину.

Определяется максимальная подача питательного насоса:

$$V = 1,05 \cdot G_{\text{пв}} \cdot v \cdot 3600 = 1,05 \cdot 117 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 442 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где v - удельный объем воды в состоянии насыщения при давлении p_d в деаэраторе, $\text{м}^3/\text{кг}$.

Выбираем два питательных насоса типа ПЭ 270-150-2. Его характеристики: подача $270 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор $16,1$ МПа, частота вращения 2980 об/мин, КПД насоса 75% , компания-изготовитель АО «ГИДРОМАШСЕРВИС». Резервный насос аналогичный.

Конденсатный насос.

Определяется максимальная подача конденсатного насоса:

$$V = 1,1 \cdot G_{\text{к}} \cdot v \cdot 3600 = 1,1 \cdot 95,57 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 416 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$G_{\text{к}} = \alpha_{\text{ок}} \cdot G_{\text{оном}} = 0,861 \cdot 111 = 95,57 \text{ кг/с},$$

где $G_{\text{к}}$ – общая подача конденсатных насосов, кг/с .

Выбираем конденсатный насос типа КсВ-500-150. Его характеристики: подача $320 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор $1,5$ МПа, частота вращения 1500 об/мин, КПД насоса 75% , компания-изготовитель АО «ГИДРОМАШСЕРВИС». Резервный насос аналогичный.

Дренажный насос.

Определяется максимальная подача дренажного насоса:

$$V = 1,1 \cdot (G_4 + G_5) \cdot v \cdot 3600 = 1,1 \cdot (5,23 + 5,96) \cdot 0,001 \cdot 3600 = 44 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем дренажный насос типа Кс-80-150. Его характеристики: подача 80 м³/ч, напор 1,5 МПа, частота вращения 3000 об/мин, КПД насоса 60%, компания-изготовитель АО «ГИДРОМАШСЕРВИС».

Деаэратор питательной воды.

Суммарная производительность деаэраторов выбирается по максимальному расходу питательной воды. На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор с одной или двумя колонками с рабочим давлением 0,59...1,29 МПа.

Емкость баков деаэраторов должна быть на 15 % больше запаса питательной воды, который составляет: для блочных электростанций – не менее 3,5 минут.

Минимальная полезная вместимость деаэрационного бака:

$$V_d = \tau \cdot \nu \cdot 60 \cdot G_{пв} = 3,5 \cdot 0,001 \cdot 60 \cdot 117 = 25 \text{ м}^3.$$

где $\tau = 3,5$ мин – время, на которое рассчитывается суммарный объем питательной воды в деаэрационных баках блочных ТЭС; $\nu = 0,001$ м³/кг – удельный объем воды в состоянии насыщения при давлении p_d в деаэраторе.

Выбираем деаэратор ДП-500/70. Его характеристики: производительность одной колонки 500 т/ч, рабочее давление 0,7 МПа, рабочая температура 164 °С, Полезная вместимость деаэрационного бака 65 м³, компания-изготовитель ООО «СибирьЭнергоКомплект».

Сальниковый подогреватель.

Сальниковый подогреватель типа ЭПУ-0,9-900, поставляется вместе с турбоагрегатом. Площадь поверхности теплообмена составляет 2х17,5 м².

Основной эжектор.

Эжектор пароструйный основной ЭПО-3-200, поставляется вместе с турбоагрегатом. Расход пара на эжектор 200 кг/ч, оптимальное рабочее давление пара по манометру перед соплами 0,49 МПа.

Регенеративная установка.

Для определения поверхности теплопередачи коэффициент теплопередачи (k) принимается 3.

Определим поверхность нагрева ПНД 1:

$$F = \frac{Q_{п1}}{k \cdot \Delta t_{п1}} = \frac{8759}{3 \cdot 13,13} = 218,89 \text{ м}^2,$$

где $Q_{п}$ – тепловая нагрузка подогревателя, кВт; $\Delta t_{п}$ – средний логарифмический температурный напор;

$$Q_{п1} = G_6 \cdot (h_6 - h_6') \cdot \eta_{п} = 4,04 \cdot (2513,19 - 300,77) \cdot 0,98 = 8759 \text{ кВт},$$

$$\Delta t'_{п1} = t_{н} - t_{вх} = 71,85 - 28,96 = 42,89 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t''_{п1} = t_{н} - t_{вых} = 71,85 - 69,85 = 2^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t_{п1} = \frac{\Delta t'_{п1} - \Delta t''_{п1}}{\ln \frac{\Delta t'_{п1}}{\Delta t''_{п1}}} = \frac{42,89 - 2}{\ln \frac{42,89}{2}} = 13,13^{\circ}\text{C}.$$

Давление со стороны пара 0,034 МПа, со стороны воды 0,98 МПа, максимальный расход воды 95,57 кг/с.

Выбираем ПНД 1 типа ПН-250-16-7-II, поставляется вместе с турбоагрегатом. Давление пара в корпусе 0,68 МПа, максимальная площадь теплообмена 250 м², давление воды в трубной системе 1,57 МПа, номинальный расход воды 111,1 кг/с.

Определим поверхность нагрева ПНД 2:

$$F = \frac{Q_{п2}}{k \cdot \Delta t_{п2}} = \frac{11262}{3 \cdot 13,84} = 271,16 \text{ м}^2,$$

$$Q_{п2} = G_5 \cdot (h_5 - h_5') \cdot \eta_{п} = 5,23 \cdot (2679,85 - 482,55) \cdot 0,98 = 11262 \text{ кВт},$$

$$\Delta t'_{п2} = t_{н} - t_{вх} = 115 - 69,85 = 45,15 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t''_{п2} = t_{н} - t_{вых} = 115 - 113 = 2^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t_{п2} = \frac{\Delta t'_{п2} - \Delta t''_{п2}}{\ln \frac{\Delta t'_{п2}}{\Delta t''_{п2}}} = \frac{45,15 - 2}{\ln \frac{45,15}{2}} = 13,84^{\circ}\text{C}.$$

Давление со стороны пара 0,177 МПа, со стороны воды 0,98 МПа, максимальный расход воды 95,57 кг/с.

Выбираем ПНД 2 типа ПН-350-16-7-III, поставляется вместе с турбоагрегатом. Давление пара в корпусе 0,68 МПа, максимальная площадь теплообмена 350 м², давление воды в трубной системе 1,57 МПа, номинальный расход воды 136,1 кг/с.

Определим поверхность нагрева ПНД 3:

$$F = \frac{Q_{п3}}{k \cdot \Delta t_{п3}} = \frac{13305}{3 \cdot 13,12} = 337,85 \text{ м}^2,$$

$$Q_{п3} = G_4 \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta_{п} = 5,96 \cdot (2910,03 - 632,04) \cdot 0,98 = 13305 \text{ кВт},$$

$$\Delta t'_{п3} = t_{н} - t_{вх} = 154,95 - 113 = 41,95 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t''_{п3} = t_{н} - t_{вых} = 154,95 - 152,95 = 2^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t_{п3} = \frac{\Delta t'_{п3} - \Delta t''_{п3}}{\ln \frac{\Delta t'_{п3}}{\Delta t''_{п3}}} = \frac{41,95 - 2}{\ln \frac{41,95}{2}} = 13,12^{\circ}\text{C}.$$

Давление со стороны пара 0,177 МПа, со стороны воды 0,98 МПа, максимальный расход воды 95,57 кг/с.

Выбираем ПНД 3 типа ПН-350-16-7-III, поставляется вместе с турбоагрегатом. Давление пара в корпусе 0,68 МПа, максимальная площадь теплообмена 350 м², давление воды в трубной системе 1,57 МПа, номинальный расход воды 136,1 кг/с.

Определим поверхность нагрева ПВД 1:

$$F = \frac{Q_{п4}}{k \cdot \Delta t_{п4}} = \frac{9858}{3 \cdot 11,19} = 293,45 \text{ м}^2,$$

$$Q_{п4} = G_3 \cdot (h_3 - h'_3) \cdot \eta_{п} = 4,59 \cdot (3012,47 - 820,83) \cdot 0,98 = 9858 \text{ кВт},$$

$$\Delta t'_{п4} = t_{н} - t_{вх} = 192,97 - 164,95 = 28,02 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t''_{п4} = t_{н} - t_{вых} = 192,97 - 189,97 = 3^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t_{п4} = \frac{\Delta t'_{п4} - \Delta t''_{п4}}{\ln \frac{\Delta t'_{п4}}{\Delta t''_{п4}}} = \frac{28,02 - 3}{\ln \frac{28,02}{3}} = 11,19^{\circ}\text{C}.$$

Давление со стороны пара 1,33 МПа, со стороны воды 11,40 МПа, максимальный расход воды 117 кг/с.

Выбираем ПВД 1 типа ПВ-425-230-13, поставляется вместе с турбоагрегатом. Давление пара в корпусе 1,3 МПа, максимальная площадь теплообмена 425 м², давление воды в трубной системе 23 МПа, номинальный расход воды 138,8 кг/с.

Определим поверхность нагрева ПВД 2:

$$F = \frac{Q_{п5}}{k \cdot \Delta t_{п5}} = \frac{5138}{3 \cdot 7,61} = 224,93 \text{ м}^2,$$

$$Q_{п5} = G_2 \cdot (h_2 - h'_2) \cdot \eta_{п} = 2,38 \cdot (3079,75 - 876,81) \cdot 0,98 = 5138 \text{ кВт},$$

$$\Delta t'_{п5} = t_{н} - t_{вх} = 205,48 - 189,97 = 15,51 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t''_{п5} = t_{н} - t_{вых} = 205,48 - 202,48 = 3^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t_{п5} = \frac{\Delta t'_{п5} - \Delta t''_{п5}}{\ln \frac{\Delta t'_{п5}}{\Delta t''_{п5}}} = \frac{15,51 - 3}{\ln \frac{15,51}{3}} = 7,61^{\circ}\text{C}.$$

Давление со стороны пара 1,74 МПа, со стороны воды 11,40 МПа, максимальный расход воды 117 кг/с.

Выбираем ПВД 2 типа ПВ-425-230-25, поставляется вместе с турбоагрегатом. Давление пара в корпусе 2,5 МПа, максимальная площадь теплообмена 425 м², давление воды в трубной системе 23 МПа, номинальный расход воды 138,8 кг/с.

Определим поверхность нагрева ПВД 2:

$$F = \frac{Q_{п6}}{k \cdot \Delta t_{п6}} = \frac{5356}{3 \cdot 7,61} = 224,37 \text{ м}^2,$$

$$Q_{п6} = G_1 \cdot (h_1 - h'_1) \cdot \eta_{п} = 2,47 \cdot (3147,18 - 934,41) \cdot 0,98 = 5356 \text{ кВт},$$

$$\Delta t'_{п6} = t_{н} - t_{вх} = 218 - 202,48 = 15,52 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t''_{п6} = t_{н} - t_{вых} = 218 - 215 = 3^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t_{п6} = \frac{\Delta t'_{п6} - \Delta t''_{п6}}{\ln \frac{\Delta t'_{п6}}{\Delta t''_{п6}}} = \frac{15,52 - 3}{\ln \frac{15,52}{3}} = 7,61^{\circ}\text{C}.$$

Давление со стороны пара 2,23 МПа, со стороны воды 11,40 МПа, максимальный расход воды 117 кг/с.

Выбираем ПВД 3 типа ПВ-425-230-25, поставляется вместе с турбоагрегатом. Давление пара в корпусе 2,5 МПа, максимальная площадь теплообмена 425 м², давление воды в трубной системе 23 МПа, номинальный расход воды 138,8 кг/с.

Оборудование сетевой установки остаётся прежним.

6. Социальная ответственность

Введение

К социальным вопросам на производстве относятся работы по охране труда, окружающей среды и в чрезвычайных ситуациях.

Задачей данной работы является реконструкция пятого энергоблока Красноярской ГРЭС-2 посредством замены турбины ПТ-60-90.

Обслуживают данное оборудование машинист энергоблока (МЭБ). Его основные функции - обеспечивать надежную и экономичную работу всего обслуживаемого оборудования и ведение режима работы энергоблока в соответствии с заданным графиком нагрузки, в соответствии с режимными картами и требованиями действующих производственных инструкций и технических регламентов.

Основным рабочим местом машиниста является блочный щит управления (БЩУ), откуда осуществляется контроль и управления работой основного и вспомогательного оборудования энергоблока. Также машинист энергоблока делает обходы и производит переключения непосредственно на самом оборудовании в цеху.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно документу «Тарифно-квалификационная характеристика машиниста энергоблока 8 разряда котлотурбинного цеха № 1 Красноярская ГРЭС – 2» [11] МЭБ имеет следующие права:

- проверять наличие нарядов или распоряжений у лиц, производящих ремонтные работы в зоне расположения обслуживаемого им оборудования;
- участвовать в анализе технического состояния, причин аварий и отказов в работе оборудования цеха;
- требовать и получать от работников КТЦ-1, филиала документы и информацию по вопросам, входящим в его компетенцию;
- обжаловать неправильные действия СМЭБ перед НС КТЦ-1 или начальником КТЦ-1 и его заместителями;
- вносить предложения руководству цеха и участвовать в разработке мероприятий, направленных на выполнение основных задач цеха, улучшение его технико-экономических показателей, улучшение условий труда персонала цеха.

Основные эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны [12]:

- усилия, необходимые для осуществления управляющих действий, должны устанавливаться с учетом способа перемещения органа управления (пальцами, кистью с предплечьем, всей рукой, стопой и т.д.), частоты использования и в некоторых случаях с учетом продолжительности непрерывного воздействия на органы управления, скорости выполнения управляющего действия и положения человека в процессе управления;
- для обозначения функционального назначения органов управления следует применять надписи и (или) символы, которые должны быть расположены на элементах конструкции рабочего места в непосредственной близости от органов управления или на их приводных элементах;
- органы управления должны кодироваться формой, цветом, размером или другими видами алфавита кода или их комбинациями;

- кресло должно обеспечивать человеку-оператору соответствующую характеру и условиям труда физиологически рациональную рабочую позу, кресло должно обеспечивать длительное поддержание основной рабочей позы в процессе трудовой [13];

- индикаторы должны обеспечивать возможность надежного восприятия информации человеком-оператором, удобство и безопасность эксплуатации [14];

- взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При этом должны учитываться ограничения, налагаемые спецодеждой и снаряжением человека-оператора [15];

- взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать необходимые зрительные и звуковые связи между оператором и оборудованием, а также между операторами [12].

6.2. Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [16], которые могут возникать при проведении исследований в лаборатории, при разработке или эксплуатации проектируемого решения.

Таблица 7 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень общей вибрации	-	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
Превышение уровня шума	-	+	+	СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1)
Нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса	+	+	+	Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. Руководство р 2.2.2006-05
Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	-	+	+	ПОТ РО-14000-002-98. Положение. Обеспечение безопасности производственного оборудования
Факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	-	+	+	Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (с изменениями на 13 сентября 2018 года)

6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

6.2.1.1 Повышенный уровень общей вибрации.

Источником возникновения вибрации являются вращающиеся механизмы, к которым относятся молотковые мельницы, насосы и турбогенератор. Следствием воздействия вибрации может являться ощущение сотрясения (паллестезия) или изменения в нервной, сердечно-сосудистой, опорно-двигательной системах.

Нормируемый диапазон частот устанавливается для общей вибрации в виде октавных или 1/3 октавных полосах со среднегеометрическими частотами 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 31,5; 40,0; 50,0; 63,6; 80,0 Гц.

На блочном щите имеет место вибрация 3 категории тип а - технологическая вибрация, передающаяся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. Норма вибрации устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». Предельно допустимые значения приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа "а"

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_0 , Y_0 , Z_0							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с x 10 ⁽⁻²⁾		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1,6	0,089		99		0,89		105	
2,0	0,079	0,14	98	103	0,63	1,30	102	108
2,5	0,070		97		0,45		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,10	95	100	0,22	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,10	95	100	0,11	0,22	87	93
10,0	0,070		97		0,11		87	
12,5	0,089		99		0,11		87	
16,0	0,110	0,20	101	106	0,11	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,11		87	
25,0	0,180		105		0,11		87	
31,5	0,220	0,40	107	112	0,11	0,20	87	92
40,0	0,280		109		0,11		87	
50,0	0,350		111		0,11		87	
63,0	0,450	0,79	113	118	0,11	0,20	87	92
80,0	0,560		115		0,11		87	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,10		100		0,20		92

Для снижения уровня вибрации применяют следующие меры: воздействие на источник вибрации (балансировка, уравнивание), отстройка от режима резонанса, вибродемпфирование (вибропоглощение), средства индивидуальной защиты от вибрации не предусмотрены [17].

6.2.1.2 Превышение уровня шума.

Источниками шума на тепловых электростанциях являются турбины, дутьевые вентиляторы, дымососы, мельницы, градирни, компрессоры, насосы, трубопроводы, клапаны и т. д.

Шум негативно воздействует на нервную систему и может привести к возникновению ряда заболеваний – потери слуха, гипертонической и язвенной болезни, неврозу.

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96. «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» [18], работа машиниста энергоблока определяется как: «Работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией; диспетчерская работа.». Предельно допустимые уровни звукового давления для рассматриваемого рабочего места и типа работ приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука в (дБА)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Средства защиты от шума подразделяются на коллективные и индивидуальные. К первым относятся средства звукоизоляции, звукопоглощающие облицовки и т.д. Ко вторым - противозумные наушники, противозумные вкладыши [19]. БЦУ отделён от источников шума бетонными стенами и звуконепроницаемыми дверьми. Для защиты от шума при обходах и обслуживании оборудования машинист использует противозумные наушники.

6.2.1.3 Нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса.

Вызываются информационной нагрузкой и монотонностью труда. Негативно воздействуют на психическое состояние работника. В рамках борьбы с вышеуказанными вредными факторами рекомендуется применять оптимальные режимы труда и отдыха в течение рабочего дня (рабочей смены),

делать каждую операцию более содержательности, объединять малосодержательные операции в более сложные, содержательные и разнообразные; операция должна быть продолжительностью не менее 30 секунд; состоять из элементов, позволяющих чередовать нагрузки на различные органы чувств и части тела [20].

6.2.1.4 Отсутствие или недостаток естественного света.

Отсутствие дневного солнечного света и постоянное нахождение в полутемном или освещаемом только электрическим образом помещении приводит к расстройствам и заболеваниям, в числе которых падение иммунитета, угнетенно-депрессивное психологическое состояние, болезни сердечно-сосудистой и нервной систем. Для уменьшения негативного воздействия необходимо применять искусственное освещение в соответствии с нормативными документами [21].

На БЩУ применено общее искусственное освещение. Нормы освещения для восьмого разряда зрительной работы (общее наблюдение за ходом производственного процесса: постоянное) для искусственного освещения согласно своду правил СП 52.13330.2016 "Естественное и искусственное освещение" Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 приведены в таблице 10 [22].

Таблица 10 - Требования к освещению помещений промышленных предприятий

Освещенность при системе общего освещения, лк	Сочетание нормируемых величин объединенного показателя дискомфорта UGR и коэффициента пульсации	
	UGR, не более	$K_{п}$, %, не более
200	28	20

6.2.1.5 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.

При обслуживании движущихся машин и механизмов создается опасность захвата и защемления конечностей, трения, царапания, резания, срезания, прокалывания, удара, раздавливания или затягивания человека. Движущиеся части машин (механизмов) должны быть спроектированы и устроены таким образом, чтобы не допускать риска соприкосновения, способного привести к несчастному случаю, а также должны – при сохранении риска – оборудоваться ограждающими или защитными устройствами [23].

В зоне обслуживания МЭБ находятся следующие вращающиеся механизмы: дутьевые вентиляторы, дымососы, насосы, молотковые мельницы, турбогенератор.

Для предотвращения несчастных случаев, все валы, полумуфты и другие вращающиеся части имеют защитные кожухи.

При выводе вращающихся механизмов в ремонт необходимо:

- расцепить соединительную муфту, если это требуется по технологии ремонта, ремонтным персоналом по наряду на ремонт вращающегося механизма;
- на отключенных приводах и пусковом устройстве механизма повесить знаки (плакаты) безопасности, запрещающие подачу напряжения и оперирование запорной арматурой, а на месте производства работы - предписывающий знак "Работать здесь!";
- на оборудовании, работающем вблизи места ремонта, должны быть вывешены плакаты безопасности "Осторожно! Оборудование в работе" [23].

6.2.1.6 Факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.

Возникновение электротравмы чаще всего обусловлено следующими обстоятельствами:

- случайным прикосновением к токоведущим частям, находящимся под напряжением; неисправности защитных средств, посредством которых пострадавший прикасается к токоведущим частям; отсутствия четкой и правильной маркировки электрооборудования; самовольного снятия ограждений, переносных защитных заземлений, блокировок и шунтирование их;

– появлением напряжения на металлических конструктивных частях электрооборудования (корпусах, кожухах), которые не должны находиться под напряжением. Напряжение на этих частях образуется в результате повреждения изоляции токоведущих частей электрооборудования, падения провода, находящегося под напряжением, на конструктивные части электрооборудования, замыкания фаз сети на землю;

– появление напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых проводится работа, в результате ошибочного включения установки под напряжение или вследствие обратной трансформации;

– возникновение напряжения шага на участке земли, где находится человек. Напряжение шага может возникнуть в результате замыкания фазы на землю, выноса потенциала различными протяженными электропроводящими предметами.

В зоне обслуживания МЭБ находятся электродвигатели с напряжением 0,4 и 6 кВ. МЭБ имеет вторую группу электробезопасности, он обязан вести контроль за нагрузкой электродвигателей, щеточным аппаратом, вибрацией, температурой элементов и охлаждающих сред электродвигателя (обмотки и сердечники статора, воздуха, подшипников и т.д.).

МЭБ обязан немедленно остановить электродвигатель:

- при несчастных случаях с людьми;
- появлении дыма или огня из корпуса электродвигателя, а также из его пускорегулирующей аппаратуры и устройства возбуждения;
- поломке приводного механизма;
- резком увеличении вибрации подшипников агрегата;
- нагреве подшипников сверх допустимой температуры, установленной в инструкции завода-изготовителя [24].

6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Для снижения воздействия опасных и вредных факторов применяется:

- создание для работников благоприятных социальных условий, установление оптимальных режимов труда и отдыха;
- обеспечение персонала санитарно-бытовыми помещениями и устройствами;
- организация медицинского обслуживания работников;
- организация предсменного контроля функционального состояния и работоспособности оперативного персонала;
- организация подготовки персонала (обучение работников методам и приемам безопасного производства работ, проверка знаний, аттестация, стажировка, дублирование, инструктаж);
- полное и своевременное обеспечение работников Общества средствами индивидуальной и коллективной защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов в соответствии с разработанным стандартом;
- планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы;
- средством защиты работающих с движущимися механизмами являются блокировочные которые препятствуют проникновению человека в опасную зону, либо во время пребывания его в этой зоне устраняют опасный фактор;
- для защиты от воздействия электрического тока все работники снабжаются спецодеждой и необходимыми средствами индивидуальной защиты (диэлектрическими перчатками, инструментом с изолированными рукоятками, указателями напряжения и т.д.).

При возникновении пожара или загорания персонал КТЦ, обнаруживший это обязан немедленно сообщить в пожарную часть по прямому телефону с БЩУ или по номерному телефону (на номер 01, 63-01, 66-01, 112), сообщить НС КТЦ, НСС и СМЭБ. При вызове пожарной части необходимо четко указать район расположения пожара (здание, отделение, блок, отметку и ряд). В конце вызова сообщить свою фамилию, должность. После сообщения принять меры по локализации и тушению пожара (загорания) имеющимися первичными средствами пожаротушения (воздушно-пенными и углекислотными

огнетушителями, передвижной пенной установкой, песком и др.), с соблюдением мер техники безопасности.

Первоочерёдными действиями персонала КТЦ должны быть операции, направленные на предотвращение поступления в очаг загорания горючего вещества, поддерживающего горение, предотвращение распространения пожара при помощи имеющихся первичных средств пожаротушения и отключение оборудования, находящегося в зоне пожара. Эти операции должны быть начаты немедленно и выполняться непрерывно с максимальной отдачей до полной ликвидации пожара. [23,25].

6.3. Экологическая безопасность

В данном разделе необходимо рассмотреть влияние работы энергоблока на окружающую среду. Последовательно будет разобрано воздействие на атмосферу, гидросферу и литосферу, а также способы снизить негативное влияние.

6.3.1 Защита атмосферы.

Наиболее существенным источником негативного воздействия на атмосферу является выход вредных веществ вместе с уходящими газами, образующимися при сжигании органического топлива. На Красноярской ГРЭС – 2 основным топливом является бурый уголь. К вредным газообразным продуктам сгорания относятся: обычная зола, оксиды углерода, оксиды азота, оксиды серы, формальдегиды, сернистый газ, и другие вредные примеси.

Для снижения вредных выбросов на станции применяют батарейные циклонные золоулавливающие установки (БЦУ). Батарейный циклон с тангенциальным подводом дымовых газов в элементы предназначен для очистки дымовых газов от содержащихся в них твердых частиц уноса и золы.

Дымовые газы тангенциально подводятся к улитке элемента БЦУ, закручиваются в ней, и за счет действия центробежных сил более тяжелые частицы золы и уноса отжимаются к стенкам циклона и по ним скользят вниз в

бункер. Очищенные газы по центральному патрубку выходит в отводящий газоход [26].

Также одной из мер по снижению количества вредных веществ в уходящих газах является настройка режима горения в топках котлов, для снижения химического и механического недожога [27].

6.3.2 Защита гидросферы.

Основными факторами воздействия тепловых электростанций на гидросферу являются выбросы теплоты, следствием которых могут быть: постоянное локальное повышение температуры в водоеме; временное повышение температуры; изменение условий ледостава, зимнего гидрологического режима; изменение условий паводков; изменение распределения осадков, испарений, туманов.

Основным способом противодействовать тепловому загрязнению водоёма на изучаемой станции является ведение режима работы энергоблока в соответствии с режимной картой. В частности, это поддержание оптимального уровня в конденсаторе и достаточно глубокого вакуума [28].

6.3.3 Защита литосферы.

Литосферой называют твердую оболочку Земли, состоящую из земной коры и слоя верхней мантии, подстилающего земную кору. Расстояние нижней границы земной коры от поверхности Земли изменяется в пределах 5–70 км, а мантия Земли достигает глубины 2900 км.

Основным источником загрязнения литосферы от тепловых электростанций являются золошлаковые отходы, которые образуются при сжигании угля. Средневзвешенные удельные показатели образования золошлаковых отходов зависят от качества сжигаемого твердого топлива и могут составлять от 50 до 500 кг на тонну топлива.

На Красноярской ГРЭС – 2 золошлаковые отходы складировать в отвалы. При гидравлическом способе удаления золы и шлаков (а именно этот способ применяют на станции) весьма значителен расход воды, загрязняемой в процессе удаления золы. Рядом с территорией станции расположен завод по переработке

золошлаковых отходов в шлакоблоки, применяемые в строительстве. На данный момент завод не работает [29].

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии на электроэнергетических системах могут привести к долговременным перерывам электроснабжения потребителей, обширных территорий, нарушению графиков движения общественного электротранспорта, поражению людей электрическим током.

Наиболее вероятные аварийные ситуации на ТЭС:

- быстро распространяющиеся пожары, взрывы, разрывы трубопроводов, резервуаров, неконтролируемый выброс токсичных (коррозионных) горючих жидкостей;

- вялотекущие изолированные возгорания, прорыв дамбы (золоотвала), наводнение.

Наиболее вероятной аварийной ситуацией на проектируемом объекте является пожар вблизи маслonaполненного оборудования. Особую опасность представляет генератор, работающий на водородном охлаждении. Для предупреждения пожара на турбогенераторе предусмотрены следующие меры:

- запрещается производить работы, связанные с заменой и ремонтом арматуры на маслопроводах при работающей турбине или работающем масляном насосе, пролитое масло немедленно убирать;

- огневые работы в машинном зале, кроме постоянных мест сварки, должны производиться по наряду. Огневые работы на расстоянии менее 10м от участков газомасляной системы, содержащих водород, должны производиться по наряду с выполнением мер, обеспечивающих безопасность работы (установка ограждений, проверка воздуха на отсутствие водорода).

Огневые работы непосредственно на корпусе генератора, трубопроводах и аппаратах газомасляной системы, заполненной водородом, запрещаются.

При эксплуатации газомасляной системы генераторов необходимо предупреждать образование взрывоопасной газовой смеси, не допуская:

- содержания кислорода в водороде в корпусе генератора более 1,2 %;
- содержание водорода в воздухе в картерах и сливных маслопроводах подшипников более 2 % [30].

Заключение по разделу «Социальная ответственность»

В рамках данного раздела ВКР рассмотрены вопросы по социальной ответственности на предприятии. Работа состоит из четырёх частей, каждая по своему направлению в области СО.

В первой части рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Изложены права работников, а также основные требования к организации рабочего места машиниста.

Во второй части изучена проблематика производственной безопасности на разрабатываемом объекте. Рассмотрен ряд вредных и опасных факторов и способы защиты от них

Третья часть посвящена экологической безопасности. Изучено влияние энергоблока на атмосферу, гидросферу и литосферу. Предложены способы снизить негативное влияние.

В заключительной части перечислены наиболее вероятные ЧС на объекте и подробно рассмотрены способы предотвращения одной из опасных аварийных ситуаций.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Целью раздела является расчет затрат на разработку проекта реконструкции пятого энергоблока Красноярской ГРЭС-2 посредством замены турбоагрегата ПТ-60-90/13. В рамках раздела будет проведён анализ сильных и слабых сторон Красноярской ГРЭС-2 (SWOT-анализ), рассчитаны временные и финансовые затраты на составление проекта реконструкции энергоблока.

7.1. SWOT-анализ Красноярской ГРЭС-2

Для составления матрицы SWOT-анализа необходимо описать сильные и слабые стороны предприятия, а также выявить возможности и угрозы.

Сильные стороны:

1. Входит в состав крупного энергетического холдинга (группа «Сибирская генерирующая компания»);
2. Неограниченный доступ к основному виду топлива (СГК входит в группу компаний СУЭК - крупнейшую угольную компанию в России);
3. Квалифицированный персонал;
4. Большие финансовые возможности;
5. Большой спрос на продукцию.

Слабые стороны:

1. Большие расходы на амортизацию (износ основных фондов);
2. Высокая себестоимость продукции;
3. Загруженность станции зависит от времени года;
4. Мало инновационных внедрений в производство.

Возможности:

1. Расширение рынка;
2. Снижение уровня инфляции;
3. Развитие инфраструктуры в регионе;
4. Внедрение новых технологий;
5. Внедрение сопутствующего производства.

Угрозы:

1. Деиндустриализация региона (основной потребитель э.э. – крупные предприятия);
2. Возможность роста налогов;
3. Экономический спад;
4. Повышение ж\д тарифов.

Таблица 11 - Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Входит в состав крупного энергетического холдинга. 2. Неограниченный доступ к основному виду топлива. 3. Квалифицированный персонал. 4. Большие финансовые возможности. 5. Большой спрос на продукцию. 	<p>Слабые стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Большие расходы на амортизацию. 2. Высокая себестоимость продукции. 3. Загруженность станции зависит от времени года. 4. Мало инновационных внедрений в производство.
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Расширение рынка. 2. Снижение уровня инфляции. 3. Развитие инфраструктуры в регионе. 4. Внедрение новых технологий. 5. Развитие сопутствующего производства. 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Конкурентное преимущество в виде топлива по себестоимости позволит вытеснять конкурентов с рынка. 2) Опытный персонал делает возможным применение передовых технологий. 3) Большие финансовые возможности позволят развить сопутствующие производства. 4) Развитие инфраструктуры в регионе увеличит спрос на продукцию. 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Расширение рынка позволит более полно использовать потенциал станции. 2) Снижение уровня инфляции частично компенсирует высокую себестоимость продукции. 3) Применение современных материалов позволит повысить износостойкость оборудования. 4) Развитие сопутствующего производства позволит иметь прибыль в периоды малой загрузки станции.
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Деиндустриализация региона. 2. Возможность роста налогов. 3. Экономический спад. 4. Повышение ж\д тарифов. 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Потенциальный общий спад экономики в меньшей степени отразится на крупных предприятиях. 2) Спрос на электрическую и тепловую энергии сохранится даже в случае закрытия крупных предприятий. 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Возможный экономический спад поспособствует искать решение проблем через внедрение новых технологий.

Из проведённого анализа видно, что вхождение в состав крупной группы компаний обеспечивает ряд конкурентных преимуществ на рынке. Также постоянный спрос на выпускаемую продукцию делает предприятие менее восприимчивым ко внешним неблагоприятным факторам. Однако, высокая стоимость модернизации имеющейся материально-технической базы приводит к тому, что собственник предприятия зачастую принимает решение не тратить ресурсы на развитие станции, а заинтересован лишь в поддержании относительной работоспособности устаревающего не только физически, но и морально, оборудования.

7.2. Расчёт трудоёмкости проекта. Построение диаграммы Ганта

При расчете трудоёмкости данного проекта необходимо учесть занятость всех участников, а также сроков выполнения определенных этапов работы.

Для построения диаграммы Ганта, необходимо длительность каждого этапа работ перевести из рабочих дней в календарные.

Для этих расчётов используются следующие формулы:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5},$$

где $t_{ожi}$ - ожидаемая трудоёмкость, человеко-дней; $t_{min i}$ - минимально возможная трудоёмкость, человеко-дней; $t_{max i}$ - максимально возможная трудоёмкость, человеко-дней.

$$T_{Pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где T_{Pi} - продолжительность работы, рабочих дней; $Ч_i$ - число одновременно работающих на этом этапе исполнителей, человек.

$$T_{ki} = T_{Pi} \cdot k_{кал},$$

где T_{ki} - продолжительность работы в календарных днях; $k_{кал}$ – коэффициент календарности.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,47,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Полученные данные сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ, рабочих дней T_{Pi}	Длительность работ, календарных дней T_{Ki}
	t_{min} , человеко-дней	t_{max} , человеко-дней	$t_{ож}$, человеко-дней			
1. Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	Руководитель Студент	0,7	1
2. Подбор литературы по объекту исследования	12	14	12,8	Студент	12,8	19
3. Разработка раздела «социальная ответственность»	6	10	7,6	Студент	7,6	12
4. Разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	6	10	7,6	Студент	7,6	12
5. Разработка аналитической части ВКР	12	14	12,8	Студент	12,8	19
6. Разработка расчётной части ВКР	12	14	12,8	Студент	12,8	19
7. Консультации	5	8	6,2	Руководитель Студент	3,1	5
8. Проверка работы	5	8	6,2	Руководитель	6,2	9
9. Защита проекта	1	1	1	Студент	1	1
Итого:						97

По данным таблицы 12 построю диаграмму Ганта.

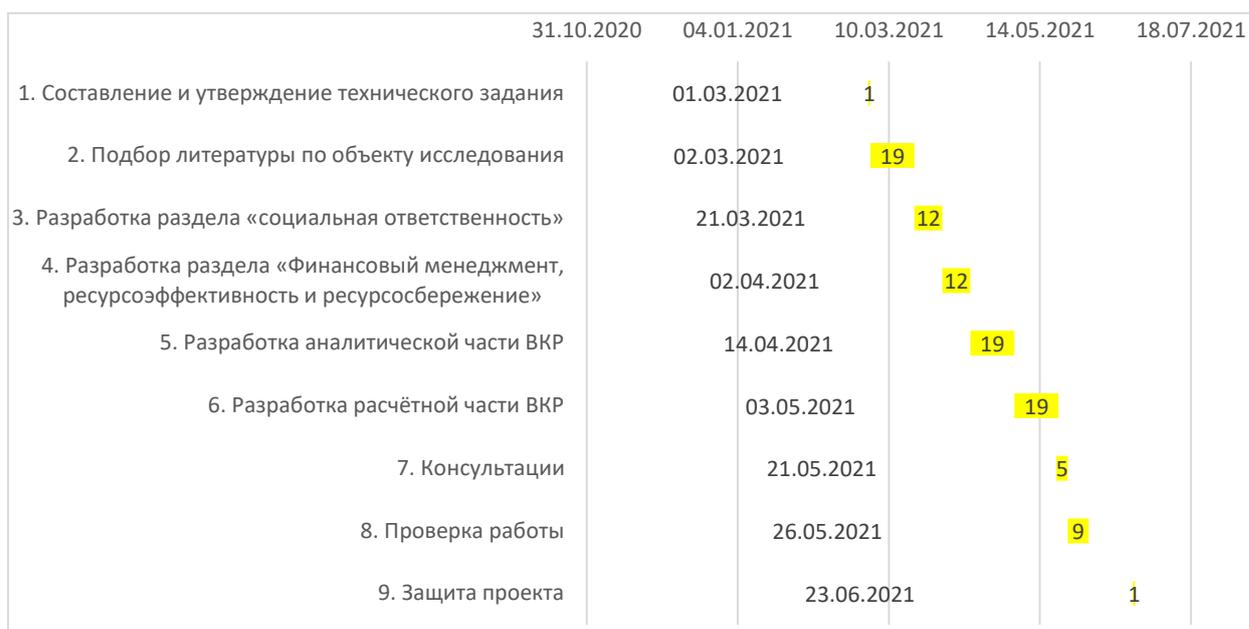


Рисунок 12 – Календарный план-график проведения исследования

7.3. Расчет материальных затрат на разработку проекта

Все материальные затраты на проведение выпускной квалификационной работы можно выразить следующей формулой:

$$Z_m = C_{\text{мат}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{зп}} + C_{\text{со}} + C_{\text{пр}},$$

где $C_{\text{мат}}$ - материальные затраты, рублей; $C_{\text{ам}}$ - затраты на амортизацию, рублей; $C_{\text{зп}}$ - затраты на заработанную плату, рублей; $C_{\text{со}}$ - затраты на социальные отчисления, рублей; $C_{\text{пр}}$ - прочие затраты, рублей.

Под материальными затратами следует понимать средства, потраченные на печать, ксерокопирование, канцелярские товары и т. д.

Принимаем материальные затраты $C_{\text{мат}} = 1500$ рублей.

Затратами на амортизацию называют выраженный в денежном эквиваленте износ оборудования. В рамках данного проекта были использованы ноутбук и многофункциональное печатающее устройство.

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$C_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{к.дней}}} \cdot C_{\text{т}} \cdot \frac{1}{T_{\text{ам}}},$$

где $T_{\text{исп}}$ - срок использования, календарных дней; C_T - цена техники; $T_{\text{ам}}$ - срок службы (принимаяем $T_{\text{ам}} = 5$ лет).

$$C_{\text{ам.ноутбук}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{к.дней}}} \cdot C_T \cdot \frac{1}{T_{\text{ам}}} = \frac{97}{365} \cdot 40000 \cdot \frac{1}{5} = 2126 \text{ руб},$$

$$C_{\text{ам.мфу}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{к.дней}}} \cdot C_T \cdot \frac{1}{T_{\text{ам}}} = \frac{97}{365} \cdot 16000 \cdot \frac{1}{5} = 850 \text{ руб},$$

$$C_{\text{ам}} = C_{\text{ам.ноутбук}} + C_{\text{ам.мфу}} = 2126 + 850 = 2976 \text{ руб}.$$

Затраты на заработную плату рассчитываются следующим образом:

Месячная заработная плата:

$$ЗП_{\text{мес}} = ЗП_0 \cdot K_1 \cdot K_2,$$

где K_1 – коэффициент учитывающий отпуск ($K_1 = 1,1$); K_2 – районный коэффициент ($K_2 = 1,3$).

Месячная заработная плата инженера (студента):

$$ЗП_{\text{мес}} = 27800 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 39754 \text{ рублей}.$$

Месячная заработная плата научного руководителя:

$$ЗП_{\text{мес}} = 35120 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 50221 \text{ рублей}.$$

Дневная ставка:

$$ЗП_{\text{дн}} = \frac{ЗП_{\text{мес}}}{D},$$

где D - количество рабочих дней в месяце ($D = 21$ день).

Дневная ставка инженера (студента):

$$ЗП_{\text{дн}} = \frac{39754}{21} = 1893 \text{ рубля}.$$

Дневная ставка научного руководителя:

$$ЗП_{\text{дн}} = \frac{50221}{21} = 2391 \text{ рубль}.$$

Заработная плата согласно времени, затраченному на выполнение выпускной квалификационной работы:

$$ЗП_{\text{инж}} = 1893 \cdot 88 = 166584 \text{ рублей};$$

$$ЗП_{\text{рук}} = 2391 \cdot 15 = 35865 \text{ рублей}.$$

Общие затраты на заработную плату:

$$Ц_{зп} = ЗП_{инж} + ЗП_{рук} = 166584 + 35865 = 202449 \text{ рублей.}$$

Затраты на социальные отчисления принимаются в размере 30% от затрат на заработную плату:

$$Ц_{со} = 0,3 \cdot Ц_{зп} = 0,3 \cdot 202449 = 60734 \text{ рублей.}$$

Прочие затраты принимаются равными 10% от суммы затрат по остальным статьям:

$$Ц_{пр} = 0,1 \cdot (Ц_{мат} + Ц_{ам} + Ц_{зп} + Ц_{со}) = 0,1 \cdot (1500 + 2976 + 202449 + 60734) = 26766 \text{ рублей.}$$

Общие материальные затраты на выполнение выпускной квалификационной работы составляют:

$$З_{м} = 1500 + 2976 + 202449 + 60734 + 26766 = 294425 \text{ рублей.}$$

Полученные в ходе расчётов данные сводятся в таблицу 13.

Таблица 13 – Смета затрат на выполнение выпускной квалификационной работы

Элементы затрат	Стоимость, рублей
Материальные затраты	1500
Амортизационные затраты	2976
Затраты на заработную плату	202449
Затраты на социальные отчисления	60734
Прочие затраты	26766
Итого	294425

Заключение по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В рамках раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был выполнен SWOT-анализ предприятия, благодаря которому удалось выявить его сильные и слабые стороны, а также оценить возможности и угрозы.

Далее была рассчитана трудоёмкость проекта и на основании полученных данных построена диаграмма Ганта.

В заключительной части были подсчитаны материальные затраты на разработку проекта.

Заключение

В рамках данной бакалаврской работы был разработан проект модернизации Красноярской ГРЭС-2 посредством замены турбины ПТ-60-90/13 пятого энергоблока на другую.

Целью проекта являлось обосновать необходимость замены имеющейся турбины на новую и подобрать наиболее подходящий вариант, исходя из условия сохранения работоспособности имеющейся сетевой установки. Были рассчитаны показатели тепловой экономичности турбин Т-50-8,8 и ПТ-65-90/13, в рамках этих расчётов были заданы одинаковые электрическая и тепловая нагрузки. По итогам расчётов удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии у ПТ-65-90/13 оказался меньше, чем у Т-50-8,8 (235,45 и 261,70 г у. т./ (кВт·ч) соответственно). Исходя из полученных данных была выбрана турбина ПТ-65-90/13, имеющая лучшие показатели экономичности при заданном режиме работы.

Далее были рассчитаны вспомогательные элементы тепловой схемы, составлены уравнения материального и теплового баланса подогревателей регенеративной системы и на основании полученных данных подобранно вспомогательное оборудование турбинного отделения.

Список использованных источников

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года.
2. Сайт АО «СО ЕЭС» Конкурентный отбор мощности (отбор проектов модернизации); [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kom.so-ups.ru> свободный. – Загл. с экрана.
3. Годовой отчет ПАО «ОГК-2» за 2019 год.
4. И 04.07-96-15 Инструкция филиала АО «СГК-13» - Красноярская ГРЭС-2 «По пуску и обслуживанию турбогенератора ПТ-60-90/13».
5. Формуляр обследования энергооборудования, отработавшего парковый ресурс во время капитального ремонта с 01.06.05 по 30.08.05 (турбина № 5) Красноярской ГРЭС-2.
6. Экспертное заключение № 04/056 от 06.05.02 «Оценка технического состояния, определение возможности и условий дальнейшей эксплуатации турбины ПТ-60-90/13, ст. № 5 Красноярской ГРЭС-2, отработавшей парковый ресурс».
7. Экспертное заключение № Э.20.14 от 29.01.15 «По результатам технического диагностирования турбоагрегата ПТ-60-90/13 ст. № 5 филиала ОАО «ОГК-2» Красноярская ГРЭС-2».
8. Паспорт паровой турбины ВПТ-50-2.
9. Каталог продукции компании «Силовые машины»; [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://powerm.ru/upload/iblock/83b/SMproductcataloge2020.pdf> свободный. – Загл. с экрана.
10. И 04.07-94-15 Инструкция филиала АО «СГК-13» - Красноярская ГРЭС-2 «По пуску и обслуживанию котла типа ПК-14-2».
11. Тарифно-квалификационная характеристика машиниста энергоблока 8 разряда котлотурбинного цеха № 1 Красноярская ГРЭС - 2

12. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
13. ГОСТ 21889-76. Система «человек-машина». Кресло человека-оператора.
14. ГОСТ 29.05.002-82 Индикаторы цифровые знакосинтезирующие. Общие эргономические требования .
15. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.
16. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
17. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
18. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки»
19. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением № 1)
20. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. Руководство р 2.2.2006-05
21. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
22. Свод правил СП 52.13330.2016 "Естественное и искусственное освещение" Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
23. РД 34.03.201-97 Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей.
24. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (с изменениями на 13 сентября 2018 года).

25. СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждено приказом Российской Федерации Минэнерго Российской Федерации 19.06.2003 № 229).

26. ПЭУ 84 Правила эксплуатации установок очистки газа.

27. РД 34.27.502 Положение об организации эксплуатации золоулавливающих установок на тепловых электростанциях.

28. МРТУ 2402-12-67 - Технические условия. Турбина паровая ПТ-65-90/13.

29. РД 34.27.502 Положение об организации эксплуатации золоулавливающих установок на тепловых электростанциях.

30. И 04.07-97-18 Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий в Котлотурбинном цехе №1. Красноярская ГРЭС – 2.