

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ПРОЕКТ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ЭНЕРГООБЛОКА ТОМСКОЙ ТЭЦ-3

УДК 621.311.22:697.34-8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Яхругин Павел Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А.С. Матвеев	К.Т.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, ОСГН ШБИП	Л.Ю. Спицына	К.Т.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель, ООД, ШБИП	С.В. Романова	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Тепловые и атомные электрические станции	О.Ю.Ромашова	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2020 г.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы магистра «Тепловые и атомные электрические станции» по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» в соответствии целями основной образовательной программы, видами и задачами профессиональной деятельности, указанными в ФГОС ВО 13.04.01

Код	Результат обучения
Профессиональные компетенции	
<i>Проектно-конструкторская деятельность:</i>	
Р1	Применять передовые знания и достижения для формулирования заданий на разработку инновационных проектов; разрабатывать проектные решения, связанные с модернизацией технологического оборудования, улучшением эксплуатационных характеристик агрегатов, экономией энергоресурсов и повышением экологической безопасности.
Р2	Проводить моделирование и технические расчеты по проектированию схем и оборудования, анализ надежности, технико-экономический и функционально-стоимостной анализ эффективности проектных решений применительно к тепловым и атомным электростанциям, их системам и оборудованию
<i>производственно-технологическая деятельность</i>	
Р3	Ставить и решать инновационные задачи разработки мероприятий по совершенствованию технологии производства и отпуска электроэнергии и теплоты для обеспечения экономичной, надежности и безопасной эксплуатации теплоэнергетического оборудования и технических систем ТЭС и АЭС
Р4	Применять современные методы и средства практической инженерной деятельности для надежной и экономичной эксплуатации высокотехнологичного оборудования и технических систем ТЭС и АЭС
Р5	Применять знания нетехнических ограничений инженерной деятельности при внедрении, эксплуатации и обслуживании современных высокотехнологичных аппаратов и систем, обеспечивая их <i>высокую эффективность и надежность</i> , соблюдение правил охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>научно-исследовательская деятельность</i>	
Р6	Применять глубокие знания для планирования и постановки задачи инновационного инженерного исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать и создавать критерии оценки, применять инновационные методы исследования, проводить исследования, критически интерпретировать, публично представлять и обсуждать результаты научных исследований
<i>организационно-управленческая деятельность</i>	
Р7	Руководить коллективом специалистов различных направлений и квалификаций, действовать в нестандартных ситуациях, принимать организационно-управленческие решения и нести за них ответственность при организации работ, разрабатывать мероприятия по предотвращению экологических нарушений

<i>педагогическая деятельность</i>	
P8	Осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки
<i>Универсальные компетенции</i>	
P9	Демонстрировать <i>глубокие знания философских аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i> , мыслить абстрактно, обобщать, анализировать, систематизировать и прогнозировать, принимать решения в сложных инженерных задачах с технической неопределенностью и недостатком информации
P10	Самостоятельно учиться, саморазвиваться, используя творческий потенциал; самореализовываться, непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Использовать иностранный язык для эффективного взаимодействия в профессиональной сфере

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ О.Ю. Ромашова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ84	Яхругину Павлу Сергеевичу

Тема работы:

ПРОЕКТ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА ТОМСКОЙ ТЭЦ-3	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2020 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>Целью данной работы является разработка проекта модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока Томской ТЭЦ – 3. Объектом исследования является энергоблок Томской ТЭЦ – 3. Предметом исследования является система регенерации высокого давления энергоблока Томской ТЭЦ-3</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. Описание турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3. 2. Определение технико - экономических показателей работы турбоустановки. 3. Описание вариантов модернизации энергоблока Томской ТЭЦ – 3. 4. Определение технико – экономических показателей турбоустановки после модернизации 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 6. Социальная ответственность. 7. Проведение анализа полученных результатов проекта.
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Тепловая схема турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3 до модернизации. 2. Тепловая схема турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3 после модернизации. 3. Чертеж подогревателя высокого давления ПВ-800-230-32. 4. Продольный разрез ЦВД турбины ПТ-140/165-130/15-3.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Л.Ю. Спицына, к.э.н., доцент ОСГН
Социальная ответственность	С.В. Романова, старший преподаватель., ООД

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.12.19
---	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		01.12.19

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Яхругин Павел Сергеевич		01.12.19

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 132 с., 34 рис., 38 табл., 54 источников, 2 прил., 4 листа графического материала.

Ключевые слова: Томская ТЭЦ-3. модернизация энергоблока, турбоустановка ПТ – 140/165 – 130/15 – 3, модернизация ПВД.

Объектом исследования является энергоблок Томской ТЭЦ – 3.

Цель работы – является разработка проекта модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока Томской ТЭЦ – 3.

В процессе исследования проводились_расчеты тепловой схемы турбоустановки ПТ-140/165 – 130/15 – 3 до и после модернизации. Определение технико – экономических параметров до и после модернизации. Расчет финансовых результатов проекта. Определение инвестиционной привлекательности проекта.

В результате исследования_разработан проект модернизации системы регенерации высокого давления Томской ТЭЦ – 3.

Определения

В данной работе применены следующие сокращения и термины с соответствующими определениями:

ЦВД – цилиндр высокого давления

ЦНД – цилиндр низкого давления

СК – стопорный клапан

ЧСД – часть среднего давления

ЧНД – часть низкого давления

ПСГ – подогреватель сетевой горизонтальный

ПНД – подогреватель низкого давления

ПВД – подогреватель высокого давления

КГП – конденсат греющего пара

НПСГ – насос подогревателя сетевого горизонтального

СН – сливной насос

ДПВ – деаэратор питательной воды

Оглавление

Введение.....	10
1. Теоретический анализ турбоустановки ПТ-140-165-130-15-3...	13
1.1 Описание турбоустановки ПТ-140-165-130-15-3.....	13
1.2 Устройство турбины ПТ-140-165-130-15-3.....	13
1.3 Описание установки подогрева сетевой воды.....	15
1.4 Описание системы регенеративного подогрева.....	17
1.5 Определение параметров температуры воды и подогревов в тракте низкого и высокого давлений.....	18
1.6 Определение параметров отборов в турбине.....	21
1.7 Расчет установки подогрева сетевой воды.....	24
1.8 Определение расходов пара в отборах турбоустановки.....	26
1.9 Определение параметров отборов турбоустановки.....	33
1.10 Определение технико-экономических показателей работы турбоустановки.....	35
2. Модернизация системы регенерации высокого давления энергоблока Томской ТЭЦ-3.....	38
2.1 Вариант модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока с заменой подогревателя высокого давления.....	38
2.2 Вариант модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока с установкой нового дополнительного подогревателя высокого давления.....	41
2.3 Определение параметров температуры и подогревов в тракте низкого и высокого давлений.....	42
2.4 Определение параметров отборов пара в турбине.....	44
2.5 Расчет расходов пара в отборах турбоустановки.....	47
2.6 Определение параметров пара и воды на отборы в схеме турбоустановки.....	54
2.7 Определение технико-экономических показателей работы турбоустановки.....	56
3. Результаты проведенного исследования.....	59
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	62
4.1 Предпроектный анализ.....	62
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	62
4.1.2 Сегментирование рынка.....	62
4.1.3 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	64
4.1.4 FAST – анализ.....	66
4.1.5 Объект FAST – анализа.....	66
4.1.6 Описание функций выполняемых объектом.....	67

4.1.7 Матрица смежности	67
4.1.8 Анализ стоимости функций выполняемых объектом исследования.....	68
4.1.9 Функционально-стоимостная диаграмма объекта.....	69
4.1.10 Анализ FAST – анализа.....	70
4.1.11 SWOT – анализ проекта.....	71
4.2 Инициация проекта.....	74
4.2.1 Цели и результат проекта.....	74
4.2.2 Организационная структура проекта.....	75
4.2.3 Ограничения и допущения проекта.....	75
4.3 Планирование управления научно-техническим проектом.....	77
4.3.1 План проекта.....	77
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	80
4.4.1 Оценка абсолютной эффективности.....	80
4.4.2 Оценка социальной эффективности проекта.....	88
4.4.3 Оценка сравнительной эффективности проекта.....	89
4.5 Выводы по разделу.....	92
5. Социальная ответственность.....	97
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	97
5.2 Производственная безопасность.....	99
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	99
5.4 Экологическая безопасность.....	103
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	105
5.6 Выводы по разделу.....	106
Заключение.....	108
Список использованных источников.....	109
Приложение А.....	114
Приложение Б.....	132
Графические материалы:	
ФЮРА. XXXXXX.001	
ФЮРА. XXXXXX.002	
ФЮРА. XXXXXX.003	
ФЮРА. XXXXXX.004	

Введение

Экономическая ситуация в мире и России до недавнего времени была положительной. Наблюдался стабильный рост всех отраслей экономики. На данный момент профицит рынка электроэнергии не предполагает ввода новых станций. На этом фоне растет актуальность модернизации энергоблоков направленной на снижение издержек, затрат, увеличение КПД и снижения расхода топлива.

Акционерное общество «Томская генерация» находится на лидирующих позициях внедрения современных методов сокращения издержек. В компании уже действуют программы «Бережливое производство», «От идеи до практики», направленные на оптимизацию режимов работы оборудования, модернизацию по сокращению расходов на собственные нужды.

Томская ТЭЦ – 3 является флагманом политики АО «Томская генерация» в области ресурсосбережения и ресурсоэффективности. Структурное подразделение ТЭЦ - 3 на текущий момент самая экономичная ТЭЦ в группе компаний ИНТЕР РАО куда относится Томская генерация.

Проект модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока Томской ТЭЦ-3 предполагает дальнейшее увеличение КПД станции, сокращение расходов топлива.

Целью данной работы является разработка проекта модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока Томской ТЭЦ – 3.

Для реализации цели поставлены задачи:

- изучить проблемы системы регенерации высокого давления энергоблока ТЭЦ – 3;
- предложить варианты модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока ТЭЦ – 3;
- выполнить технико – экономический расчет тепловой схемы энергоблока до и после модернизации;

– выполнить анализ технико – экономического расчета модернизированной тепловой схемы энергоблока;

– дать рекомендации по возможной модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока ТЭЦ – 3.

Объектом исследования является энергоблок Томской ТЭЦ – 3.

Предметом исследования является система регенерации высокого давления энергоблока Томской ТЭЦ-3

Практическая значимость исследования состоит в том, что рассмотренный теоретический проект модернизации в дальнейшем может быть доработан до производственного и внедрен на станции

В первой главе рассмотрен теоретический анализ работы турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3, описано устройство турбины, работа регенеративной установки, установки по подогреву сетевой воды, приведены параметры работы турбоустановки, сетевых и регенеративных подогревателей.

Во второй главе выполнен тепловой расчет турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3, определены параметры пара в отборах турбины. В регенеративных и сетевых подогревателях определены параметры пара и воды. Выполнен расчет технико-экономических показателей турбины. Приведена расчетная тепловая схема турбоустановки после модернизации. Выполнен технико-экономический расчет модернизированной схемы турбоустановки.

В третьей главе проанализированы результаты выполненной работы. Даны рекомендации.

В четвертой главе отражена финансовая часть магистерской диссертации. Выполнен предпроектный анализ, инициация проекта. Проведено планирование проекта. Выполнен расчет эффективности проекта, показатели инвестиционной привлекательности проекта.

Пятая глава проекта описывает социальную часть. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Выполнен анализ опасных и вредных производственных факторов. Даны рекомендации

по работе предприятия в условиях чрезвычайной ситуации, пандемии коронавирусной инфекции.

В работе использованы источники: Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции, тепломеханическое и вспомогательное оборудование электростанций Н.Н. Галашов, инструкции ТЭЦ-3 по эксплуатации тепломеханического оборудования и другие.

1. Теоретический анализ турбоустановки ПТ-140-165-130-15-3

1.1 Описание турбоустановки ПТ-140-165-130-15-3

Турбина паровая, теплофикационная типа: ПТ–140/165–130/15–3, турбина предназначена для привода турбогенератора типа ТВВ–160–2УЗ мощностью 165 Мвт. Отпуск пара и тепла осуществляется отборами: регулируемый производственный отбор и два отопительных отбора пара[1]. Параметры острого пара турбины составляют: давление 120 кгс / см² , температура 545 ° С. Номинальные параметры турбины представлены в таблице 1[1].

Таблица 1 - Параметры турбоустановки при номинальных параметрах острого пара[1]

№ №	Наименование параметра	Величи ны
1	Электрическая мощность, Мвт. Номинальная мощность максимальная мощность на конденсационном режиме	136 160 117
2	Расход острого пара в различных режимах, т / ч. номинальный максимальный на конденсационном режиме	770 780 453
3	Давление производственного отбора в номинальном режиме кгс /см ² . (МПа)	15 (1,47)
4	Номинальные величины одновременных регулируемых отборов пара на номинальном режиме работы турбины: производственный отбор, т / ч. отопительный (тепловая нагрузка суммарно по обоим отб.) Гкал /ч.	330 113
6	Расход охлаждающей воды в конденсатор при номинальном режиме, м ³ / ч.	12400
7	Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор в номинальном режиме, °С.	27
9	Минимальное количество пара, поступающего в конденсатор при номинальном режиме	7,5
10	Температура питательной воды при номинальном режиме, ° С.	232

1.2 Устройство турбины ПТ-140-165-130-15-3

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат,

№ отбора	Наименование подогревателя	Параметры пара при номинальной нагрузке ТГ			Ступень турбины за которой отбор пара
		"Р" кгс/см ²	t ⁰ С	F-пара на подогрев.	
6	ПСГ – 2	1,5			20
7	ПСГ – 1	0,2			22

Тепловая производительность каждого подогревателя в номинальном режиме: 57,5 Гкал/ч. Сетевые подогреватели, по воде, рассчитаны на работу при полном давлении сетевых насосов первого подъёма, но не более 0,8 МПа. Пропуск сетевой воды должен быть в количестве не более 3000 м³/ч, но и не менее 1200 м³/ч. Тепловая схема установки подогрева сетевой воды представлена на рисунке 3.

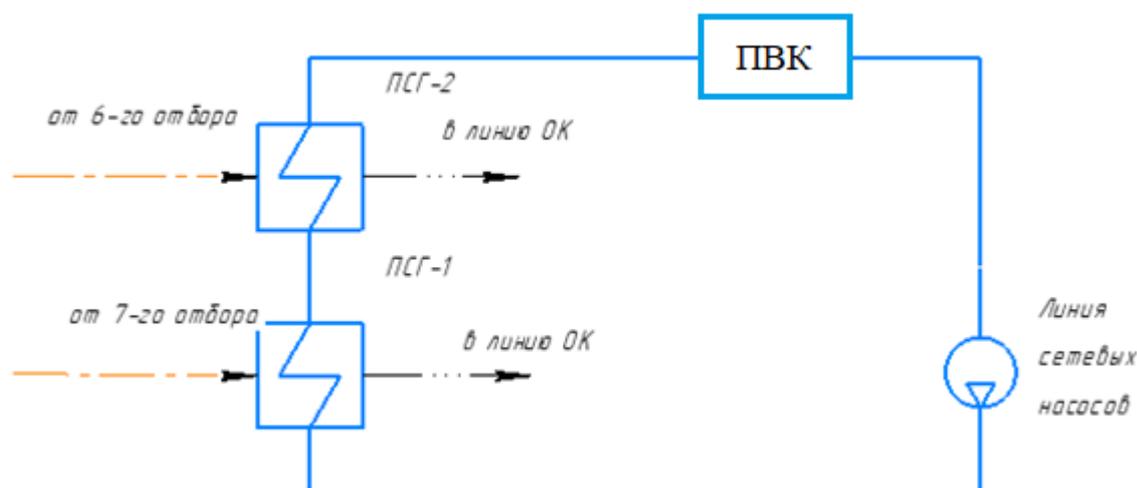


Рисунок 3 – Тепловая схема установки подогрева сетевой воды

Сетевая вода подаётся в ПСГ – 1, затем в ПСГ – 2 сетевыми насосами первого подъёма последовательно. Затем, во всасывающую линию сетевых насосов второго подъёма, и далее в теплофикационную сеть.

Конденсат греющего пара (КГП) ПСГ –1 подается в линию основного конденсата за ПНД-1, КГП ПСГ –2 за ПНД -2. Для подачи КГП используются насосы НПСГ –1,-2 для ПСГ-1 используется три, а для ПСГ-2 два насоса. Каждый насос имеет производительность 125м³/ч[2].

1.4 Описание системы регенеративного подогрева

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины[3]. На ТЭЦ -3 регенеративная установка состоит из трех ПВД, четырех ПНД и двух деаэраторов. Тепловая схема регенеративной установки представлена на рисунке 4.

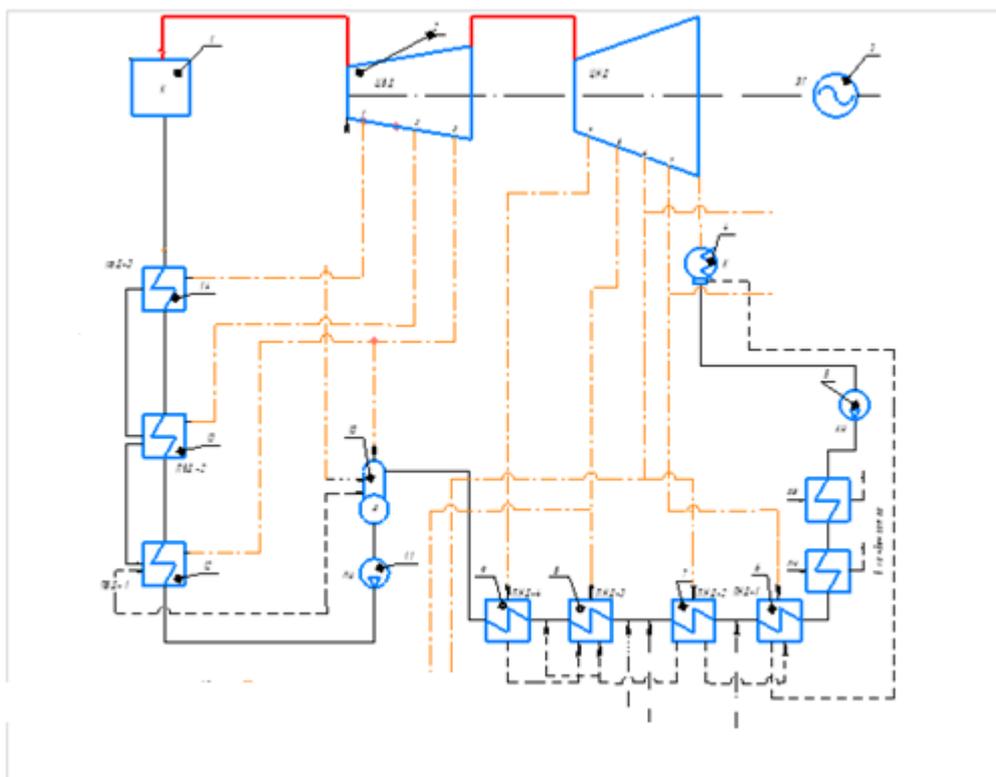


Рисунок 4 – Тепловая схема регенеративной установки

На линиях конденсата греющего пара (КГП) ПНД имеются регулирующие клапаны. В зависимости от нагрузки турбины, слив конденсата осуществляется индивидуально или каскадно в конденсатор турбины, либо сливными насосами СН ПНД –1А или Б, и СН ПНД –1В –в линию основного конденсата (ЛОК) за ПНД – 2 и ПНД – 3 соответственно[3].

В подогревателях высокого давления происходит подогрев питательной воды после деаэрационной установки. Водяной тракт подогревателей находится под полным давлением питательных насосов.

ПВД имеют трубные секции, состоящие из стальных трубок, ввареных в

сборные коллектора. Каждый ПВД снабжён датчиками защиты при повышении уровня конденсата греющего пара (КГП) до I и II – предела.

Слив КГП из подогревателей каскадный. При малых нагрузках на турбине слив конденсата из ПВД –5 осуществляется в конденсатор турбины. При повышении давления в ПВД –5 до 9 - 9,5 кгс/см². слив КГП переводится на деаэраторы (ДПВ –1, 2).

Основные данные по регенеративным отборам турбины на номинальном режиме сведены в таблицу 3 .

Таблица 3 - Основные параметры по регенеративным отборам турбины на номинальном режиме.

№ отбора	Наименование подогревателя	Параметры пара при номинальной нагрузке ТГ			Степень турбины за которой отбор пара
		"р" кгс/см ²	t ⁰ С	F-пара на подогрев.	
1	ПВД – 7	34,3	375	36,4	9
2	ПВД – 6	23,2	325	36,4	11
3	ПВД – 5; ДПВ –1,2; Произв. Отбор	15	275	353+48	13
4	ПНД – 4	5,4	183	32	16
5	ПНД – 3	2,6	127	32,7	18
6	ПНД – 2	1,5		8,4	20
7	ПНД – 1	0,2			22

1.5 Определение параметров температуры воды и подогревов в тракте низкого и высокого давления

По известному расходу пара на турбину, давлению в деаэраторе и давлению в конденсаторе рассчитаем тепловую схему турбоустановки ПТ–140/165–130/15–3, представленной на рисунке

Расчетная тепловая схема турбоустановки ПТ–140/165–130/15–3 представлена на рисунке 5.

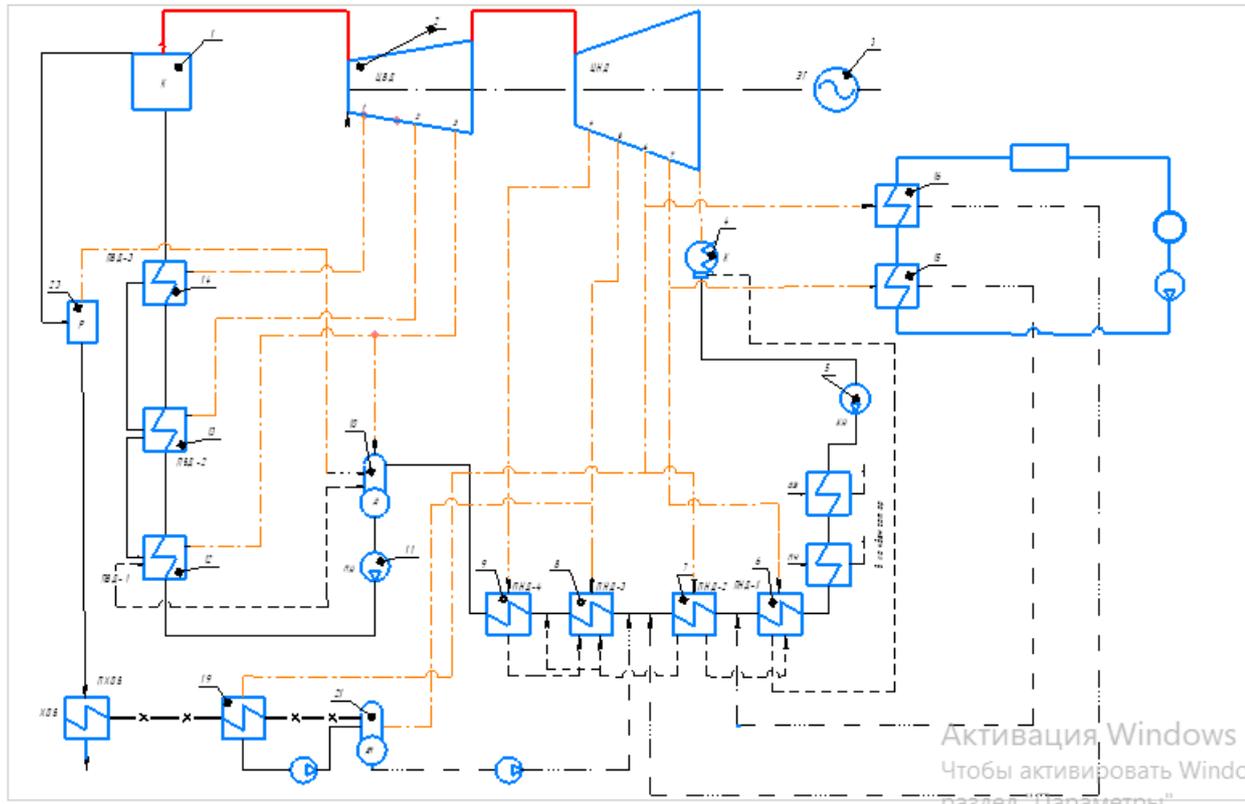


Рисунок 5 – Тепловая расчетная схема турбоустановки

По заданной температуре питательной воды $t_{нв}=232^{\circ}\text{C}$ на входе в паропроизводящую установку, известных давлениях в деаэраторе $P_0=0,7\text{ МПа}$ и конденсаторе $p_k=8,8\text{ кПа}$ определяются общие подогревы.

Определим подогрев в линии основного конденсата:

$$\Delta t_{ок} = t_{ок} - (t'_k + \Delta t_{оэ} + \Delta t_{ну});$$

Подогрев в линии питательной воды высокого давления:

$$\Delta t_{нв} = t_{нв} - (t_0 + \Delta t_{нн}),$$

где $\Delta t_{оэ}$ - подогрев основного конденсата в охладителях эжекторов, принимается равным $2\div 5^{\circ}\text{C}$; $\Delta t_{ну}$ - подогрев основного конденсата в охладителях уплотнений, принимается равным $2\div 5^{\circ}\text{C}$; t'_k - температура насыщения при давлении в конденсаторе p_k ; t_0 - температура при номинальном давлении в деаэраторе P_0 ; $t_{ок}$ - это температура в линии основного конденсата на входе в деаэратор, $t_{ок} = t_0 - \Delta t_0$; Δt_0 - подогрев

основного конденсата в деаэраторе, принимается равным от 12°C до 15 °С;

Δt_{nn} - подогрев воды в питательном насосе, °С, определяется через повышение энтальпии в питательном насосе, кДж/кг[4]:

$$\Delta h_{nn} = \frac{\nu' \cdot (P_{n\phi} - P_{\partial}) \cdot 10^3}{\eta_n}, \text{ кДж / кг},$$

где ν' - удельный объем воды в состоянии насыщения при давлении в деаэраторе, м³/кг; $P_{n\phi} = (1,2 \div 1,6) \cdot P_0$ - давление питательной воды за питательным электронасосом, МПа; η_n - КПД насоса, принимается равным 0,75÷0,85.

Принимаем для параметров следующие значения:

$$\Delta t_{o\partial} = 3 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad \Delta t_{ny} = 3 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad \Delta t_{\partial} = 12 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$P_{n\phi} = 1,5 \cdot P_0 = 1,5 \cdot 11,8 = 17,7 \text{ МПа}; \quad \eta_n = 0,85;$$

$$t_{\partial} = f(P_{\partial}) = 164,95 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t'_k = f(P_k) = 43,33 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\nu' = f(P_{\partial}) = 0,0010092 \text{ м}^3 / \text{кг};$$

$$t_{ок} = 164,95 - 12 = 152,95 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{ок} = 152,95 - (43,33 + 3 + 3) = 103,62 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta h_{nn} = \frac{0,0010092 \cdot (17,7 - 0,7) \cdot 10^3}{0,85} = 20,2 \text{ кДж / кг};$$

$$\Delta t_{nn} = f(\Delta h_{nn}; P_{n\phi}) = 0,59 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{n\phi} = 232 - (164,95 + 0,59) = 66,46 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средний подогрев воды в одной ступени РППВ низкого давления:

$$\delta t_{n\partial} = \frac{\Delta t_{ок}}{z_{n\partial}} = \frac{103,62}{4} = 25,91 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средний подогрев воды в одной ступени РППВ высокого давления:

$$\delta t_{n\phi} = \frac{\Delta t_{n\phi}}{z_{n\phi}} = \frac{66,46}{3} = 22,15 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Линия ПНД:

$$t_k = t'_k + \Delta t_{oэ} + \Delta t_{ny} = 43,33 + 3 + 3 = 49,33 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{\text{ПНД1}} = t_k + \delta t_{\text{ннд}} = 49,33 + 25,91 = 75,24 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{\text{ПНД2}} = t_{\text{ПНД1}} + \delta t_{\text{ннд}} = 75,24 + 25,91 = 101,15 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{\text{ПНД3}} = t_{\text{ПНД2}} + \delta t_{\text{ннд}} = 101,15 + 25,91 = 127,06 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{\text{ПНД4}} = t_{\text{ПНД3}} + \delta t_{\text{ннд}} = 127,06 + 25,91 = 152,97 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Линия ПВД:

$$t_{\text{ПВД1}} = t_{\text{пн}} + \delta t_{\text{пвд}} = 165,54 + 22,15 = 187,69 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{\text{ПВД2}} = t_{\text{ПВД1}} + \delta t_{\text{пвд}} = 187,69 + 22,15 = 209,84 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{\text{ПВД3}} = t_{\text{ПВД2}} + \delta t_{\text{пвд}} = 209,84 + 22,15 = 232 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

1.6 Определение параметров отборов в турбине

Параметры пара на входе в ЦВД:

$$h_0 = f(p_0; t_0) = f(11,77; 545) = 3471,15 \text{ кДж/кг};$$

$$s_{0\text{ЦВД}} = f(p_0; t_0) = f(11,7; 545) = 6,65 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}.$$

Далее найдем параметры пара отборов турбины:

Давление 1-го отбора: $p_{\text{отб1}} = 34,3 \text{ кгс/см}^2 = 3,43 \text{ МПа}$

Теоретическая энтальпия 1-го отбора:

$$h_{1t} = f(p_{\text{отб1}}; t_{\text{отб1}}) = (3,43; 375) = 3165,9 \text{ кДж/кг}$$

Действительная энтальпия 1-го отбора:

$$h_1 = h_0 - (h_0 - h_{1t}) \cdot \eta_{oi\text{ЦВД}} = 3471,15 - (3471,15 - 3165,9) \cdot 0,8 = 3226,95 \text{ кДж/кг}$$

где $\eta_{oi\text{ЦВД}}$ - относительный внутренний КПД цилиндра высокого давления, принимаем равным 0,8[5].

Давление 2-го отбора: $p_{отб2} = 2,32 \text{ МПа}$.

Теоретическая энтальпия 2-го отбора:

$$h_{2t} = f(p_{отб2}; t_{отб2}) = (2,32; 325) = 3073,6 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 2-го отбора:

$$h_2 = h_1 - (h_1 - h_{2t}) \cdot \eta_{oiЦВД} = 3165,9 - (3165,9 - 3073,6) \cdot 0,8 = 3104,27 \text{ кДж/кг}$$

Давление 3-го отбора: $p_{отб3} = 1,5 \text{ МПа}$.

Теоретическая энтальпия 3-го отбора:

$$h_{3t} = f(p_{отб3}; t_{отб3}) = (1,5; 275) = 2982 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 3-го отбора:

$$h_3 = h_1 - (h_1 - h_{3t}) \cdot \eta_{oiЦСД} = 3165,9 - (3165,9 - 2982) \cdot 0,8 = 3031 \text{ кДж/кг}.$$

Параметры пара на входе в ЦНД:

$$p_{0ЦВД} = 0,97 \cdot p_{отб3} = 0,97 \cdot 1,5 = 1,455 \text{ МПа};$$

$$s_{0ЦНД} = f(p_{0ЦНД}; h_3) = f(1,455; 3031) = 6,872 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}.$$

Давление 4-го отбора: $p_{отб4} = 0,54 \text{ МПа}$.

Теоретическая энтальпия 4-го отбора:

$$h_{4t} = f(p_{отб4}; t_{отб4}) = (0,54; 183) = 2816,6 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 4-го отбора:

$$h_4 = h_1 - (h_1 - h_{4t}) \cdot \eta_{oiЦНД} = 3031 - (3031 - 2816,6) \cdot 0,7 = 2880,92 \text{ кДж/кг}.$$

где $\eta_{oiЦНД}$ - относительный внутренний КПД цилиндра низкого давления, принимаем равным 0,7[5].

Давление 5-го отбора: $p_{отб5} = 0,26 \text{ МПа}$.

Теоретическая энтальпия 5-го отбора:

$$h_{5t} = f(p_{отб5}; s_{0ЦНД}) = (0,26; 6,872) = 2651,1 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 5-го отбора:

$$h_5 = h_1 - (h_1 - h_{5t}) \cdot \eta_{oiЦСД} = 3031 - (3031 - 2651,1) \cdot 0,7 = 2765,07 \text{ кДж/кг}.$$

Давление 6-го отбора: $p_{отб6} = 0,15 \text{ МПа}$.

Теоретическая энтальпия 6-го отбора:

$$h_{6t} = f(p_{отб6}; s_{0ЦНД}) = (0,15; 6,872) = 2558,2 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 6-го отбора:

$$h_6 = h_1 - (h_1 - h_{6t}) \cdot \eta_{oiЦСД} = 3031 - (3031 - 2558,2) \cdot 0,7 = 2700,04 \text{ кДж/кг}.$$

Давление 7-го отбора: $p_{отб7} = 0,02 \text{ МПа}.$

Теоретическая энтальпия 7-го отбора:

$$h_{7t} = f(p_{отб7}; s_{0ЦНД}) = (0,02; 6,872) = 2264 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 7-го отбора:

$$h_7 = h_1 - (h_1 - h_{7t}) \cdot \eta_{oiЦНД} = 3196,4 - (3196,4 - 2264) \cdot 0,7 = 2494,1 \text{ кДж/кг}.$$

Давление в конденсаторе: $p_k = 8,8 \text{ кПа}.$

Теоретическая энтальпия на выходе из турбины:

$$h_{kt} = f(p_k; s_{0ЦНД}) = (0,0088; 6,872) = 2161,1 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия на выходе из турбины:

$$h_7 = h_7 - (h_7 - h_{kt}) \cdot \eta_{oiЦНД} = 2892,6 - (2892,6 - 2161,1) \cdot 0,7 = 2422,07 \text{ кДж/кг}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 4

Таблица 4 – параметров в схеме регенеративного подогрева

питательной воды

Точка процесса в турбине	Элементы тепловой схемы	Пар в турбине (отборе)		Пар в подогревателе	Дренаж греющего пара		Питательная, сетевая вода, основной конденсат		
		$P_{отб}$	$h_{отб}$	$P_{п}$	t_H	h'	$t_{пв}$	$P_{пв}$	$h_{пв,ок,св}$
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг
1	ПВД-3	3,43	3196,4	3,26	238,5	1030,4	232	22,6	1004,2
2	ПВД-2	2,28	3085,9	2,17	216,5 5	927,7	209,8	22,6	904,78
3	ПВД-1	1,5	3003,4	1,43	196,0 4	834,6	187,6 9	22,6	807,88

3	Д	1,5	3003,4	0,7	165	697,1	165	22,6	697,1
4	ПНД-4	0,54	2892,6	0,51	152,5 8	643,4	152,9 7	2,6	643,0
5	ПНД-3	0,26	2760,6	0,25	127,4	535,4	127,0 6	2,6	535,4
6	ПНД-2	0,15	2685,8	0,14	109,3	458,4	101,1 5	1,6	425,07
7	ПНД-1	0,02	2450,5	0,019	58,95	246,8	75,24	1,6	246,0
8	К	0,008 8	2307,4	0,0084	42,44	177,73	49,33	0,24 5	177,0

1.7 Расчет установки подогрева сетевой воды

В таблице 5 приведены параметры и характеристики ПСГ.

Таблица 5 - Техническая характеристика горизонтального подогревателя сетевой воды типа ПСГ-1300-3-8-1[5]:

Наименование параметра	Характеристика
Площадь, поверхности теплообмена (по наружному диаметру труб), м ² .	1300
Рабочее давление в пространстве, кгс/см ² (МПа):	
паровом	3,0 (0,3)
водяном	8,0(0,8)
Рабочие параметры пара:	
давление, кгс/см ² (МПа) абс.	0,7- 1,5 (0,07- 0,15)
максимальная температура греющего пара на входе, °С.	250
расход, т/ч:	
номинальный	
максимальный	105
	210
Расчетные параметры	
давление, кгс/см ² (МПа)	9,0 (0,9)
максимальная температура на входе, °С	120
расход, т/ч:	
номинальный	2000
максимальный	3000
Максимальная разность температур на входе и выходе, °С	50

Составим схему и проведем расчет ПСГ-1:

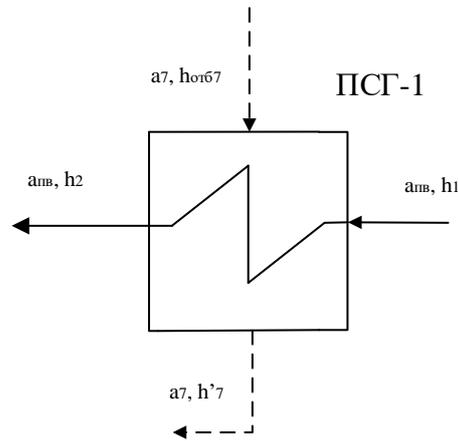


Рисунок 6 – Схема потоков воды и пара подогревателя ПСГ-1

Запишем и решим систему уравнений:

$$\alpha_7 \cdot (h_7 - h'_7) = \alpha_{н6} \cdot (h_2 - h_1);$$

Где: $h_7(P_{от6}) = h_7(0,02) = 2450,5$ кДж/кг - энтальпия пара в 7 – ом отборе;

$h'_7(P_{нц1}) = h_7(0,019) = 251,4$ кДж/кг - энтальпия конденсата пара после ПСГ-1;

$h_1(P_{нц1}; t_1) = h_1(0,8;70) = 293,65$ - энтальпия сетевой воды на входе в ПСГ-1;

$h_2(P_{нц1}; t_2) = h_2(0,8;95) = 398,56$ - энтальпия сетевой воды на выходе из ПСГ-1; $\alpha_{н6} = 2500$ м/ч - расход сетевой воды в ПСГ-1 исходя из графика тепловых нагрузок ТЭЦ-3;

Тогда расход конденсата ПСГ-1 в линию основного конденсата:

$$\alpha_7 = \frac{\alpha_{н6} \cdot (h_2 - h_1)}{(h_7 - h'_7)} = \frac{2500(398,56 - 293,65)}{(2450,5 - 251,4)} = 119,3 \text{ м/ч};$$

Определим относительный расход дренажа псг-1 в точку смешения:

$$\alpha_{нц1} = \frac{\alpha_7}{D_0} = \frac{119,3}{770} = 0,155;$$

Составим схему и проведем расчет ПСГ-2:

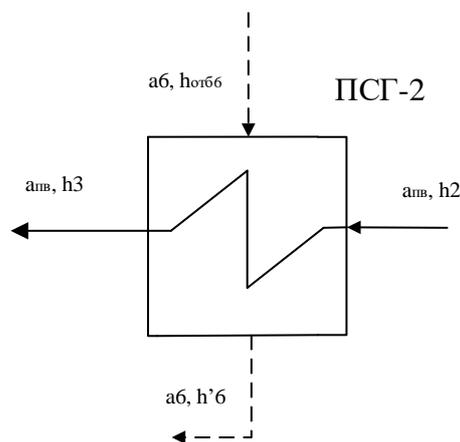


Рисунок 7 – Схема потоков воды и пара подогревателя ПСГ-2

Запишем и решим систему уравнений:

$$\alpha_6 \cdot (h_6 - h'_6) = \alpha_{нс} \cdot (h_3 - h_2);;$$

Где: $h_6(P_{от6}) = h_6(0,15) = 2685,4$ кДж / кг; - энтальпия 7 – го отбора;

$h'_6(P_{нс2}) = h_6(0,14) = 458,37$ кДж / кг; - энтальпия конденсата ПСГ-1;

$h_2(P_{нс2}; t_2) = h_2(0,8;95) = 398,56$; энтальпия сетевой воды на входе в ПСГ-1;

$h_3(P_{нс2}; t_3) = h_3(0,8;120) = 504,21$; - энтальпия сетевой воды на выходе из

ПСГ-1; $\alpha_{нс} = 2500$ м / ч;

Тогда расход конденсата ПСГ-2 в линию основного конденсата:

$$\alpha_6 = \frac{\alpha_{нс} \cdot (h_2 - h_1)}{(h_7 - h'_7)} = \frac{2500(504,21 - 398,56)}{(2684,4 - 458,37)} = 118,56 \text{ м / ч};$$

Тогда относительный расход дренажа псг-2 в точку смешения:

$$\alpha_{нс2} = \frac{\alpha_6}{D_0} = \frac{118,56}{770} = 0,154;$$

1.8 Определение расходов пара в отборах турбоустановки

Далее необходимо составить таблицу свойств воды и пара в схеме РППВ для новых давлений отборов.

Теперь найдем расходы пара на отборы в ПВД и ПНД, для этого составим уравнения теплового и материального баланса[5].

Расчет ПВД-3:

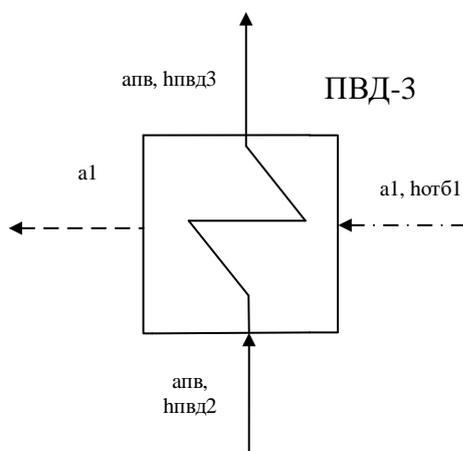


Рисунок 8 – Схема потоков воды и пара ПВД-3

Уравнение теплового баланса для ПВД-3:

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_1') = \alpha_{пв} \cdot (h_{пв\delta 3} - h_{пв\delta 2}),$$

где α_1 - относительный расход пара из первого отбора турбины; $\alpha_{пв}$ - относительный расход ПВ; h_1 - энтальпия пара первого отбора; h_1' - энтальпия дренажа после подогревателя ПВД-3; $h_{пв\delta 3}$; $h_{пв\delta 2}$ - энтальпия ПВ ПВД-3 и ПВД-2.

Расчет ПВД-2:

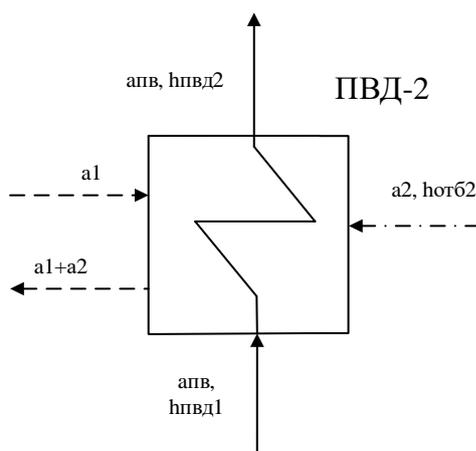


Рисунок 9 – Схема потоков воды и пара ПВД-2

Уравнение теплового баланса для ПВД-2:

$$\alpha_2 \cdot (h_2 - h'_2) + \alpha_1 \cdot (h'_1 - h'_2) = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв\delta 2} - h_{нв\delta 1}),$$

где α_2 - относительный расход пара из второго отбора турбоустановки;
 $\alpha_{нв}$ - относительный расход питательной воды линии ПВ; h_2 - энтальпия пара второго отбора в подогреватель; h'_2 - энтальпия дренажа второго отбора после ПВД; $h_{нв\delta 1}$ - энтальпия ПВ ПВД1.

Расчет ПВД-1:

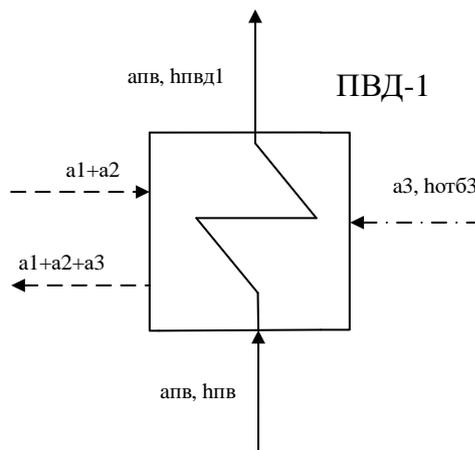


Рисунок 9 – Схема потоков воды и пара ПВД-1

Уравнение теплового баланса для ПВД-1:

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h'_3) + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h'_2 - h'_3) = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв\delta 1} - h_{нв}),$$

где α_3 - относительный расход пара из третьего отбора турбины; $\alpha_{нв}$ - относительный расход ПВ; α_{δ} - относительный расход пара на ДПВ из третьего отбора; h_3 - энтальпия пара третьего отбора; h'_3 - энтальпия дренажа после подогревателя ПВД-1; $h_{нв}$ - энтальпия питательной воды тракта высокого давления.

Расчет Деаэратора:

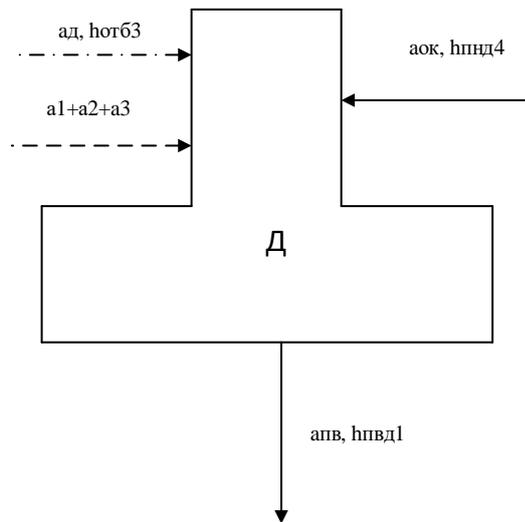


Рисунок 10 – Схема потоков воды и пара деаэратора

Уравнение теплового баланса Деаэратора:

$$\alpha_{нв} \cdot h_{нв} = \alpha_{ок} \cdot h_{пнд4} + \alpha_{\partial} \cdot h_3 + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot h'_3,$$

$$\alpha_{нв} = \alpha_{ок} + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) + \alpha_{\partial};$$

где α_3 - относительный расход пара из третьего отбора; $\alpha_{нв}$ - относительный расход питательной воды; α_{∂} - относительный расход пара на деаэратор из третьего отбора; h_3 - энтальпия пара третьего отбора; h'_3 - энтальпия дренажа третьего отбора; $h_{ок}$ - энтальпия питательной воды тракта низкого давления; $h_{нв}$ - энтальпия после деаэратора в тракт высокого давления;

Расчет ПНД-4:

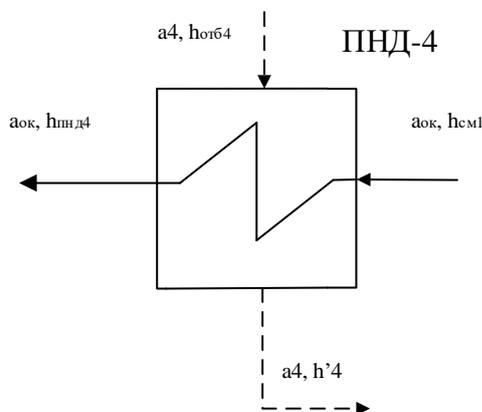


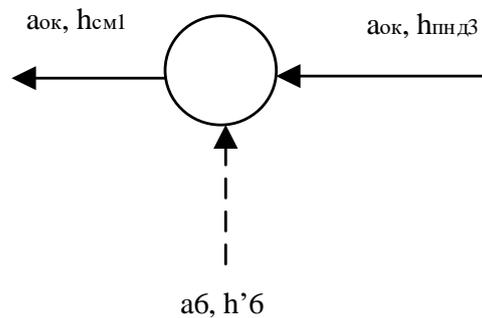
Рисунок 11 – Схема потоков воды и пара ПНД-4

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$\alpha_4 \cdot (h_4 - h'_4) = \alpha_{ок} \cdot (h_{пнд4} - h_{см1}),$$

где α_4 - относительный расход пара из четвертого отбора; $\alpha_{ок}$ - относительный расход основного конденсата; h_4 - энтальпия пара четвертого отбора; h'_4 - энтальпия дренажа четвертого отбора; $h_{ок}$ - энтальпия охладителя конденсата; $h_{пнд3}$ - энтальпия питательной воды от ПНД3.

Расчет точки смешения 1:



$$\alpha_6 \cdot h'_6 + \alpha_{ок} \cdot h_{пнд3} = \alpha_{ок} \cdot h_{см1};$$

Рисунок 12 – Схема потоков воды и пара точки смешения 1

Расчет ПНД-3:

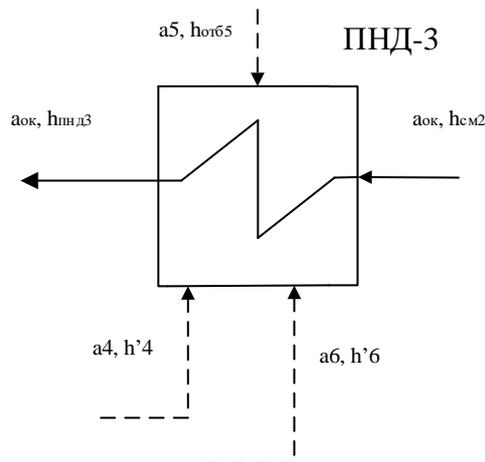


Рисунок 13 – Схема потоков воды и пара ПНД-3

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$\alpha_5 \cdot h_5 + \alpha_4 \cdot (h'_4 - h'_5) + \alpha_6 (h'_5 - h'_6) = \alpha_{ок} \cdot (h_{пнд3} - h_{см1}),$$

где α_5 - относительный расход пара из пятого отбора турбины; $\alpha_{ок}$ - относительный расход ОК; h_5 - энтальпия пара пятого отбора турбины; h'_5 - энтальпия дренажа после ПНД-3; $h_{пнд2}$ - энтальпия питательной воды от ПНД-2.

Расчет параметров точки смешения 2:

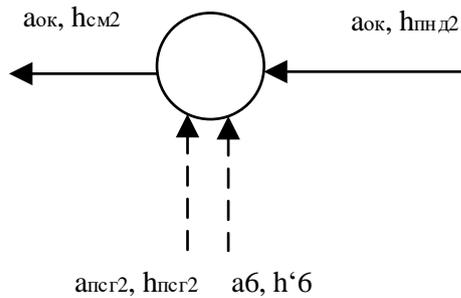


Рисунок 14 – Схема потоков воды и пара точки смешения 2

Уравнение теплового баланса для точки смешения:

$$\alpha_{псг2} \cdot h_{псг2} + \alpha_6 \cdot h'_6 + \alpha_{ок} \cdot h_{пнд2} = \alpha_{ок} \cdot h_{см2},$$

где $\alpha_{ок}$ - относительный расход основного конденсата; h'_6 - энтальпия дренажа седьмого отбора; $h_{псг2}$ - энтальпия дренажа после ПСГ-2; $h_{см2}$, $кДж/кг$ - энтальпия точки смешения 2.

Расчет ПНД-2:

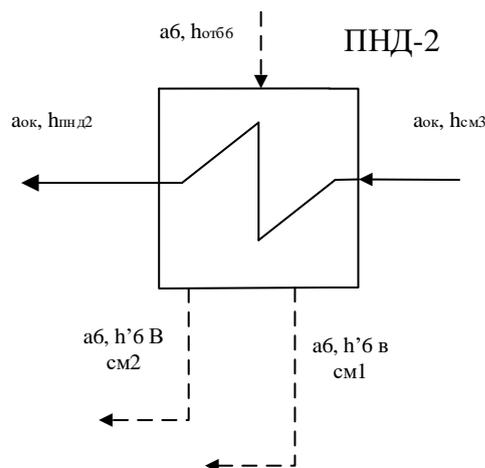


Рисунок 15 – Схема потоков воды и пара ПНД-2

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$\alpha_6 \cdot (h_6 - h'_6) + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h'_5 - h'_6) = \alpha_{ок} \cdot (h_{пнд2} - h_{см3}),$$

где α_6 - относительный расход пара из шестого отбора турбины; $\alpha_{ок}$ - относительный расход ОК; h_6 - энтальпия пара шестого отбора турбины; h'_6 - энтальпия дренажа шестого отбора; $h_{пнд2}$ - энтальпия воды линии ОК после ПНД-2; $h_{см3}$, $кДж/кг$ - энтальпия точки смешения 3.

Расчет точки смешения 3:

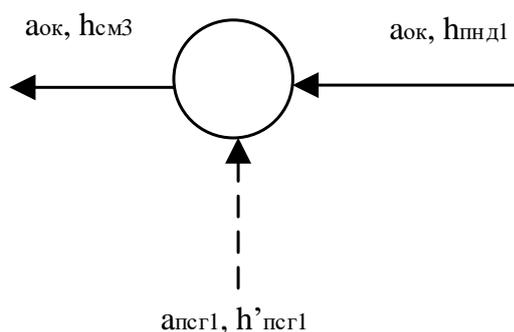


Рисунок 16 – Схема потоков воды и пара точки смешения 3

Уравнение теплового баланса для точки смешения:

$$\alpha_{псг1} \cdot h'_{псг1} + \alpha_{ок} \cdot h_{пнд1} = \alpha_{ок} \cdot h_{см3},$$

где α_k - относительный расход пара в конденсатор; $\alpha_{ок}$ - относительный расход основного конденсата; h'_7 - энтальпия дренажа седьмого отбора; $h_{пнд1}$; $h_{см}$, $кДж/кг$ - энтальпия точки смешения.

Расчет ПНД-1:

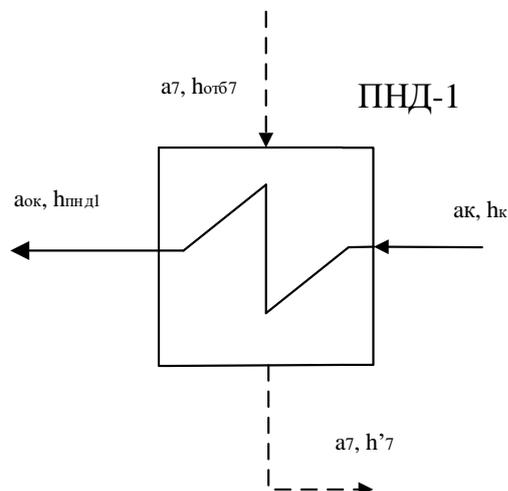


Рисунок 17 – Схема потоков воды и пара ПНД-1

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$\alpha_7 \cdot (h_7 - h_7') = \alpha_k \cdot (h_{\text{ннд}1} - h_k),$$

где α_7 - относительный расход пара из седьмого отбора; α_k - относительный расход пара в конденсатор; h_7 - энтальпия пара седьмого отбора; h_7' - энтальпия дренажа седьмого отбора; $h_{\text{ннд}1}$; h_k - энтальпия конденсата.

Дополнительные уравнения материального баланса:

$$\alpha_k = \alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{ум}} + \alpha_9;$$

$$\alpha_{\text{ок}} = \alpha_k + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7.$$

1.9 Определение параметров отборов турбоустановки

Определим параметры тепловой схемы паротурбинной установки ПТ-

140/165 – 140 -3

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_1 \cdot (h_1 - h_1') = \alpha_{\text{нв}} \cdot (h_{\text{нв}03} - h_{\text{нв}02}); \\ \alpha_2 \cdot (h_2 - h_2') + \alpha_1 \cdot (h_1' - h_2') = \alpha_{\text{нв}} \cdot (h_{\text{нв}02} - h_{\text{нв}01}); \\ \alpha_3 \cdot (h_3 - h_3') + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_2' - h_3') = \alpha_{\text{нв}} \cdot (h_{\text{нв}01} - h_{\text{нв}}); \\ \alpha_{\text{нв}} \cdot h_{\text{нв}} = \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{ннд}4} + \alpha_{\text{д}} \cdot h_3 + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot h_3'; \\ \alpha_{\text{нв}} = \alpha_{\text{ок}} + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) + \alpha_{\text{д}} \\ \alpha_4 \cdot (h_4 - h_4') = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ннд}4} - h_{\text{см}1}); \\ \alpha_6 \cdot h_6' + \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{ннд}3} = \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{см}1}; \\ \alpha_5 \cdot h_5 + \alpha_4 \cdot (h_4' - h_5') + \alpha_6 \cdot h_6' = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ннд}3} - h_{\text{см}1}); \\ \alpha_{\text{нс}2} \cdot h_{\text{нс}2} + \alpha_6 \cdot h_6' + \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{ннд}2} = \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{см}2}; \\ \alpha_6 \cdot (h_6 - h_6') + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h_5' - h_6') = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ннд}2} - h_{\text{см}3}); \\ \alpha_{\text{нс}1} \cdot h_{\text{нс}1} + \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{ннд}1} = \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{см}3}; \\ \alpha_7 \cdot (h_7 - h_7') = \alpha_k \cdot (h_{\text{ннд}1} - h_k); \\ \alpha_k = \alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{ум}} + \alpha_9; \\ \alpha_{\text{ок}} = \alpha_k + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7. \end{array} \right.$$

Таблица 6 - Результаты расчета системы уравнений

α_1	0,045
α_2	0,042
α_3	0,046
α_4	0,039
α_5	0,0087
α_6	0,05
α_7	0,008
α_∂	0,012
$\alpha_{ок}$	0,45
$\alpha_{к}$	0,43
$\alpha_{пв}$	1,0
$h_{см1}$	540,9
$h_{см2}$	507,7
$h_{см3}$	291,6

Расход на турбину и отборы в схеме РППВ в номинальном режиме:

$$D_0 = 770 \text{ т/ч} = 213,89 \text{ кг/с};$$

$$D_{отбПВД3} = \alpha_1 \cdot D_0 = 0,045 \cdot 213,89 = 9,65 \text{ кг/с};$$

$$D_{отбПВД2} = \alpha_2 \cdot D_0 = 0,042 \cdot 213,89 = 9,09 \text{ кг/с};$$

$$D_{отбПВД1} = \alpha_3 \cdot D_0 = 0,046 \cdot 213,89 = 9,93 \text{ кг/с};$$

$$D_{отбД} = \alpha_\partial \cdot D_0 = 0,012 \cdot 213,89 = 2,57 \text{ кг/с};$$

$$D_{отбПНД4} = \alpha_4 \cdot D_0 = 0,039 \cdot 213,89 = 8,37 \text{ кг/с};$$

$$D_{отбПНД3} = \alpha_5 \cdot D_0 = 0,0087 \cdot 213,89 = 1,87 \text{ кг/с};$$

$$D_{отбПНД2} = \alpha_6 \cdot D_0 = 0,05 \cdot 213,89 = 10,87 \text{ кг/с};$$

$$D_{отбПНД1} = \alpha_7 \cdot D_0 = 0,008 \cdot 213,89 = 1,76 \text{ кг/с};$$

$$D_{отбПСГ1} = \alpha_{нс1} \cdot D_0 = 0,155 \cdot 213,89 = 33,15 \text{ кг/с};$$

$$D_{отбПСГ2} = \alpha_{нс2} \cdot D_0 = 0,154 \cdot 213,89 = 32,9 \text{ кг/с};$$

Расход пара в конденсатор в номинальном режиме:

$$D_k = D_0 - \sum D_{омб} - D_{омб.тепл} = 213,89 - (9,65 + 9,09 + 9,93 + 2,57 + 8,37 + 1,87 + 10,87 + 1,76) - 33,15 - 32,9 = 94,5 \text{ кг/с.}$$

Расход питательной воды в номинальном режиме:

$$D_{не} = D_0 \cdot \alpha_{не} = 213,89 \cdot 1,016 = 217,3 \text{ кг/с,}$$

$$\text{где } \alpha_{не} = \alpha_0 + \alpha_{унл} + \alpha_{ум} + \alpha_3 = 1 + 0,005 + 0,008 + 0,003 = 1,016.$$

1.10 Определение технико-экономических показателей работы турбоустановки

Значение удельной работы 1 кг пара, идущего в j-й отбор турбины определим по формуле[4]:

$$H_j = h_0 - h_j, \text{ кДж/кг;}$$

$$H_1 = h_0 - h_1 = 3471,5 - 3227 = 244,55 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_2 = h_0 - h_2 = 3471,15 - 3104 = 367,23 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_3 = h_0 - h_3 = 3471,15 - 3031 = 440,5 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_4 = h_0 - h_4 = 3471,15 - 2881 = 590,58 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_5 = h_0 - h_5 = 3471,15 - 2765 = 706,43 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_6 = h_0 - h_6 = 3471,15 - 2700 = 771,46 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_7 = h_0 - h_7 = 3471,15 - 2494 = 977,4 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_k = h_0 - h_k = 3471,15 - 2422,07 = 1049 \text{ кДж/кг.}$$

Мощность турбины в номинальном режиме:

$$\begin{aligned}
N &= (H_k \cdot D_k + \sum D_{отбj} \cdot H_j) \cdot \eta_{мг} + D_{отбПСГ2} \cdot H_6 + D_{отбПСГ1} \cdot H_7 = \\
&= (D_k \cdot H_k + D_1 \cdot H_1 + D_2 \cdot H_2 + D_3 \cdot H_3 + D_4 \cdot H_4 + D_5 \cdot H_5 + D_6 \cdot H_6 + \\
&+ D_7 \cdot H_7) \cdot \eta_{мг} = (94,47 \cdot 1049 + 9,65 \cdot 244,55 + 9,09 \cdot 367,23 + (9,93 + 2,57) \cdot 440,5 + \\
&+ 8,37 \cdot 590,58 + 1,87 \cdot 706,43 + 10,87 \cdot 771,46 + 1,76 \cdot 1049 + \\
&+ 33,15 \cdot 977,4 + 32,9 \cdot 771,46) \cdot 0,97 = 178,8 \text{ МВт};
\end{aligned}$$

Необходимый расход тепла на получение 1 кг пара:

$$q_0 = h_0 - h_{пв} = 3471,15 - 1004,2 = 2467 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Тепловая мощность турбоагрегата:

$$Q_k = D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) = 213,89 \cdot (3471,15 - 1004,2) = 523,3 \text{ МВт},$$

где $D_0 = 213,89 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ – расход пара на входе в турбину;

$h_0 = 3471,15 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия пара на входе в турбину;

$h_{пв} = f(P_{пв}, t_{пв}) = 1004,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия питательной воды на входе в

котел;

Тепловая мощность турбоагрегата:

$$\begin{aligned}
Q_{\text{тепл.отб.}} &= Q_{\text{тепл.отб.1}} + Q_{\text{тепл.отб.2}} = 0,155 \cdot D_0 \cdot (h_7 - h'_7) + 0,154 \cdot D_0 \cdot (h_6 - h'_6) = \\
&= 0,155 \cdot 213,89 \cdot (2250,1 - 244,87) + 0,154 \cdot 213,89 \cdot (2456,58 - 458,4) = \\
&= 148 \text{ МВт} = 127,5 \text{ Гкал / ч},
\end{aligned}$$

где $Q_{\text{тепл.отб1}}$ – тепловая мощность ПСГ – 1;

$Q_{\text{тепл.отб2}}$ – тепловая мощность ПСГ-2;

$$Q_э = Q_k - Q_{\text{тепл.отб}} = 523,3 - 148,3 = 375 \text{ МВт};$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_э = \frac{Q_э}{Q_{н.}^p \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{тi}} = \frac{375 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,9 \cdot 0,99} = 14,2 \frac{\text{кг у. т.}}{\text{с}} = 51,1 \text{ т. ут/ч},$$

где $\eta_{тi} = 0,99$ – коэффициент полезного действия, учитывающий потери теплоты при ее передаче от одного теплоносителя к другому в сетевых подогревателях, бойлерах и т.д.

$\eta_{ка}$ – коэффициент полезного действия котлоагрегата.

Часовой расход условного топлива на турбоустановку:

$$B = \frac{Q_k}{\eta_{ка} Q_H^p} = \frac{523,3 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,9} = 19,8 \text{ кг у. т./с} = 71,28 \text{ т. ут/ч},$$

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_T = B - B_э = 71,28 - 51,1 = 20,18 \text{ т. ут/ч},$$

Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии:

$$b_э^T = \frac{B_э}{N_э^H} = \frac{51125}{178,8} = 285,9 \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч},$$

где $N_э^H = 178,8$ МВт – расчетная электрическая мощность в номинальном режиме турбины.

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{от}^T} = \frac{20,18 \cdot 10^3}{127,5} = 158,3 \text{ кг у. т./Гкал}.$$

2 Модернизация системы регенерации высокого давления энергоблока Томской ТЭЦ-3

2.1 Вариант модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока с заменой подогревателя высокого давления

При эксплуатации ПВД энергоблока Томской ТЭЦ-3 наблюдается эрозионный износ и повреждения спиральных трубок поверхностей нагрева. Основная проблема при ремонте ПВД это невозможность дефектации подогревателей без вскрытия корпуса, что приводит к более существенным материальным затратам и увеличивает сроки проведения ремонта[6].

Анализ выполненных ремонтных работ и технической документации показал, что наибольшему эрозионному износу подвергаются спиральные трубы в зоне охладителя конденсата (ОК) и собственно подогревателя (СП) на участке 200–300 мм от места приварки к подводящим и отводящим коллекторам питательной воды. Во время проведения последнего капитального ремонта подогревателя в 2016 году были заменены 35,1% змеевиков, 160 из 456 установленных заводом-изготовителем[6].

Таблица 7 – Результаты планового ремонта

Наименование работ		2016 год
Количество змеевиков, шт	Всего	456
	ОП	48
	СП	372
	ОК	36
Количество замененных змеевиков, шт	160	
Количество рабочих змеевиков, шт.	456	
Причина отключения	Плановый ремонт	

Анализ патентов показал, что существуют разработки, позволяющие внести изменения в конструкцию ПВД коллекторно-спирального типа. Такая система содержит равномерно размещенные в приближении к периферии

внутреннего пространства корпуса подогревателя одноплоскостные спиральные змеевики, присоединение которых к коллекторам ориентировано в направлении к центральной его части[6]. Такая компоновка трубной системы позволяет организовать доступ к соединениям коллектора со змеевиками без демонтажа верхней части корпуса подогревателя и разборки мембранного фланцевого соединения[4].

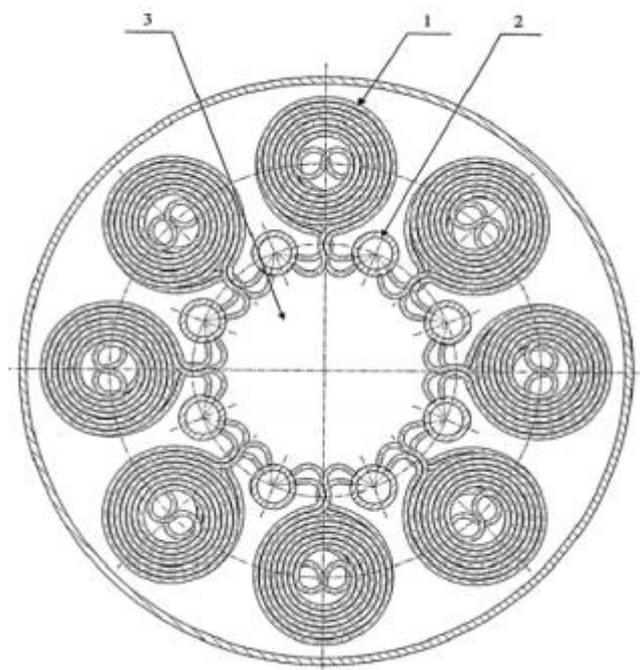


Рисунок 18 - Трубная система коллекторного подогревателя высокого давления

Где 1 – одноплоскостные спиральные змеевики; 2 – входные и выходные коллектора; 3 – свободное пространство корпуса $d=750$ мм. Также известна трубная система коллекторного подогревателя высокого давления[6], содержащая коллекторы и двуспиральные змеевики в виде «капли», равномерно расположенные во внутреннем пространстве корпуса подогревателя. Круглые спирали «капли» соединены между собой с образованием концов труб, присоединенным к входному и выходному коллекторам. Круглые спирали большего диаметра, а также размещенные между ними входные и выходные коллекторы расположены в приближении к периферии внутреннего пространства корпуса подогревателя, спирали меньшего диаметра ориентированы в направлении к центральной его части[6].

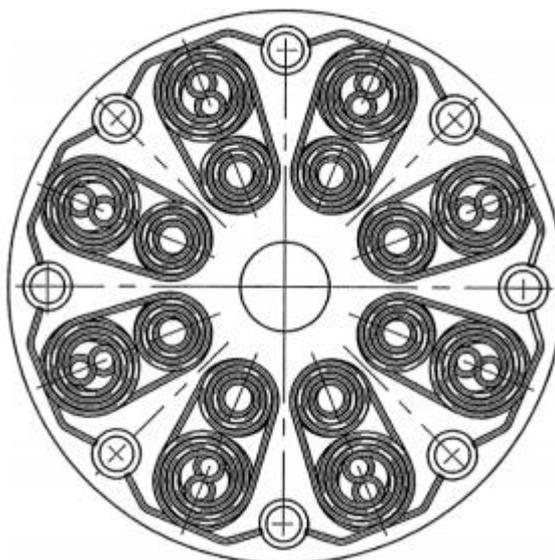


Рисунок 19 - Система ПВД, содержащая коллекторы и двуспиральные змеевики в виде «капли»

Существует трубная система коллекторного ПВД, содержащая чередующиеся между собой двуспиральные и односпиральные змеевики, концы которых присоединены к входному и выходному коллекторам, размещенным между спиралями[6]. Односпиральные змеевики, одна из спиралей двуспиральных змеевиков, а также размещенные в промежутках между ними входные и выходные коллекторы расположены в приближении к периферии внутреннего пространства корпуса подогревателя, другая спираль двуспиральных змеевиков ориентирована в направлении к центральной его части.

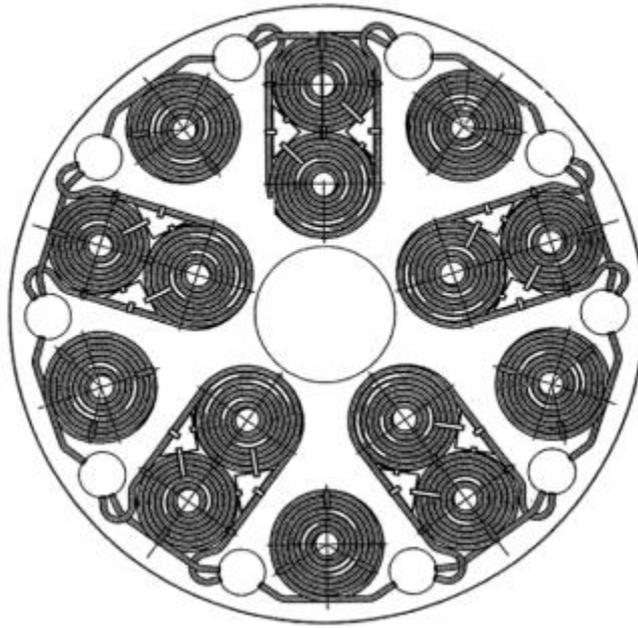


Рисунок 20 - Система коллекторного ПВД, содержащая чередующиеся между собой двуспиральные и односпиральные змеевики.

2.2 Вариант модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока с установкой нового дополнительного подогревателя высокого давления

Установка нового дополнительного подогревателя высокого давления позволяет увеличить температуру на входе в котел и тепло, которое необходимо подвести к 1 кг рабочего тела в котле, значительно меньше[7].

На рисунке изображены кривые относительного повышения термического КПД цикла в зависимости от температуры воды и числа ступеней подогрева при равномерном подогреве воды в подогревателях.

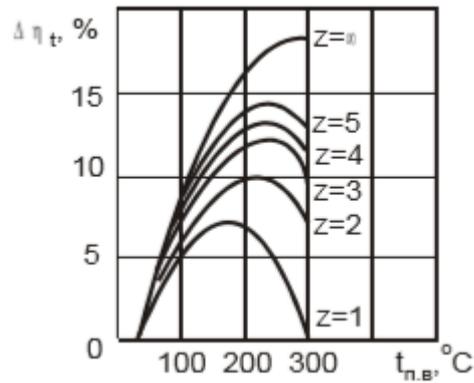


Рисунок 21 – Зависимость термического КПД цикла от температуры питательной воды и ступеней цикла

Из графика следует, что чем больше число отборов подогревателей тем выше КПД цикла. С увеличением числа ступеней регенеративного подогрева питательной воды оптимальная температура воды увеличивается [7].

Таким образом, установка дополнительного ПВД позволит увеличить КПД энергоблока, снизить расход топлива. Для снижения удельных затрат на ремонт и дефектацию ПВД следует рассмотреть возможность установки ПВД модернизированного типа.

Место установки нового отбора пара на дополнительный ПВД оптимально установить после 7 ой ступени турбины на выходе пара из внутреннего цилиндра.

2.3 Определение параметров температуры и подогревов в тракте низкого и высокого давления

Установим новый дополнительный ПВД и произведем оценку изменения расхода пара в проточной части турбины.

Принимаем для параметров следующие значения:

$$\Delta t_{ос} = 3 \text{ } ^\circ\text{C}; \Delta t_{ny} = 3 \text{ } ^\circ\text{C}; \Delta t_{\delta} = 12 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$P_{нв} = 1,5 \cdot P_0 = 1,5 \cdot 11,8 = 17,7 \text{ МПа}; \eta_n = 0,85;$$

$$t_{\delta} = f(P_{\delta}) = 164,95 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t'_k = f(P_k) = 43,33 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$v' = f(P_\rho) = 0,0010092 \text{ м}^3 / \text{кг};$$

$$t_{ок} = 164,95 - 12 = 152,95 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{ок} = 152,95 - (43,33 + 3 + 3) = 103,62 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta h_{нн} = \frac{0,0010092 \cdot (17,7 - 0,7) \cdot 10^3}{0,85} = 20,2 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$\Delta t_{нн} = f(\Delta h_{нн}; P_{нс}) = 0,59 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{нс} = 232 - (164,95 + 0,59) = 66,46 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средний подогрев воды в одной ступени РППВ низкого давления:

$$\delta t_{ннд} = \frac{\Delta t_{ок}}{z_{ннд}} = \frac{103,62}{4} = 25,91 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средний подогрев воды в одной ступени РППВ высокого давления:

$$\delta t_{нвд} = \frac{\Delta t_{нс}}{z_{нвд}} = \frac{66,46}{4} = 16,62 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Линия ПНД:

$$t_k = t'_k + \Delta t_{оэ} + \Delta t_{ны} = 43,33 + 3 + 3 = 49,33 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{ПНД1} = t_k + \delta t_{ннд} = 49,33 + 25,91 = 75,24 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{ПНД2} = t_{ПНД1} + \delta t_{ннд} = 75,24 + 25,91 = 101,15 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{ПНД3} = t_{ПНД2} + \delta t_{ннд} = 101,15 + 25,91 = 127,06 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{ПНД4} = t_{ПНД3} + \delta t_{ннд} = 127,06 + 25,91 = 152,97 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Линия ПВД:

$$t_{ПВД1} = t_{нн} + \delta t_{нвд} = 165,54 + 22,15 = 187,69 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{ПВД2} = t_{ПВД1} + \delta t_{нвд} = 187,69 + 22,15 = 209,84 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{ПВД3} = t_{ПВД2} + \delta t_{нвд} = 209,84 + 22,15 = 232 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{ПВД4} = f(P_{отб.}) = f(4,85) = 262 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

2.4 Определение параметров отборов пара в турбине

Таблица 7 – - Основные параметры по регенеративным отборам турбины на номинальном режиме при установленном ПВД – 8.

№ отбора	Наименование подогревателя	Параметры пара при номинальной нагрузке ТГ			Ступень турбины за которой отбор пара
		"P" кгс/см ²	t ⁰ С	F-пара на подогрев.	
1'	ПВД – 8	48,5	397	36,4	7
1	ПВД – 7	34,3	375	36,4	9
2	ПВД – 6	23,2	325	36,4	11
3	ПВД – 5; ДПВ – 1,2; Произв. Отбор	15	275	353+48	13
4	ПНД – 4	5,4	183	32	16
5	ПНД – 3	2,6	127	32,7	18
6	ПНД – 2	1,5		8,4	20
7	ПНД – 1	0,2			22
6	ПСГ – 2	1,5			20
7	ПСГ – 1	0,2			22

Параметры пара на входе в ЦВД:

$$h_0 = f(p_0; t_0) = f(11,77; 545) = 3471,15 \text{ кДж/кг};$$

$$s_{0ЦВД} = f(p_0; t_0) = f(11,7; 545) = 6,65 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}.$$

Далее найдем параметры пара отборов турбины:

Давление 1'-го отбора: $p_{отб1'} = 48,5 \text{ кгс/см}^2 = 4,85 \text{ МПа}.$

Теоретическая энтальпия 1'-го отбора:

$$h_{1t} = f(p_{отб1'}; s_{0ЦВД}) = (4,85; 6,65) = 3191,74 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 1'-го отбора:

$$h_1 = h_0 - (h_0 - h_{1t}) \cdot \eta_{oiЦВД} = 3471,15 - (3471,15 - 3191,74) \cdot 0,8 = 3247,6 \text{ кДж/кг},$$

где $\eta_{oiЦВД}$ - относительный внутренний КПД цилиндра высокого давления,

принимая равным 0,8.

Давление 1-го отбора: $p_{отб1} = 34,3 \text{ кгс/см}^2 = 3,43 \text{ МПа}.$

Теоретическая энтальпия 1-го отбора:

$$h_{1t} = f(p_{отб1}; t_{отб1}) = (3,43; 375) = 3165,9 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 1-го отбора:

$$h_1 = h_0 - (h_0 - h_{1t}) \cdot \eta_{oiЦВД} = 3471,15 - (3471,15 - 3165,9) \cdot 0,8 = 3226,95 \text{ кДж/кг},$$

Давление 2-го отбора: $p_{отб2} = 2,32 \text{ МПа}$.

Теоретическая энтальпия 2-го отбора:

$$h_{2t} = f(p_{отб2}; t_{отб2}) = (2,32; 325) = 3073,6 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 2-го отбора:

$$h_2 = h_1 - (h_1 - h_{2t}) \cdot \eta_{oiЦВД} = 3165,9 - (3165,9 - 3073,6) \cdot 0,8 = 3104,27 \text{ кДж/кг},$$

Давление 3-го отбора: $p_{отб3} = 1,5 \text{ МПа}$.

Теоретическая энтальпия 3-го отбора:

$$h_{3t} = f(p_{отб3}; t_{отб3}) = (1,5; 275) = 2982 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 3-го отбора:

$$h_3 = h_1 - (h_1 - h_{3t}) \cdot \eta_{oiЦВД} = 3165,9 - (3165,9 - 2982) \cdot 0,8 = 3031 \text{ кДж/кг}.$$

Параметры пара на входе в ЦНД:

$$p_{0ЦВД} = 0,97 \cdot p_{отб3} = 0,97 \cdot 1,5 = 1,455 \text{ МПа};$$

$$s_{0ЦНД} = f(p_{0ЦНД}; h_3) = f(1,455; 3031) = 6,872 \text{ кДж/кг} \cdot K.$$

Давление 4-го отбора: $p_{отб4} = 0,54 \text{ МПа}$.

Теоретическая энтальпия 4-го отбора:

$$h_{4t} = f(p_{отб4}; t_{отб4}) = (0,54; 183) = 2816,6 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 4-го отбора:

$$h_4 = h_1 - (h_1 - h_{4t}) \cdot \eta_{oiЦНД} = 3031 - (3031 - 2816,6) \cdot 0,7 = 2880,92 \text{ кДж/кг}.$$

где $\eta_{oiЦНД}$ - относительный внутренний КПД цилиндра низкого давления, принимаем равным 0,7.

Давление 5-го отбора: $p_{отб5} = 0,26 \text{ МПа}$.

Теоретическая энтальпия 5-го отбора:

$$h_{5t} = f(p_{отб5}; s_{0ЦНД}) = (0,26; 6,872) = 2651,1 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 5-го отбора:

$$h_5 = h_1 - (h_1 - h_{5t}) \cdot \eta_{oiЦСД} = 3031 - (3031 - 2651,1) \cdot 0,7 = 2765,07 \text{ кДж/кг}.$$

Давление 6-го отбора: $p_{отб6} = 0,15 \text{ МПа}.$

Теоретическая энтальпия 6-го отбора:

$$h_{6t} = f(p_{отб6}; s_{0ЦНД}) = (0,15; 6,872) = 2558,2 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 6-го отбора:

$$h_6 = h_1 - (h_1 - h_{6t}) \cdot \eta_{oiЦСД} = 3031 - (3031 - 2558,2) \cdot 0,7 = 2700,04 \text{ кДж/кг}.$$

Давление 7-го отбора: $p_{отб7} = 0,02 \text{ МПа}.$

Теоретическая энтальпия 7-го отбора:

$$h_{7t} = f(p_{отб7}; s_{0ЦНД}) = (0,02; 6,872) = 2264 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия 7-го отбора:

$$h_7 = h_1 - (h_1 - h_{7t}) \cdot \eta_{oiЦНД} = 3196,4 - (3196,4 - 2264) \cdot 0,7 = 2494,1 \text{ кДж/кг}.$$

Давление в конденсаторе: $p_k = 8,8 \text{ кПа}.$

Теоретическая энтальпия на выходе из турбины:

$$h_{kt} = f(p_k; s_{0ЦНД}) = (0,0088; 6,872) = 2161,1 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия на выходе из турбины:

$$h_7 = h_7 - (h_7 - h_{kt}) \cdot \eta_{oiЦНД} = 2892,6 - (2892,6 - 2161,1) \cdot 0,7 = 2422,07 \text{ кДж/кг}$$

Таблица 8 - Свойства воды и пара в схеме РППВ

Точка процесса в турбине	Элементы тепловой схемы	Пар в турбине (отборе)		Пар в подогревателе	Дренаж греющего пара		Питательная, сетевая вода, основной конденсат		
		$P_{отб}$	$h_{отб}$		$P_{п}$	$t_{п}$	h'	$t_{пв}$	$P_{пв}$
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг
1'	ПВД-4	4,85	3247,6	4,61	258,92	1129,45	262	22,6	1129,45
1	ПВД-3	3,36	3126,1	3,192	237,32	1024,8	232	22,6	1004,2
2	ПВД-2	2,28	3079,8	2,166	216,45	927,28	209,8	22,6	904,78

3	ПВД-1	1,47	2659,8	1,397	194,95	829,68	187,69	22,6	807,88
3	Д	1,47	2659,8	0,7	165	697,1	165	0,7	697,1
4	ПНД-4	0,53	2613,5	0,5	151,84	640,19	152,97	0,78	645,25
5	ПНД-3	0,25	2518,86	0,238	125,8	528,5	127,06	0,78	534,21
6	ПНД-2	0,147	2456,58	0,14	109,3	458,4	101,15	0,68	424,38
7	ПНД-1	0,0196	2250,1	0,0186	58,5	244,87	75,24	0,68	315,5
8	К	0,0088	1942,15	0,0084	42,44	177,73	43,33	0,0088	180

2.5 Расчет расходов пара в отборах турбоустановки

Далее необходимо составить таблицу свойств воды и пара в схеме РППВ для новых давлений отборов.

Теперь найдем расходы пара на отборы в ПВД и ПНД, для этого составим уравнения теплового и материального баланса.

Расчет ПВД-4:

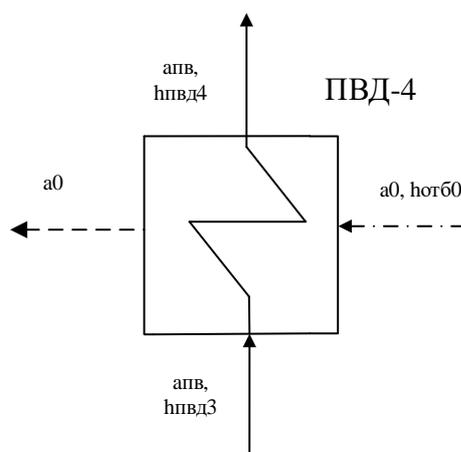


Рисунок 22 – Расчетная схема ПВД-4.

Уравнение теплового баланса для ПВД-4:

$$\alpha_0 \cdot (h_0 - h'_0) = \alpha_{пв} \cdot (h_{пвд4} - h_{пвд3}),$$

где α_0 - относительный расход пара из нового отбора; $\alpha_{пв}$ - относительный расход питательной воды; h_0 - энтальпия пара нового отбора; h'_0 - энтальпия дренажа нового отбора; $h_{пвд4}$; $h_{пвд3}$ - энтальпия питательной воды ПВД4 и ПВД3.

Расчет ПВД-3:

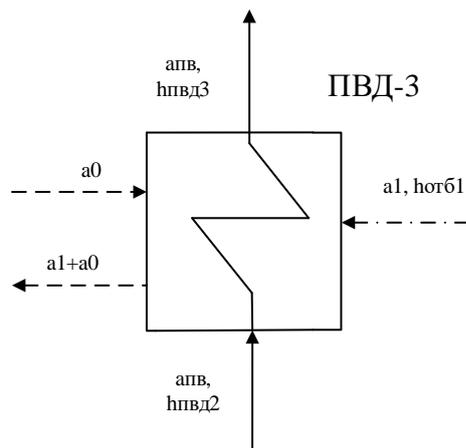


Рисунок 23– Расчетная схема ПВД-3

Уравнение теплового баланса для ПВД-3:

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_1') + \alpha_0 \cdot (h_0' - h_1') = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв\delta 3} - h_{нв\delta 2}),$$

где α_1 - относительный расход пара из первого отбора; $\alpha_{нв}$ - относительный расход питательной воды; h_1 - энтальпия пара первого отбора; h_1' - энтальпия дренажа первого отбора; $h_{нв\delta 3}$; $h_{нв\delta 2}$ - энтальпия питательной воды ПВД3 и ПВД2.

Расчет ПВД-2:

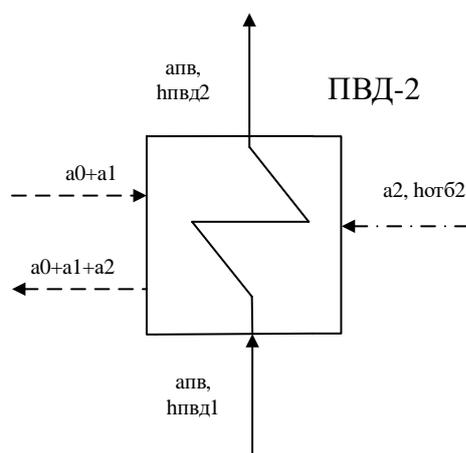


Рисунок 24 – Расчетная схема ПВД-2

Уравнение теплового баланса для ПВД-2:

$$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_2') + (\alpha_1 + \alpha_0) \cdot (h_1' - h_2') = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв\delta 2} - h_{нв\delta 1}),$$

где α_2 - относительный расход пара из второго отбора; $\alpha_{нв}$ - относительный расход питательной воды; h_2 - энтальпия пара второго отбора; h_2' - энтальпия дренажа второго отбора; $h_{нв\delta 1}$ - энтальпия питательной воды ПВД1.

Расчет ПВД-1:

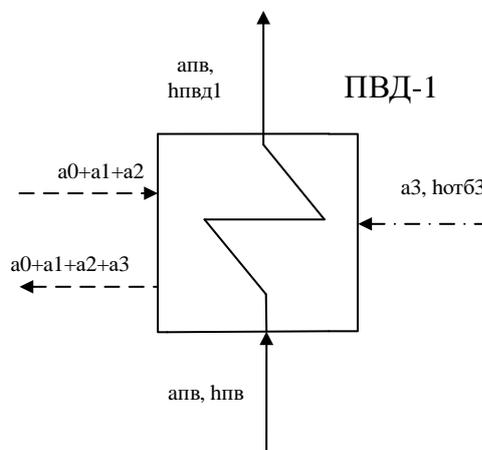


Рисунок 25 – Расчетная схема ПВД-1

Уравнение теплового баланса для ПВД-1:

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_3') + (\alpha_0 + \alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_2' - h_3') = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв\delta 1} - h_{нв}),$$

где α_3 - относительный расход пара из третьего отбора; $\alpha_{нв}$ - относительный расход ПВ; α_0 - относительный расход пара на деаэратор из третьего отбора; h_3 - энтальпия пара третьего отбора турбины; h_3' - энтальпия дренажа после ПВД-1; $h_{нв}$ - энтальпия ПВ тракта высокого давления.

Расчет Деаэратора:

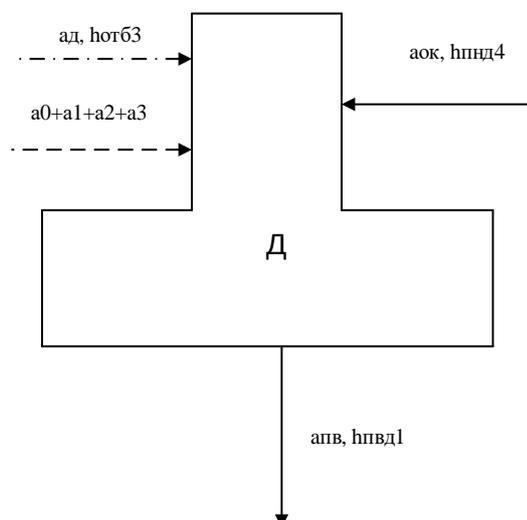


Рисунок 26 – Расчетная схема деаэратора

Уравнение теплового баланса Деаэратора:

$$\alpha_{нв} \cdot h_{нв} = \alpha_{ок} \cdot h_{ннд4} + \alpha_{\partial} \cdot h_3 + (\alpha_0 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot h'_3,$$

$$\alpha_{нв} = \alpha_{ок} + (\alpha_0 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) + \alpha_{\partial};$$

где α_3 - относительный расход пара из третьего отбора; $\alpha_{нв}$ - относительный расход питательной воды; α_{∂} - относительный расход пара на деаэратор из третьего отбора; h_3 - энтальпия пара третьего отбора; h'_3 - энтальпия дренажа третьего отбора; $h_{ок}$ - энтальпия питательной воды тракта низкого давления; $h_{нв}$ - энтальпия после деаэратора в тракт высокого давления;

Расчет ПНД-4:

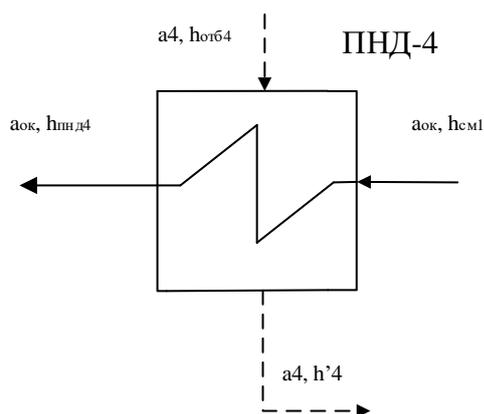


Рисунок 27 – Расчетная схема ПНД-4

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$\alpha_4 \cdot (h_4 - h'_4) = \alpha_{ок} \cdot (h_{ннд4} - h_{см1}),$$

где α_4 - относительный расход пара из четвертого отбора; $\alpha_{ок}$ - относительный расход основного конденсата; h_4 - энтальпия пара четвертого отбора; h'_4 - энтальпия дренажа четвертого отбора; $h_{ок}$ - энтальпия охладителя конденсата; $h_{ннд3}$ - энтальпия питательной воды от ПНД3.

Расчет точки смешения 1:

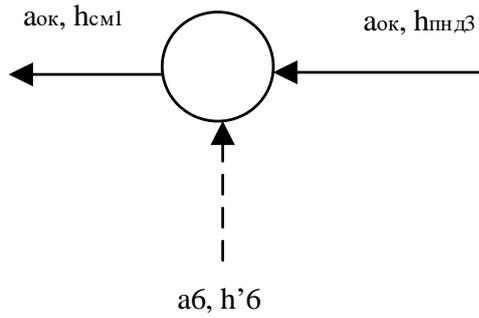


Рисунок 28 – Расчетная схема точки смешения 1

$$\alpha_6 \cdot h'_6 + \alpha_{ок} \cdot h_{пнд3} = \alpha_{ок} \cdot h_{см1};$$

Расчет ПНД-3:

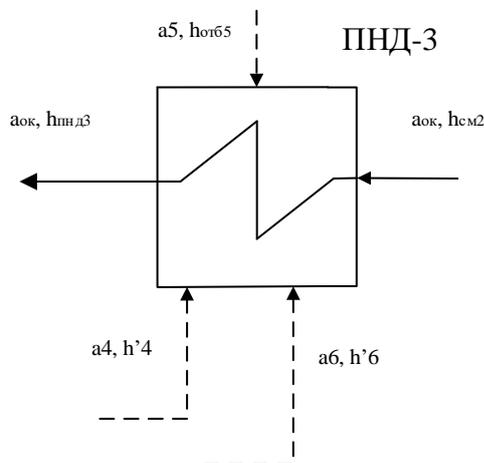


Рисунок 29 – Расчетная схема ПНД-3

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$\alpha_5 \cdot h_5 + \alpha_4 \cdot (h'_4 - h'_5) + \alpha_6 h'_6 = \alpha_{ок} \cdot (h_{пнд3} - h_{см1}),$$

где α_5 - относительный расход пара из пятого отбора турбины; $\alpha_{ок}$ - относительный расход ОК; h_5 - энтальпия пара пятого отбора турбины; h'_5 - энтальпия дренажа после ПНД-3; $h_{пнд2}$ - энтальпия ПВ от ПНД2.

Расчет точки смешения 2:

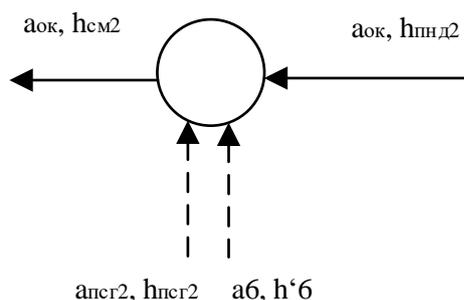


Рисунок 30 – Расчетная схема точки смешения 2

Уравнение теплового баланса для точки смешения:

$$\alpha_{псг2} \cdot h_{псг2} + \alpha_6 \cdot h'_6 + \alpha_{ок} \cdot h_{пнд2} = \alpha_{ок} \cdot h_{см2},$$

где α_k - относительный расход пара в конденсатор; $\alpha_{ок}$ - относительный расход основного конденсата; h'_7 - энтальпия дренажа седьмого отбора; $h_{пнд1}$; $h_{см}$, кДж/кг - энтальпия точки смешения.

Расчет ПНД-2:

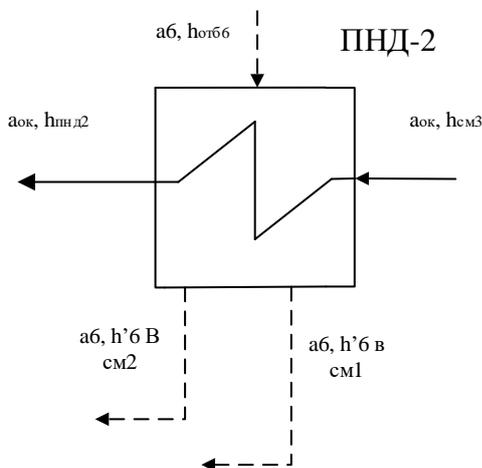


Рисунок 31 – Расчетная схема ПНД-2

Составим уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$\alpha_6 \cdot (h_6 - h'_6) + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h'_5 - h'_6) = \alpha_{ок} \cdot (h_{пнд2} - h_{см3}),$$

где α_6 - относительный расход пара из шестого отбора турбины; $\alpha_{ок}$ - относительный расход ОК; h_6 - энтальпия пара шестого отбора турбины; h'_6 -

энтальпия после подогревателя ПНД-2; $h_{\text{пнд}2}$; $h_{\text{см}}$, кДж/кг - энтальпия точки смешения.

Расчет точки смешения 3:

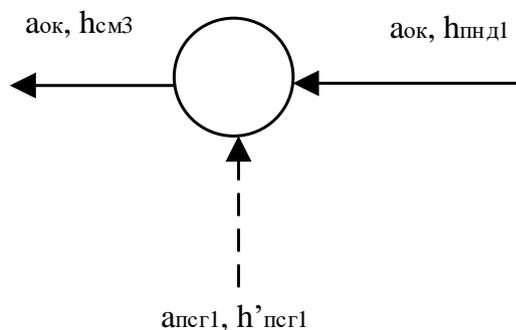


Рисунок 32 – Расчетная схема точки смешения 3

Уравнение теплового баланса для точки смешения:

$$\alpha_{\text{псг}1} \cdot h'_{\text{псг}1} + \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{пнд}1} = \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{см}3},$$

где $\alpha_{\text{к}}$ - относительный расход пара в конденсатор; $\alpha_{\text{ок}}$ - относительный расход основного конденсата; h'_7 - энтальпия дренажа седьмого отбора; $h_{\text{пнд}1}$; $h_{\text{см}}$, кДж/кг - энтальпия точки смешения.

Расчет ПНД-1:

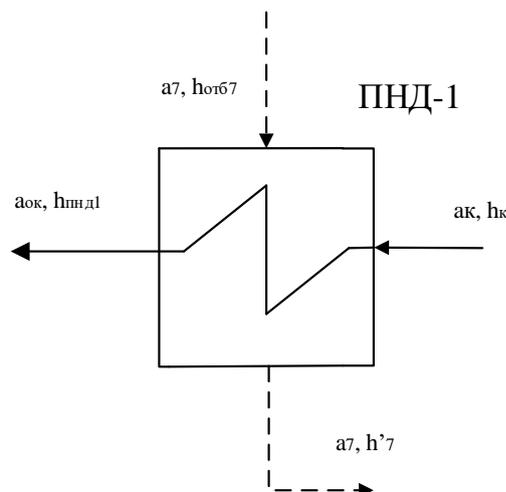


Рисунок 33 – Расчетная схема ПНД-1

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$\alpha_7 \cdot (h_7 - h'_7) = \alpha_{\text{к}} \cdot (h_{\text{пнд}1} - h_{\text{к}}),$$

где α_7 - относительный расход пара из седьмого отбора турбины; α_k - относительный расход пара в конденсатор; h_7 - энтальпия пара седьмого отбора; h_7' - энтальпия дренажа после ПНД-1; $h_{ннд1}$; h_k - энтальпия воды после конденсатора.

Дополнительные уравнения материального баланса:

$$\alpha_k = \alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 + \alpha_{ynл} + \alpha_{ym} + \alpha_9;$$

$$\alpha_{ок} = \alpha_k + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7.$$

2.6 Определение параметров пара и воды на отборы в схеме турбоустановки

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_0 \cdot (h_0 - h_0') = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв\delta 4} - h_{нв\delta 3}); \\ \alpha_1 \cdot (h_1 - h_1') + \alpha_0 \cdot (h_1' - h_0') = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв\delta 3} - h_{нв\delta 2}); \\ \alpha_2 \cdot (h_2 - h_2') + (\alpha_0 + \alpha_1) \cdot (h_1' - h_2') = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв\delta 2} - h_{нв\delta 1}); \\ \alpha_3 \cdot (h_3 - h_3') + (\alpha_0 + \alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_2' - h_3') = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв\delta 1} - h_{нв}); \\ \alpha_{нв} \cdot h_{нв} = \alpha_{ок} \cdot h_{ннд4} + \alpha_{\delta} \cdot h_3 + (\alpha_0 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot h_3'; \\ \alpha_{нв} = \alpha_{ок} + (\alpha_0 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) + \alpha_{\delta} \\ \alpha_4 \cdot (h_4 - h_4') = \alpha_{ок} \cdot (h_{ннд4} - h_{см1}); \\ \alpha_6 \cdot h_6' + \alpha_{ок} \cdot h_{ннд3} = \alpha_{ок} \cdot h_{см1}; \\ \alpha_5 \cdot h_5 + \alpha_4 \cdot (h_4' - h_5') + \alpha_6 \cdot h_6' = \alpha_{ок} \cdot (h_{ннд3} - h_{см1}); \\ \alpha_{нц2} \cdot h_{нц2} + \alpha_6 \cdot h_6' + \alpha_{ок} \cdot h_{ннд2} = \alpha_{ок} \cdot h_{см2}; \\ \alpha_6 \cdot (h_6 - h_6') + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h_5' - h_6') = \alpha_{ок} \cdot (h_{ннд2} - h_{см3}); \\ \alpha_{нц1} \cdot h_{нц1} + \alpha_{ок} \cdot h_{ннд1} = \alpha_{ок} \cdot h_{см3}; \\ \alpha_7 \cdot (h_7 - h_7') = \alpha_k \cdot (h_{ннд1} - h_k); \\ \alpha_k = \alpha_{00} - \alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 + \alpha_{ynл} + \alpha_{ym} + \alpha_9; \\ \alpha_{ок} = \alpha_k + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7. \end{array} \right.$$

Таблица 9 - Результаты расчета системы уравнений

α_0	0,06
α_1	0,042

α_2	0,04
α_3	0,044
α_4	0,037
α_5	0,0064
α_6	0,047
α_7	0,007
α_{∂}	0,008
α_{OK}	0,81
α_K	0,4
$\alpha_{ПВ}$	1
$h_{см1}$	539,7
$h_{см2}$	512,6
$h_{см3}$	294,3

Расход на турбину и отборы в схеме РППВ в номинальном режиме:

$$D_0 = 770 \text{ м}^3/\text{ч} = 213,89 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбПВД4} = \alpha_0 \cdot D_0 = 0,06 \cdot 213,89 = 12,8 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбПВД3} = \alpha_1 \cdot D_0 = 0,042 \cdot 213,89 = 9,05 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбПВД2} = \alpha_2 \cdot D_0 = 0,0399 \cdot 213,89 = 8,54 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбПВД1} = \alpha_3 \cdot D_0 = 0,04 \cdot 213,89 = 9,4 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбД} = \alpha_{\partial} \cdot D_0 = 0,008 \cdot 213,89 = 1,7 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбПНД4} = \alpha_4 \cdot D_0 = 0,037 \cdot 213,89 = 8,0 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбПНД3} = \alpha_5 \cdot D_0 = 0,0064 \cdot 213,89 = 1,38 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбПНД2} = \alpha_6 \cdot D_0 = 0,047 \cdot 213,89 = 10,05 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбПНД1} = \alpha_7 \cdot D_0 = 0,007 \cdot 213,89 = 1,59 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбПСГ1} = \alpha_{нс1} \cdot D_0 = 0,155 \cdot 213,89 = 33,15 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{отбПСГ2} = \alpha_{нс2} \cdot D_0 = 0,154 \cdot 213,89 = 32,9 \text{ кг} / \text{с};$$

Расход пара в конденсатор в номинальном режиме:

$$D_k = D_0 - \sum D_{отб} - D_{отб.менл} = 213,89 - (12,8 + 9,05 + 8,54 + 9,4 + 1,7 + 8,0 + 1,38 + 10,05 + 1,59 + 33,15 + 32,9) = 85,3 \text{ кг/с.}$$

Расход питательной воды в номинальном режиме:

$$D_{не} = D_0 \cdot \alpha_{не} = 213,89 \cdot 1,016 = 217,3 \text{ кг/с,}$$

где $\alpha_{не} = \alpha_{00} + \alpha_{унл} + \alpha_{ум} + \alpha_{\vartheta} = 1 + 0,005 + 0,008 + 0,003 = 1,016$.

2.7 Определение технико-экономических показателей работы турбоустановки

Значение удельной работы 1 кг пара, идущего в j-й отбор турбины определим по формуле:

$$H_j = h_0 - h_j, \text{ кДж/кг;}$$

$$H_0 = h_0 - h_n = 3471,5 - 3247,62 = 223,9 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_1 = h_0 - h_1 = 3471,5 - 3227 = 244,55 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_2 = h_0 - h_2 = 3471,15 - 3104 = 367,23 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_3 = h_0 - h_3 = 3471,15 - 3031 = 440,5 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_4 = h_0 - h_4 = 3471,15 - 2881 = 590,58 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_5 = h_0 - h_5 = 3471,15 - 2765 = 706,43 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_6 = h_0 - h_6 = 3471,15 - 2700 = 771,46 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_7 = h_0 - h_7 = 3471,15 - 2494 = 977,4 \text{ кДж/кг;}$$

$$H_k = h_0 - h_k = 3471,15 - 2422,07 = 1049 \text{ кДж/кг.}$$

Мощность турбины в номинальном режиме[4]:

$$\begin{aligned}
N_3 &= (H_k \cdot D_k + \sum D_{отбj} \cdot H_j) \cdot \eta_{мг} + D_{отбПЭСГ2} \cdot H_6 + D_{отбПЭСГ1} \cdot H_7 = \\
&= (D_k \cdot H_k + D_{01} \cdot H_{01} + D_1 \cdot H_1 + D_2 \cdot H_2 + D_3 \cdot H_3 + D_4 \cdot H_4 + D_5 \cdot H_5 + D_6 \cdot H_6 + \\
&+ D_7 \cdot H_7) \cdot \eta_{мг} = (85,3 \cdot 1049 + 12,8 \cdot 223,9 + 9,05 \cdot 244,6 + 8,54 \cdot 367,23 + \\
&+ (9,4 + 1,7) \cdot 440,5 + 7,99 \cdot 590,58 + 1,38 \cdot 706,43 + 10,05 \cdot 771,46 + 1,59 \cdot 1049 + \\
&+ 33,15 \cdot 771,46 - 32,9 \cdot 1049) \cdot 0,97 = 170,5 \text{ МВт};
\end{aligned}$$

Необходимый расход тепла на получение 1 кг пара:

$$q_0 = h_0 - h_{пв} = 3471,15 - 1129,45 = 2342 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Тепловая мощность турбоагрегата:

$$\begin{aligned}
Q_{1к} &= D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) = \\
&= 213,89 \cdot (3471,15 - 1129,45) = 500,9 \text{ МВт},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q_{\text{тепл.отб.}} &= Q_{\text{тепл.отб.1}} + Q_{\text{тепл.отб.2}} = 0,155 \cdot D_0 \cdot (h_7 - h'_7) + 0,154 \cdot D_0 \cdot (h_6 - h'_6) = \\
&= 0,155 \cdot 213,89 \cdot (2250,1 - 244,87) + 0,154 \cdot 213,89 \cdot (2456,58 - 458,4) = \\
&= 148 \text{ МВт} = 127,5 \text{ Гкал / ч},
\end{aligned}$$

где $D_0 = 213,89 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ – расход пара на входе в турбину;

$h_0 = 3471,15 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия пара на входе в турбину;

$h_{пв} = f(P_{пв}, t_{пв}) = 1129,45 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия питательной воды на входе в

котел;

Тепловая мощность турбоагрегата:

где $Q_{\text{тепл.отб1}}$ – тепловая мощность ПЭСГ – 1;

$Q_{\text{тепл.отб2}}$ – тепловая мощность ПЭСГ-2;

$Q_э = Q_k - Q_{\text{тепл.отб}} = 500,9 - 148,3 = 352,6 \text{ МВт};$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_э = \frac{Q_э}{Q_{н.}^p \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{тi}} = \frac{352,6 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,9 \cdot 0,99} = 13,5 \text{ кг у. т.} \frac{\text{с}}{\text{с}} = 48,6 \text{ т. ут/ч},$$

где $\eta_{тi} = 0,99$ – коэффициент полезного действия, учитывающий потери теплоты при ее передаче от одного теплоносителя к другому в сетевых подогревателях, бойлерах и т.д.

$\eta_{ка}$ – коэффициент полезного действия котлоагрегата.

Часовой расход условного топлива на турбоустановку:

$$B = \frac{Q_k}{\eta_{\text{ка}} Q_H^p} = \frac{500,9 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,9} = 19 \text{ кг у. т./с} = 68,38 \text{ т. ут/ч},$$

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_T = B - B_{\text{э}} = 68,38 - 48,6 = 19,78 \text{ т. ут/ч},$$

Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии:

$$b_{\text{э}}^T = \frac{B_{\text{э}}}{N_{\text{э}}^H} = \frac{48600}{170,5} = 285,04 \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч},$$

где $N_{\text{э}}^H = 178,8 \text{ МВт}$ – расчетная электрическая мощность в номинальном режиме турбины.

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{\text{от}}^T} = \frac{19,78 \cdot 10^3}{127,5} = 155,13 \text{ кг у. т./Гкал}.$$

3 Результаты проведенного исследования

Технико – экономические параметры определены до и после модернизации системы регенерации высокого давления энергоблока Томской ТЭЦ - 3. Определим изменившиеся параметры и проведем их анализ. Электрическая мощность:

$$\Delta N = 100 \cdot \frac{N - N_1}{N} = 100 \cdot \frac{178,8 - 170,5}{178,8} = 4,64\%$$

Где: N, N_1 - Электрическая мощность турбоустановки после до и после модернизации соответственно.

Электрическая мощность уменьшилась на 4,64% или 8,3 МВт. Пар уходящий в конденсатор и совершавший работу по всей турбине до модернизации, после модернизации частично ушел в отбор. Поэтому, наблюдается уменьшение вырабатываемой мощности. Турбина позволяет увеличить подачу пара на 10 т/ч для компенсации потери мощности.

Выполним анализ изменения расхода условного топлива на выработку электроэнергии.

$$\Delta B_3 = 100 \cdot \frac{B_3 - B_{1_3}}{B_3} = 100 \cdot \frac{51,1 - 48,6}{51,1} = 4,89\%$$

B_3, B_{1_3} - Расход условного топлива на выработку электроэнергии до и после модернизации.

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии после модернизации сократился на 4,89 %. Повышение энтальпии пара перед котлом позволяет совершать меньшую работу для нагрева пара в котле, следовательно тепловая мощность турбоустановки уменьшается, однако электрическая мощность сократилась на 4,64 %, таким образом все эти факторы приводят к тому, что расход условного топлива на выработку электроэнергии уменьшается.

$$\Delta B_m = 100 \cdot \frac{B_m - B_{1_m}}{B_m} = 100 \cdot \frac{20,18 - 19,78}{20,18} = 1,98\%$$

$B_m, B1_m$ - Расход условного топлива на выработку тепловой энергии до и после модернизации.

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии после модернизации сократился на 1,98 %. Необходимая мощность на выработку тепловой энергии в результате модернизации не меняется. Откуда тогда сокращение расхода топлива? Сокращение расхода на выработку электроэнергии приводит к тому, что больше тепловой энергии идет на снабжение ей потребителей при неизменной нагрузке потребителей. Таким образом, это приводит к сокращению расхода топлива.

Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии:

$$\Delta b_3 = 100 \cdot \frac{b_3 - b1_3}{b_3} = 100 \cdot \frac{285,9 - 285,04}{285,9} = 0,3\%$$

$b_3, b1_3$ - Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии.

В результате сокращения расхода топлива на выработку электроэнергии и мощности турбины удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии сократился на 0,3 %

$$\Delta b_m = 100 \cdot \frac{b_m - b1_m}{b_m} = 100 \cdot \frac{158,3 - 155,13}{158,3} = 2\%$$

$b_m, b1_m$ - Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии.

Сокращение удельного расхода условного топлива на выработку тепловой энергии составило 2%.

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

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ84	Яхругин Павел Сергеевич

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расход человеческих ресурсов: руководитель не более 60 часов, исполнитель не более 260 часов; Стоимость бюджета НИ: 280 тыс.руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Зарботная плата руководителя: 270 тыс руб Зарботная плата исполнителя: 10 тыс.руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Система налогообложения согласно налоговому кодексу «ОСН», ставка дисконтирования 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Предпроектный анализ: FAST – анализ, SWOT – анализ, сравнительный анализ.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Заинтересованные стороны проекта, роль и функции участников проекта.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Календарный план проекта, диаграммы Ганта;. Бюджет НТИ: 18000 тыс.руб.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Требования: $NPV > 0$, $IRR < 0,3$, $IR > 25\%$, Коэффициент безубыточности не более 0,6; сравнительная эффективность проекта: не менее аналогов.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Сегментирование рынка
3. Оценка конкурентоспособности технических решений
4. Диаграмма FAST
5. Матрица SWOT
6. График проведения и бюджет НТИ
7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2020 г.
---	----------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	Кандидат экономических наук		18.02.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Яхругин Павел Сергеевич		18.02.2020

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальный потребитель результатов проекта только один акционерное общество «Томская генерация». Томская ТЭЦ-3 это структурное подразделение АО «Томская генерация». Томская генерация входит в группу компаний Интер РАО. Таким образом потребители проекта Томская ТЭЦ-3, АО «Томская генерация», группа компаний Интер РАО.

4.1.2 Сегментирование рынка

Карта сегментирования рынка представлена в таблице 10

Таблица 10 - Карта сегментации рынка

		Вид электростанции				
		Тепловые		Гидро- электростанции	Атомные электростанции	Частные котельные
		Конденсационные	Теплофикационные			
Размер компании	Крупные компании					
	Средние компании					
	Мелкие компании					



Компания «Росатом»

Компания «Энел»

Компания «Интер РАО»

Компания «Русгидро»

Не
занятый
сегмент

Анализ карты сегментирования рынка показывает, что основной рынок генерации тепло и электроэнергии занят крупными компаниями. Поэтому, следует ориентироваться на сегмент группы компаний Интер РАО, так как там можно провести проект как инвестиционный внутри компании. Также, следует обратить внимание на мелкие котельные предприятия, зачастую уже устаревшие и требующие модернизации. Модернизация таких котельных обычно проводится за счет государственного бюджета. Есть перспектива проекта в этом направлении[16].

4.1.3 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Так как проект выполняется для конкретной тепловой станции, то и конкурентных технических решений на рынке нет. В создании подобных проектов могут нуждаться и другие аналогичные субъекты в других городах и регионах. Поэтому рассмотрим варианты модернизации.

Модернизация предусматривает несколько вариантов:

- Установка дополнительного подогревателя высокого давления;
- Замена старого подогревателя высокого давления на новый;
- Замена старого подогревателя высокого давления на новый модернизированного типа;
- Установка дополнительного подогревателя высокого давления модернизированного типа.

Замена старого подогревателя на новый не имеет никакого смысла. Основной дефектный элемент таких подогревателей являются спиральные трубки. Замена трубок и их дефектация является наиболее дорогостоящей операцией во время капитального ремонта. Замена подогревателя на новый не решает проблемы дефектации, а лишь отсрочивает замену трубок на новые, при этом кратно увеличиваются затраты на замену подогревателя.

Замена старого подогревателя на модернизированный снизит затраты на дефектацию. В настоящий момент существуют решения при которых дефектация проводится без вскрытия корпуса подогревателя, что несет существенную экономию при капитальном ремонте. Однако, капиталовложения по замене подогревателя в данном случае также многократно превышают стоимость дефектации. В основном это связано с периодичностью капитальных ремонтов таких подогревателей, 1 раз в 5 лет.

Выгодный в данном случае вариант по установке нового дополнительного подогревателя. Так как в этом случае капиталовложения с лихвой компенсируются увеличением КПД энергоблока, снижением расхода топлива и как следствие уменьшением затрат на покупку топлива.

При этом если установить новый подогреватель модернизированного типа, то при этом затраты на дефектацию при капитальном ремонте значительно сократятся.

Составим карту для сравнения конкурентных технических решений.

Таблица 11 - карта для сравнения технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы				Конкур. способность			
		Б1	Б2	Б3	Б4	К1	К2	К3	К4
Легкость монтажа	0,025	10	10	10	10	0,25	100	100	100
Капиталовложения на монтаж	0,1	10	10	10	10	1	100	100	100
Затраты при дефектации	0,05	0	10	0	10	0	0	0	0
Надежность	0,05	10	10	10	10	0,5	100	100	100
Удобство эксплуатации	0,025	10	10	10	10	0,25	100	100	100
Цена подогревателя	0,1	5	10	5	10	0,5	50	50	50
Снижение затрат на тех. процесс	0,3	0	0	10	10	0	0	0	100
Увеличение КПД энергоблока	0,3	0	0	10	10	0	0	0	100
Итого	1	45	60	65	80	2,5	450	450	650

Где: Б1 – Балл технического решения №1 (замена старого подогревателя на новый такого же типа);

Б2 - Балл технического решения №2 (замена старого подогревателя на новый модернизированного типа);

Б3 - Балл технического решения №3 (установка дополнительного подогревателя старого типа);

Б4 - Балл технического решения №4 (установка дополнительного подогревателя модернизированного типа);

К1 – Конкурентная способность технического решения №1;

К2 – Конкурентная способность технического решения №2;

К3 – Конкурентная способность технического решения №3;

К4 - Конкурентная способность технического решения №4;

Анализируя таблицу можно сделать вывод, что выбрано наиболее правильное конкурентное решение.

4.1.4 FAST – анализ.

Суть данного метода базируется на том, что затраты связанные с созданием и использованием любого объекта, выполняющего заданные функции состоят из необходимых для его изготовления и эксплуатации и дополнительных, функционально неоправданных, излишних затрат, возникающих из-за несовершенства технологического или введением дополнительных ненужных функций. Результатом FAST – анализа должны стать рекомендации по оптимизации функций выполняемых объектом или технологического процесса[17].

4.1.5 Объект FAST – анализа

Объектом FAST – анализа в данном случае является регенеративная система высокого давления турбины Томской ТЭЦ-3

4.1.6 Описание функций выполняемых объектом

Описание главной, основной, вспомогательной функций сведем в таблицу

12

Таблица 12 – Описание функций выполняемых объектом

Наименование процесса	Выполняемая функция	Ранг функции		
		Главная	Основная	Вспомогательная
Отбор пара	Отбор пара из части высокого давления турбины		X	
Подача пара	Подача пара по трубопроводам к подогревателям высокого давления		X	
Подогрев	Подогрев питательной воды в подогревателях с помощью отобраного пара		X	
Подача воды в котел	Подача подогретой питательной воды в подогревателях в котел		X	
Подача пара в турбину	Подача перегретого пара из котла в часть высокого давления турбины	X		
Дренаж	Дренаж пара в деаэратор			X

4.1.7 Матрица смежности

Таблица 13 - матрица смежности функций

	Отбор пара	Подача пара	Подогрев	Подача воды в котел	Подача пара в турбину	Дренаж
Отбор пара	=	=	=	=	=	>
Подача пара	=	=	=	=	=	>
Подогрев	=	=	=	=	=	>
Подача воды в котел	=	=	=	=	=	>
Подача пара в турбину	>	>	>	>	=	>
Дренаж	<	<	<	<	<	=

Где: «<» - менее значимая функция; «=» - равнозначные функции; «>» - более значимая функция.

Преобразуем матрицу смежности в матрицу количественных соотношений функций.

Таблица 14 - матрица количественных соотношений функций

	Отбор пара	Подача пара	Подогрев	Подача воды в котел	Подача пара в турбину	Дренаж	Итого	Балл в отн.ед.
Отбор пара	1	1	1	1	1	1,5	6,5	0,17
Подача пара	1	1	1	1	1	1,5	6,5	0,17
Подогрев	1	1	1	1	1	1,5	6,5	0,17
Подача воды в котел	1	1	1	1	1	1,5	6,5	0,17
Подача пара в турбину	1,5	1,5	1,5	1,5	1	1,5	8,5	0,22
Дренаж	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	3,5	0,1

4.1.8 Анализ стоимости функций выполняемых объектом исследования

Оценим уровень затрат на выполнение каждой функции и сведем все в таблицу 15.

Таблица 15 - определение стоимости функций выполняемых объектом исследования

Наименование процесса	Выполняемая функция	Оборудование используемое в процессе	Ст-ть материалов тыс. руб.	Трудозатраты, чел. час.	Оплата труда, тыс.руб	Итого стоимость, тыс. руб
Отбор пара	Отбор пара из части высокого давления турбины	Задвижка, фланцы	63,24	378,1	166,78	230,02
Подача пара	Подача пара по трубопроводам к подогревателям высокого давления	Трубопровод, задвижки, фланцы	93,61	83,17	33,5	176,78
Подогрев	Подогрев питательной воды в подогревателях с помощью отобраного пара	Подогреватель высокого давления	154,14	270	163,52	317,66
Подача воды в котел	Подача подогретой питательной воды в подогревателях в котел	Трубопровод, задвижки, фланцы	63,24	378,1	166,78	230,02
Подача пара в турбину	Подача перегретого пара из котла в часть высокого давления турбины	Котел, барабан, трубопровод высокого давления	854,24	452	405,44	1259,68
Дренаж	Дренаж пара в деаэрактор	Трубопровод, задвижки, фланцы	53,24	378,1	86,78	140,02

4.1.9 Функционально – стоимостная диаграмма объекта

Выполним построение функционально-стоимостной диаграммы объекта и проведем ее анализ

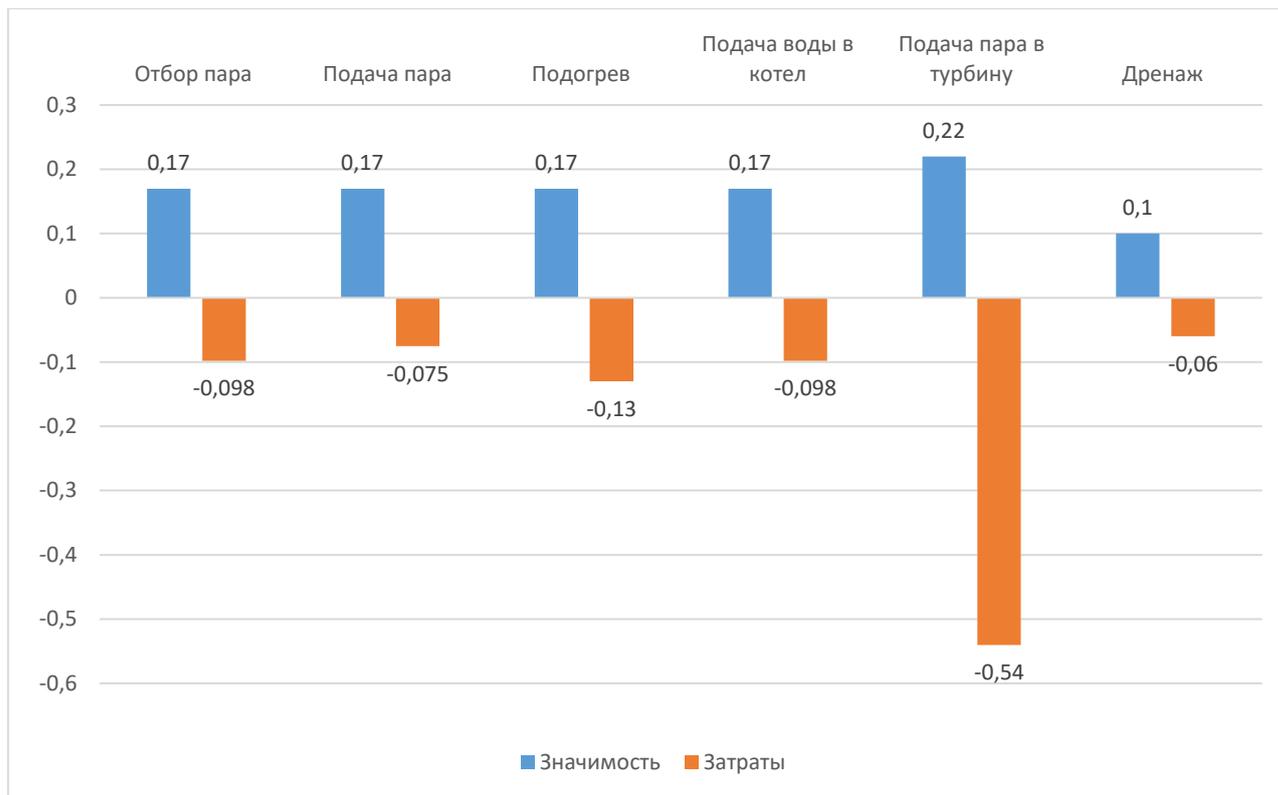


Рисунок 34 – функционально – стоимостная диаграмма

Выявить диспропорции между важностью функций и затратами на них не удалось. Необходимо провести модернизацию без сокращения текущих затрат и изменения текущих функций.

4.1.10 Рекомендации после FAST – анализа

В результате проведенного FAST – анализа модернизацию регенеративной системы высокого давления турбины Томской ТЭЦ-3 было решено проводить без снижения затрат так как это невозможно сделать без ухудшения показателя аварийности. К тому же технологический процесс на ТЭЦ устроен таким образом, что все операции протекают линейно и исключения какого - либо из них сразу приведет к невозможности осуществления технологического процесса. Однако, так как станция строилась в 1989-1990 – х годах, оборудование устарело

возможно провести модернизацию путем замены некоторых единиц оборудования на новые[18].

Проводить модернизацию решено путем добавления в технологий процесс еще одной ступени подогрева. С одной стороны это увеличит стоимость проекта с другой стороны позволит увеличить КПД всего энергоблока и сократить затраты на сжигание топлива.

4.1.11 SWOT – анализ проекта

SWOT – анализ проекта представлен в таблице 16

Таблица 16 - SWOT – анализ проекта

	<p>Сильные стороны научного проекта</p> <p>С.1.Повышение экономичности станции.</p> <p>С.2. Сокращение издержек при ремонте оборудования.</p> <p>С.3. Сокращение издержек при дефектации оборудования.</p> <p>С.4. Инновационность и новизна.</p> <p>С.5. Сокращение сроков капитальных ремонтов оборудования.</p>	<p>Слабые стороны научного проекта</p> <p>Сл.1. Сложность согласования внесения изменений в конструкцию оборудования.</p> <p>Сл.2. Отсутствие опыта проведения подобных проектов.</p> <p>Сл.3. Необходимость совмещать работу над проектом с основным местом работы.</p> <p>Сл.4. Отсутствие моделирования при выполнении проекта.</p> <p>Сл.5. Отсутствие практических примеров внедрения подобных решений</p>
<p>Возможности</p> <p>В.1. Использовать документацию оборудования</p> <p>В.2. Использовать опыт коллег</p> <p>В.3. Возможность наблюдать проектируемое оборудование в работе.</p> <p>В.4. Использовать опыт руководителя для решения сложных задач.</p>	<p>См. интерактивную матрицу №1</p>	<p>См. интерактивную матрицу №2</p>

В.5. Привлечения ресурсов университета для проекта.		
Угрозы У.1. Не соблюдение сроков сдачи проекта. У.2. Отсутствие интереса у руководителей ТЭЦ-3 к проекту. У.3. Отсутствие интереса у руководителя У.4. Негатив со стороны стейкхолдеров (семья)	См. интерактивную матрицу №3	См. интерактивную матрицу №4
У.5. Выполнения технически слабого проекта.		

В интерактивной матрице №1 представлены сильные стороны, а также возможности, которые можно использовать для усиления этих сильных сторон. Например, для повышения экономичности станции, при разработке проекта, следует использовать документацию на оборудование ТЭЦ. Тогда проект будет точнее выполнен и характеристики расчетного оборудования будут соответствовать характеристикам уже имеющегося оборудования.

Таблица 17 - Интерактивная матрица №1

Возможности	Сильные стороны					
		C1	C2	C3	C4	C5
B1		+	-	-	-	-
B2		-	-	-	-	-
B3		-	-	-	-	-
B4		+	+	+	+	+
B5		+	+	+	+	+

В интерактивной матрице №2 представлены Слабые стороны, а также приведены возможности, с помощью которых, можно нивелировать эти слабые стороны. Например, одной из слабых сторон проекта является отсутствие опыта у исполнителя проведения подобных проектов. Чтобы отсутствие опыта не повлияло на качество выполненного проекта следует использовать возможности: привлечь к работе коллег, выяснить на практике параметры работы

оборудования, расходы топлива, его стоимость и.т.д. Также чаще советоваться с руководителем при выполнении проекта нивелирует отсутствие опыта проведения подобных проектов.

Таблица 18 - Интерактивная матрица №2

Возможности	Слабые стороны					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	-	+	+	-	-
	B2	+	+	+	-	-
	B3	-	+	+	-	-
	B4	-	+	-	-	+
	B5	-	+	-	-	+

Существующие угрозы проекта нужно подавлять с помощью сильных сторон. Так угрозу выполнения технически слабого проекта нивелирует то, что в результате выполнения будет результат сокращения издержек ремонтов. То есть техническую часть нивелирует экономическая.

Таблица 19 - Интерактивная матрица №3

Угрозы	Сильные стороны					
		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	-	-	-	-
	У2	+	+	+	+	+
	У3	-	-	-	+	-
	У4	-	-	-	+	-
	У5	+	+	+	-	+

Угрозы и слабые стороны проекта, это то, чего нужно стараться избегать. Например, отсутствие интереса у руководителя к проекту в сочетании с необходимостью исполнителя совмещать учебную, проектную деятельность и производственную может нести реальную угрозу не выполнения проекта, или нарушения сроков выполнения.

Таблица 20 - Интерактивная матрица №4

Угрозы	Слабые стороны					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	-	+	+	-	+
	У2	+	-	+	-	+
	У3	+	-	+	-	+
	У4	-	-	+	-	-
	У5	+	+	+	-	+

4.2 Инициация проекта

4.2.1 Цели и результат проекта

В таблице 21 представлены цели и результаты проекта

Таблица 21 - Цели и результат проекта

Цели проекта:	<ol style="list-style-type: none">1. Увеличение экономичности энергетического блока Томской ТЭЦ-3;2. Снижение затрат при дефектации, ремонте систем ПВД на Томской ТЭЦ-3
Ожидаемые результаты проекта:	<ol style="list-style-type: none">1. Теоретический расчет показателей эффективности проекта;2. Перевод проекта из статуса учебного в статус производственного;
Критерии приемки результата проекта:	<ol style="list-style-type: none">1. Получение одобрительной рецензии на учебный проект от руководителей Томской ТЭЦ-3.
Требования к результату проекта:	<ol style="list-style-type: none">1. Должны быть представлены варианты модернизации систем ПВД ТЭЦ-3;
	<ol style="list-style-type: none">2. Должен быть представлен технико-экономический расчет;

Тема проекта: «Модернизация системы регенерации подогревателей высокого давления Томской ТЭЦ-3». Цели проекта были поставлены исходя из темы. Увеличение экономичности и снижение затрат на ремонты. Так как проект является учебным, то ожидаемым результатом проекта является защита, в составе комиссии которой, должны присутствовать руководящие работники Томской генерации и ТЭЦ-3. Критерием приемки будут считаться допуск к защите проекта и положительные рецензии руководителя и производителей[18].

Таблица 22 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
<ul style="list-style-type: none">• Магистрант	<ul style="list-style-type: none">• Защита дипломного проекта

<ul style="list-style-type: none"> • Руководитель проекта 	<ul style="list-style-type: none"> • Реализация проекта с новой идеей
<ul style="list-style-type: none"> • Руководители ТЭЦ-3 	<ul style="list-style-type: none"> • Возможность взять учебный проект на реализацию

Заинтересованными сторонами проекта выступают: исполнитель проекта (магистрант), руководитель проекта, руководители ТЭЦ. Для руководства ТЭЦ-3 это возможность увидеть новые возможности модернизации, а также, перспективных студентов – потенциальных работников.

4.2.2 Организационная структура проекта

Таблица 23 - Рабочая группа проекта

№	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час
1	Яхругин Павел Сергеевич, магистрант, мастер по ремонту оборудования Томской ТЭЦ-3.	Исполнитель проекта	Выполнять задания руководителя в полном объеме	260
2	Матвеев Александр Сергеевич, директор ИШЭ	Руководитель проекта	Руководить проектом тактически и стратегически	60

Проект студенческий, поэтому рабочая группа проекта состоит из руководителя проекта и исполнителя проекта.

4.2.3 Ограничения и допущения проекта

В таблице 24 представлены ограничения и допущения проекта.

Таблица 24 – Ограничения и допущения проекта

Фактор	Ограничения/Допущения
Бюджет научного исследования	280 тыс.руб
Бюджет переоборудования ТЭЦ, тыс.руб	18000 тыс. руб
Источник финансирования	АО «Томская генерация»
Сроки проекта	С 27.02.2019 г по 01.06. 2020 г

Форма проекта	Учебная
---------------	---------

Бюджет научного исследования составляет 280 тыс. руб. Затраты на заработную плату руководителя и исполнителя. Бюджет переоборудования станции 18 млн. руб. Затраты на покупку подогревателя 11 млн. и 7 млн. на подготовку проекта, монтаж и согласование с заводом – изготовителем.

Источником финансирования может стать АО «Томская генерация», так как это заинтересованная организация[19].

4.3 Планирование управления научно-техническим проектом

4.3.1 План проекта

Составим календарный график выполнения проекта.

Таблица 25 - Календарный план-график выполнения проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Составление технического задания	7	09.01.2019 г	18.01.2019 г.	Руководитель
2	Изучение литературы	134	18.01.2019	01.06.2019	Исполнитель
3	Патентный поиск	61	01.09.2019	01.11.2019	Исполнитель
4	Изучение технической документации на проектируемое оборудование	60	01.11.2019	31.12.2019	Исполнитель
5	Технико – экономический расчет проекта	90	01.01.2020	31.03.2020	Исполнитель
6	Разработка социальной ответственности проекта	30	01.04.2020	30.04.2020	Исполнитель
7	Разработка финансового менеджмента проекта	15	01.05.2020 г	15.05.2020	Исполнитель

Продолжение таблицы

8	Разработка части проекта на иностранном языке	30	01.05.2020 г	30.05.2020	Исполнитель
9	Получение допуска проекта к защите	30	25.05.2020	05.06.2020	Исполнитель
10	Защита проекта	1	10.06.2020	10.06.2020	Исполнитель

Календарный план представлен 10 – ю пунктами. Большая часть работ к текущему моменту уже закончена.

Календарный план в дальнейшем представлен диаграммой Ганта для упрощения работы с ним.

Таблица 26 - Диаграмма Ганта

Код работы	Вид работы	Исполнитель	Т _{кол} календарных дней	Продолжительность выполнения работ															
				01.19	02.19	03.19	04.19	05.19	06.19	09.19	10.19	11.19	12.19	01.20	02.20	03.20	04.20	05.20	06.20
1	Состав-е тех. задания	Руководитель	7	█															
2	Изучение литературы	Исполнитель	134	█	█	█	█	█	█	█									
3	Патентный поиск	Исполнитель	61							█	█								
4	Изучение тех-ой документации на проектируемое оборудование	Исполнитель	60									█	█						

Продолжение таблицы

5	Технико – экономический расчет проекта	Исполнитель	90																
6	Разработка социальной ответственности проекта	Исполнитель	30																
7	Разработка финансового менеджмента проекта	Исполнитель	15																
8	Разработка части проекта на иностранном языке	Исполнитель	30																
9	Получение допуска проекта к защите	Исполнитель	30																
10	Защита проекта	Исполнитель	1																



Руководитель Исполнитель

4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

4.4.1 Оценка абсолютной эффективности

В данном разделе будут найдены и определены такие показатели как:

- Чистый доход;
- Чистый дисконтированный доход;
- Внутренняя норма доходности;
- Срок окупаемости.

ТЭЦ-3 – это, структурное подразделение компании Томская генерация. Томская генерация публичная компания. Для расчета эффективности проекта воспользуемся годовым финансовым отчетом компании.

Таблица 27 - Производственные показатели компании

Вид энергетического ресурса	Единица измерения	Объем потребления в натуральном выражении, 2019 год	Объем потребления, тыс. руб 2019 год	Объем потребления в натуральном выражении, 2018 год	Объем потребления, тыс. руб 2018 год
Тепловая энергия	Тыс. Гкал	3	5165	3	4530
Электрическая энергия	Млн. кВтч	326	293136	360	372435
Мазут топочный	тонна	56	25	54	24
Газ природный	Тыс. м ³	608453	2799551	703638	3148882
Уголь	Т.н.т	419207	824881	421163	759883

АО «Томская генерация» производит 2 вида энергии это тепловая и электрическая. Для производства энергии требуются затраты на собственные нужды. В таблице производственные показатели представлены данные по потреблению топлива и тепловой и электрической энергии на работу станций[22].

Таблица 28 - Основные финансовые показатели деятельности общества.

Наименование показателя	Единица измерения	2018 год	2019 год	% изменения
Выработка электрической энергии	млн.кВтч	1856,7	1555,8	-16,2
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	5017,9	4614,0	-8,0
Коэффициент использования установленной электрической мощности (КИУМ)	%	43,6	36,6	-16,1
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г/кВтч	291,3	299,0	2,7
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	136,1	138,7	1,9
Выручка	Млн руб.	7430	7391	-0,5
Производственные затраты	Млн руб.	6947	6667	-4,0
ЕБИТДА	Млн руб.	981	1274	29,9
Рентабельность ЕБИТДА	%	13,2	17,2	30,6
Рентабельность продаж	%	6,5	9,8	50,7
Чистая прибыль	Млн руб.	403	715	177,4
Коэффициент текущей ликвидности	Отн.ед	1,26	0,91	-28,1
Коэффициент срочной ликвидности	Отн.ед	1,14	0,83	-27,1
Соотношение дебиторской и кредиторской задолженности	Отн.ед	0,2	0,10	-51,7
Оборачиваемость дебиторской задолженности	Дней	21,07	21,54	2,2
Оборачиваемость кредиторской задолженности	Дней	126,92	206,7	62,9
Оборачиваемость собственного капитала	Отн.ед	1,15	1,12	-3,0
Соотношение заемных и собственных средств	Отн.ед	0,74	0,83	11,2
Коэффициент финансовой независимости	Отн.ед	0,57	0,55	-4,6
Рентабельность активов	%	3,47	-0,56	-116,2
Рентабельность собственного капитала	%	6,05	-1,03	-117,0
Норма чистой прибыли	%	5,42	-0,92	-116,9

В 2019 году выручка от продаж составила 7 391 млн. руб. В структуре выручки наибольшая доля в 2019 году приходится на основную продукцию АО «Томская генерация» электрическую энергию и мощность, тепловую энергию (47% и 50,6% от суммарной выручки соответственно). Производственные затраты в 2019 году составили 6 667 млн. руб., их снижение

относительно 2018 года составило 4%. В 2019 году в структуре производственных расходов АО «Томская генерация» существенных изменений по сравнению с прошлым годом нет: традиционно, около 2/3 от всех затрат на производство и реализацию тепловой и электрической энергии занимают материальные затраты (64%) и расходы, связанные с работами и услугами производственного характера (8%). На 31 декабря 2019 года активы АО «Томская генерация» составили 12 043 млн. руб.[22].

Доля собственного капитала в структуре пассивов составила 54,8%. Коэффициент текущей ликвидности на конец 2019 года составил 0,91, а коэффициент срочной ликвидности 0,83. Чистый долг на 31 декабря 2019 года (-) 3 466 млн. руб. – отрицательный из-за отсутствия кредитного портфеля. Оборотные активы составили 4 250 млн. руб. На конец 2019 года кредиторская задолженность составила 4 454 млн. руб. (в связи с предоставлением отсрочки платежа по газу поставщиком АО «Интер РАО – Электрогенерация»). Из анализа показателей финансово-экономической деятельности АО «Томская генерация» в 2019 году следует, что Общество имеет удовлетворительное финансовое состояние, достаточный объем собственного капитала для исполнения краткосрочных обязательств и покрытия текущих операционных расходов без потери собственных оборотных средств.

В последующие 5 лет (2020-2024 гг.) Общество планирует осуществить инвестиции в форме капитальных вложений в объеме:

Финансирование – 2 568 439 тыс. руб. с НДС;

Освоение – 2 156 361 тыс. руб. без НДС;

Ввод – 2 194 542 тыс. руб. без НДС.

Таким образом, проект модернизации ПВД ТЭЦ-3 будет рассмотрен в качестве инвестиционного проекта по модернизации станции.

Затраты на проект составляют в себя затраты на заработную плату сотрудников, материалы, оборудование, основные фонды, общехозяйственные нужды.

Таблица 29 - Затраты на заработную плату сотрудников

Сотрудники	Количество	Зарплата, руб	Налоги, руб	Сумма затрат на специалистов, руб	Итого в месяц, руб	Итого за 3 мес, руб
Руководитель проекта	1	70000	30240	100240	272080	816240
Прораб	1	50000	21600	71600		
Мастер	1	40000	17280	57280		
Слесарь - монтажник	5	30000	12960	42960		

Для реализации проекта потребуется найм дополнительных сотрудников либо реализация проекта в виде тендера. Так как монтаж оборудования должен быть произведен во время останова основного оборудования, длительность проекта не должна занимать более 3-х месяцев. Тогда, затраты на зарплаты должны составлять около

Таблица 30 - Основные фонды

Наименование оборудование	Цена, руб	Количество, шт	Срок эксплуатации, год	Стоимость	Итого
Верстак	20000	2	5	40000	1059000
Станок сверлильный	50000	1	5	50000	
Станок шлифовальный	50000	1	5	50000	
Шкаф плательный	10000	2	5	20000	
МФУ	20000	1	5	20000	
Стол рук	40000	1	5	40000	
Стул рук	20000	1	5	20000	
Стол раз	30000	2	5	60000	
Стул раз	15000	2	5	30000	
Стол	10000	4	5	40000	
Стул	5000	4	5	20000	
Инструмент ручной	50000	4	5	200000	
ПВД	10000000	1	30	10000000	

Для реализации проекта потребуется оборудование, затраты на оборудование учтены в таблице – основные фонды.

Таблица 31 - Амортизационные отчисления

Элементы	Стоимость	Нормы амортизации	Срок полезного использования, лет	Сумма амортизации, руб
ПВД	1000000		30	333333,3
Станок сверлильный	50000		10	5000
Станок шлифовальный	50000		10	5000

Стоимость оборудования подогреватель высокого давления около 10 млн. руб тогда амортизационные отчисления в год составят:

$$\sum m = ПС \cdot n;$$

ПС – первоначальная стоимость;

n – количество лет.

Таблица 32 - Затраты на сырье и материалы

Сырье, материалы	Количество	Цена, руб	Стоимость, руб	Месяц	3 месяца
Сменный картридж для МФУ	2	500	1000	1000	3000
Бумага	4	218	872	872	2616
Канц. Товары	1	1000	1000	1000	3000

Затраты на сырье и материалы представлены в таблице «затраты на сырье и материалы».

Таблица 33 - Затраты на общехозяйственные нужды

Общехозяйственные расходы	Стоимость, руб/месяц	руб/год	Итого, за 3 мес
Расходы на доставку к работе	3000	36000	39000
Содержание тех.средств	2000	24000	
Содержание помещения	2000	24000	
Ком.услуги	5000	60000	
Канцелярия	1000	12000	

Затраты на общехозяйственные нужды включают в себя: доставку к месту работы, содержание мастерских и кабинетов, ком услуги и др.

Таблица 34 - Смета затрат отдела

Смета затрат отдела	Сумма, руб/год	Итого	2 год	3 год
Основные фонды	4983360	15634,64	571,28	571,28
Амортизационные отчисления	10000000			
Ремонт помещения	80000			
Общехозяйственные расходы	156000	156000	156000	
Заработная плата+начисления	415280	415280	415280	
Сертификация или Патентирование				
Обучение персонала				

Рассчитаем необходимые показатели, для расчета экономичности проекта:

Максимальная нагрузка турбины на станции:

$$Q_{\text{отоп}}^{1 \text{ ар.}} = 117 \text{ ГКал/ч,}$$

Количество теплоты, переданное рабочему телу в одном энергетическом котле:

$$Q_{\text{котла}} = D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) = \\ = 138,89 \cdot (3449,8 - 993,72) = 341,1 \text{ МВт} = 293,3 \text{ Гкал/ч.}$$

где $h_0 = f(P_0, t_0) = f(13,8, 545) = 3449,8 \text{ КДж/кг}$ – энтальпия свежего пара на выходе из энергетического котла;

$h_{\text{пв}} = f(P_{\text{пв}}, t_{\text{пв}}) = f(17,7 \text{ МПа}, 230 \text{ }^\circ\text{C}) = 993,72 \text{ КДж/кг}$ – энтальпия питательной воды;

$$P_{\text{пв}} = 1,3 \cdot P_0 = 1,3 \cdot 13,9 = 17,7 \text{ МПа} \text{ – давление питательной воды;}$$

Количество теплоты, переданное рабочему телу в энергетических котлах:

$$Q_{\text{к}} = Q_{\text{котла}} \cdot n = 293,3 \cdot 2 = 586,6 \text{ Гкал/ч.}$$

Максимальный часовой расход топлива для энергетических котлов:

$$B_{\text{час}} = \frac{Q_{\text{к}}}{Q_{\text{у.т.}}^{\text{ср}} \cdot \eta} = \frac{586,6 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,943} = 21,2 \text{ кг у. т./с} = 76,32 \text{ нм}^3,$$

где $Q_{\text{у.т.}}^{\text{ср}} = 29300 \text{ КДж}$ - теплота сгорания 1 кг твердого(жидкого) условного топлива.

Часовой расход натурального топлива для двух энергетических котлов:

$$B_{\text{нат.топл}} = \frac{B_{\text{час}} \cdot 7000}{Q_i^p} = \frac{21,2 \cdot 7000}{8800} = 16,8 \text{ кг/с} = 60,7 \text{ нм}^3$$

где $Q_i^p = 8800$ Ккал/кг – низшая теплота сгорания топлива в котле БКЗ-500.

В среднем энергетический блок Томской ТЭЦ-3 работает 6000 часов в год. Таким образом годовой расход топлива для двух энергетических котлов составляет:

$$B_{\text{год.}} = 6000 \cdot 60,7 = 364200 \text{ нм}^3;$$

Стоимость 1 нм³ природного газа составляет – 4601 руб.

Экономия топлива от установки дополнительного ПВД 5% таким образом экономия в год 18210 нм³ или 83784210 руб.

Таблица 35 - Оценка эффективности проекта

	0 год	1 Год	2 Год	3 Год
Чистая прибыль, тыс руб		83784,00	83784,00	83784,00
Амортизационные отчисления, тыс. руб		28,60	28,60	28,60
Чистый денежный поток проекта, тыс.руб		83812,60	83812,6	83812,6
Ставка дисконтирования, %		20%	20%	20%
Коэффициент дисконтирования, отн.ед		0,83	0,694	0,579
Дисконтированный денежный поток, тыс.руб		69841,04	58165,944 4	48527,495 4
Инвестиционные затраты, тыс.руб	- 11445, 2	-200,00	-200,00	-200,00
Дисконтированнык инвестиции, тыс. руб	- 9537,3 1	-166,66	-138,8	-115,8
Уровень безубыточности, отн.ед.		0,196	0,0035	0,0041
NPV, тыс. руб		177134,4 8		
IRR, отн. Ед.		0,78		
PI, %		294,22		

Экономия топлива является чистой прибылью в данном случае. Амортизационные отчисления – это, амортизация от затрат на основные фонды: ПВД и станки. Чистый денежный поток проекта, тогда будет равен Чистая прибыль + амортизационные отчисления. Ставка дисконтирования в

20% на данный момент завышена, так как ставка центробанка 5,5%. Инвестору вложить деньги на вклад под 4-5% не привлекательно, на рынке ценных бумаг царит неразбериха. Поэтому, 20 % это завышенная ставка дисконтирования, однако это будет лишним подтверждением выгоды проекта. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле:

$$P = 1/(1 + 20\%)^n;$$

Где: P – коэффициент дисконтирования;

n – количество лет до момента приведения.

Дисконтированный денежный поток рассчитывается по формуле:
чистый денежный поток проекта × ставка дисконтирования.

Инвестиционные затраты это все приведенные затраты: основные фонды, заработная плата, расходы на сырье и материалы и др. Во второй и последующие года это затраты на ремонт подогревателя высокого давления. NPV – «Net Present Value» чистая приведенная (к сегодняшнему дню) стоимость. Это метод оценки инвестиционных проектов, основанный на методологии дисконтирования денежных потоков.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+R)^t};$$

Где: n, t — количество временных периодов,

CF — денежный поток (Cash Flow),

R — стоимость капитала (ставка дисконтирования, Rate).

Проект считается выгодным для инвестирования если $NPV \geq 0$. Как видно из таблицы NPV положительный.

Следующий показатель привлекательности проекта для инвестиций IRR или внутренняя норма доходности — это ставка процента, при которой приведенная стоимость всех денежных потоков инвестиционного проекта (т.е. NPV) равна нулю. Это означает, что при такой ставке процента инвестор сможет возместить свою первоначальную инвестицию, но не более того. IRR определяется математически с помощью программы Microsoft Excel и

оператора ВСД. Из таблицы видно, что при ставке дисконтирования 0,78 или 78% проект безубыточен.

PI, или Profitability Index. Индекс прибыльности инвестиций. Этот индекс демонстрирует отношение отдачи капитала к объему вложений в проект. PI — это относительная прибыльность будущего предприятия, а также дисконтируемая стоимость всех финансовых поступлений в расчете на единицу вложений. Если взять в расчет показатель I, который равен вложениям в проект, то индекс прибыльности инвестиций рассчитывается по формуле:

$$PI = NPV/I,$$

Если PI больше одного, то проект выгоден и его стоит взять в работу. Как видно из таблицы проект выгоден.

Расчет уровня безубыточности:

$$УБt = \frac{Ct - Cvt - DCt}{Vt - Cvt},$$

Где: Ct — полные издержки,

Cvt — переменные издержки,

DCt — доходы от внереализационной деятельности;

Vt — объем продаж.

В данном случае доходы от внереализационной деятельности отсутствуют. Полные издержки затраты на инвестиционный проект. Переменные издержки это затраты на ежегодные ремонты. Объемом производства или продаж в данном случае является дисконтированный денежный поток проекта. Уровень безубыточности составил 0,196, что является абсолютно устойчивым показателем.

4.4.2 Оценка социальной эффективности проекта

Социальная эффективность проекта учитывает социальные эффекты после осуществления проекта, как для конкретной единицы оборудования, компании, так для смежных.

Оценка социальной эффективности проекта приведена в таблице №.

Таблица 36 - критерии социальной эффективности проекта

До	После
Высокий расход топлива на энергоблок	Снижение расхода топлива снижает нагрузку на экосистему
Большие затраты на дефектацию, как следствие увеличение загрязнения (отходы в результате дефектации)	Возможность дефектации без вскрытия корпуса подогревателя, как следствие, уменьшение загрязненной ветоши, металлических отходов, человеческих трудозатрат.
Вскрытие корпуса подогревателя во время ремонта, влечет за собой большее количество отходов	Возможность провести дефектацию без вскрытия сокращает затраты на ремонт и уменьшает расход человекочасов.
Большое количество дефектных деталей в подогревателе, влечет за собой увеличение отходов деталей.	Новое оборудование не требует затрат при ремонтах ближайшие 5 лет.
Большие затраты на собственные нужды	Снижение затрат на собственные нужды входит в политику бережливого производства компании, работники станции получают материальные стимуляции за выполнение.
Устаревшее оборудование	Установка нового оборудования влечет создание новых рабочих мест.

4.4.3 Оценка сравнительной эффективности проекта

Сравним эффективность проекта по сравнению с аналогами по следующим критериям: интегральный финансовый показатель разработки, интегральный показатель ресурсоэффективности разработки, интегральный показатель эффективности, сравнительная эффективность вариантов разработки. Интегральный показатель эффективности позволяет оценить проект с точки зрения двух величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}};$$

Где: I_{Φ}^p — интегральный финансовый показатель разработки,

Φ_{max} — максимальная стоимость исполнения проекта,

Φ_{pi} — стоимость i -го варианта исполнения;

Максимальная стоимость проекта в данном случае связана с затратами на монтаж нового подогревателя, к тому же, место установки требует согласования с заводом изготовителем. Таким образом, наиболее дорогим проектом будет текущий проект.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения проекта можно определить:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p;$$

Где: I_m^a — интегральный показатель ресурсоэффективности проекта,

a_i — весовой коэффициент i -го параметра,

b_i^p — бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки;

Составим таблицу для определения интегрального показателя ресурсоэффективности

Таблица 37 - сравнительная оценка вариантов исполнения проектов

Критерии оценки	Вес коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог1	Аналог2	Аналог3
Легкость монтажа	0,025	5	5	5	5
Капиталовложения на монтаж	0,1	5	5	5	5
Затраты при дефектации	0,05	5	5	0	0

Надежность	0,05	5	5	5	5
Удобство эксплуатации	0,025	5	5	5	5
Цена подогревателя	0,1	5	5	5	5
Снижение затрат на тех. Процесс	0,3	5	0	5	0
Увеличение кпд энергоблока	0,3	5	0	5	0
Итого	1	40	30	35	25

Интегральный показатель эффективности разработки проекта определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности проекта и интегрального финансового показателя, по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{ф}}^p};$$

Далее определим сравнительную эффективность проекта, по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a};$$

Сведем расчеты всех показателей в таблицу.

Таблица 38 - Сравнительная эффективность разработки

Показатель	Текущий проект	Аналог1	Аналог2	Аналог3
Интегральный финансовый показатель разработки	1	1	0,5	0,5
Интегральный показатель ресурсоэффективности проекта	4,75	4,5	1,75	1,5
Интегральный показатель эффективности разработки проекта	4,75	4,5	3,5	3
Сравнительная эффективность проекта	1	1,05	1,36	1,58

Где: Текущий проект - техническое решение №4 (установка дополнительного подогревателя модернизированного типа);

Аналог 1 - техническое решение №3 (установка дополнительного подогревателя старого типа);

Аналог 2 - техническое решение №2 (замена старого подогревателя на новый модернизированного типа);

Аналог 3 – техническое решение №1 (замена старого подогревателя на новый такого же типа);

Таким образом можно сделать вывод, что текущий проект наиболее эффективен по сравнению с аналогами, хоть и дороже.

4.5 Выводы по разделу

Финансовый менеджмент проекта состоит из 4 – х разделов.

Предпроектный анализ – раздел, в котором представлены описания конкурентоспособности проекта, аналоги и SWOT – анализ проекта. Проект модернизации регенеративной системы высокого давления Томской ТЭЦ-3 узконаправлен, не имеет как такового коммерческого потенциала и конкурентов. Может быть реализован как инвестиционный проект компании Томская генерация в состав которой входит Томская ТЭЦ-3. SWOT – анализ выполнен для облегчения выполнения проекта, понимания сильных и слабых сторон, а также возможностей и угроз.

Инициация проекта – второй раздел. Здесь представлена информация по проекту его цели и задачи, а также критерии успешности проекта. Заинтересованными сторонами выступают руководитель и исполнитель проекта, а также руководство компании Томская генерация и непосредственно ТЭЦ-3. Проект не имеет бюджета, так как это учебный проект, но в случае его перевода в статус производственного источником финансирования будет являться АО «Томская генерация» и бюджет проекта будет обусловлен инвестиционной программой компании.

Планирование управления научно-техническим проектом. Раздел, в котором представлен план реализации проекта и выполнена диаграмма Ганта для наглядного следования по этапного выполнения проекта с указанием дат и количества дней на выполнение конкретного этапа работ.

В заключительной части рассмотрен проект с точки зрения инвестиционной привлекательности. Проект рассмотрен сроком на 3 года, хотя он окупается уже в первый год. Рассмотрены инвестиционные критерии: NPV, IRR, PI. NPV – «Net Present Value» чистая приведенная (к сегодняшнему дню) стоимость. Проект считается выгодным при $NPV > 0$, в данном случае $NPV = 177134,48$ тыс. руб.

IRR или внутренняя норма доходности — это ставка процента, при которой приведенная стоимость всех денежных потоков инвестиционного проекта (т.е. NPV) равна нулю. В данном случае NPV должно быть равно 78%, для окупаемости проекта в 0. PI, или Profitability Index. Индекс прибыльности инвестиций. Этот индекс демонстрирует отношение отдачи капитала к объему вложений в проект. $PI = 294,22\%$. Что говорит о выгоде проекта с точки зрения инвестиций.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ84	Яхругин Павел Сергеевич

Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	И.Н. Бутакова
Уровень образования	<u>Магистратура/Специалитет</u>	Направление/специальность	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Тема ВКР:

Модернизация системы регенерации высокого давления Томской ТЭЦ-3	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Регенеративная система паровой турбины (ТЭЦ, ГРЭС)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. 	<ul style="list-style-type: none"> – СО 153-34.20.501-2003 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» –
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> – Механические колебания твердых тел и их поверхности и их характеризующиеся: – 1) повышенным уровнем общей вибрации; – 2) повышенным уровнем локальной вибрации; – Факторы связанные с акустическими

	<p>колебаниями в производственной среде и характеризуются:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 1) повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума; – опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги, а также электрического разряда живых организмов; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные со световой средой (некогерентными неионизирующими излучениями оптического диапазона электромагнитных полей) и характеризуются чрезмерными (аномальными относительно природных значений и спектра) характеристиками световой среды, затрудняющими безопасное ведение трудовой и производственной деятельности: – 1) отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;
--	--

	<ul style="list-style-type: none"> – 2) отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения; – действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;
3. Экологическая безопасность:	– Воздействия на атмосферу: Выбросы CO ₂ , SO ₂ , .NO,
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Землетрясение, возгорание; террористическая атака, биологическая чс; – Заболевания коронавирусной инфекцией.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2020 г.
---	----------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна			01.03.2020г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Яхругин Павел Сергеевич		01.03.2020г

5. Социальная ответственность

Томская ТЭЦ-3 - тепловая электростанция в городе Томске. Входит в компанию АО «Томская генерация». Расположена на северо-востоке города, рядом с предприятием Томскнефтехим. Численность персонала 360 человек.

Сущность проекта в модернизации системы регенерации высокого давления, а именно: замена подогревателя высокого давления, установка нового подогревателя. Выгодоприобретателем проекта становится акционерное общество Томская генерация. Работы должны быть выполнены подрядным способом[24].

Актуальность работы в том, что работы проводятся в условиях повышенного шума, около 120 Дб, вблизи оборудования, работающего под давлением, вблизи токопроводящего оборудования. Таким образом, должны быть учтены все риски, связанные с монтажом и модернизацией, а также обеспечено безопасное производство работ.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по модернизации регенеративной системы высокого давления Томской ТЭЦ-3 должны проводиться непосредственно на площадке предприятия. Работы по модернизации невозможно провести без вывода действующего оборудования в ремонт. Таким образом, во время проведения работ отсутствует основной вредный фактор Томской ТЭЦ-3 шум. Поэтому, компенсации работникам работающих во вредных условиях труда отсутствуют.

Условия труда классифицируются как нормальные. Самостоятельно в трудовом законодательстве выделяют также условия труда, отклоняющиеся от нормальных (ст. 149 Трудового кодекса РФ). Это работы различной квалификации, совмещения профессий, работы за пределами нормальной

продолжительности рабочего времени, в ночное время, выходные и нерабочие праздничные дни и т.д. К нормальным условиям труда относится производственная обстановка (способ производства), в которой присутствуют:

- исправное состояние помещений, сооружений, машин, технологической оснастки, оборудования и т.п. средств (в т.ч. орудий) труда;
- своевременное обеспечение работника технической и иной необходимой для работы документацией и т.п.;
- своевременное обеспечение надлежащего качества материалами, инструментами, иными средствами и предметами, необходимыми для выполнения работы, их своевременное предоставление работнику;
- принятие работодателем мер, обеспечивающих охрану труда и безопасность производства.

Трудовое законодательство определяет, что нормальная продолжительность рабочего времени для большинства работников не может превышать 40 часов в неделю[26].

Системы оплаты труда, включая размеры тарифных ставок, окладов (должностных окладов), доплат и надбавок компенсационного характера, в том числе за работу в условиях, отклоняющихся от нормальных, системы доплат и надбавок стимулирующего характера и системы премирования устанавливаются коллективными договорами, соглашениями, локальными нормативными актами в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Минимальная оплата труда в Томской области с 1 января 2020 года не может быть меньше 12130 рублей в месяц.

Работникам должны предоставляться ежегодные отпуска с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

Остальные особенности трудового законодательства определяются коллективным и индивидуальным трудовыми договорами и зависят от подрядной организации выигравшей тендер на осуществление модернизации.

АО «Томская генерация», а в частности СП ТЭЦ-3 обязуется обеспечить работников, проводящих модернизацию, рабочим местом соответствующую ст. 219 ТК РФ рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда и ГОСТам: 12.2.003-91, 12.3.002-91, 12.2.032-78, 12.2.033-78, 12.2.049-80. А именно:

- ремонтной мастерской с необходимым станочным оборудованием и верстаком;
- необходимой освещенностью рабочего места и мастерской;
- ремонтной площадкой вблизи модернизируемого или монтируемого оборудования.

5.2 Производственная безопасность

Проведем анализ вредных производственных факторов, которые могут произойти при осуществлении монтажа или замены регенеративного подогревателя высокого давления на СП ТЭЦ-3, данные представлены в таблице приложения Б.

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Механические колебания твердых тел и их поверхности и характеризуются: повышенным уровнем общей вибрации, повышенным уровнем локальной вибрации.

1. Непосредственно во время демонтажа и монтажа возникает необходимость работы электроинструментом: шлифовальными машинками, отрезными машинками, электрической дрелью и другими. Такая вибрация называется локальной. Во время монтажа основное оборудование станции находится в ремонте, поэтому вибрация от основного оборудования не воздействует на рабочих. Во время работы станции после запуска оборудования возникает общая вибрация от оборудования, работающего под

высоким давлением, в результате вращения массивных частей (турбины, генератора).

2. Воздействие вибрации на организм человека приводит к повышенной утомляемости, нарушению вестибулярного аппарата, увеличению времени зрительной и деятельной реакций[30].

3. Предельно допустимый уровень (ПДУ) вибрации – для оборудования работающего с частотой 31,5 Гц для виброускорения равен 129 Дб или $2,8 \text{ м/с}^2$ для виброскорости 109 Дб или $1,4 \text{ м/с}^2$. Для оборудования работающего с частотой 63 Гц для виброускорения равен 135 Дб или $5,6 \text{ м/с}^2$ для виброскорости 109 Дб или $1,4 \text{ м/с}^2$.

4. Для минимизации воздействия вибрации на организм необходимо использовать коллективные и индивидуальные средства защиты. Специальную, необходимую по условиям труда, одежду и обувь, перчатки, каски. На Томской ТЭЦ-3 рабочим работающим в разных цехах выдается разная специальная одежда, однако, вся она обеспечивает защиту от воздействия вибрации. Также оборудование должно быть отбалансировано и соответствовать нормативно-технической документации в ограничении максимально допустимой вибрации. Также необходимо ограничить нахождение персонала вблизи работающего оборудования для снижения воздействия общей вибрации.

Факторы связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризуются: повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума.

Повышенный уровень шума на ТЭЦ возникает в результате работы вращающихся частей оборудования (турбины, генератора), а также в следствии работы оборудования с высоким давлением пара. Во время монтажа новой производственной единицы воздействия шума нет.

1. Воздействие повышенного шума на организм человека приводит к повышенной утомляемости работающего, нарушению вестибулярного аппарата, увеличению времени зрительной и деятельной реакций.

2. Уровень среднего шума в цехе составляет 70-90 дБ. Вблизи работающего оборудования шум может достигать 120 дБ. Нормативным эквивалентным уровнем звука на рабочих местах, является 80 дБА. Максимальные уровни звука, не должны превышать 110 дБА

3. Для минимизации воздействия шума на организм необходимо использовать коллективные и индивидуальные средства защиты. Применять шумозащитные наушники или беруши. Ограничивать время нахождения в цехе. Выполнять перерывы во время работы.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги, а также электрического разряда живых организмов.

1. Использование электроинструмента может привести к поражению электрическим током. Во время работы ТЭЦ функционирует большое количество электрооборудования, в том числе высоковольтного. При неисправности на таком оборудовании, возникает опасность поражения электрическим током.

2. Особая опасность электрического тока в том, что он не видим, не имеет запаха и цвета. При прохождении через тело человека электрический ток наносит электротравму. Электротравма может быть выражена ожогом, механическим повреждением, остановкой сердца.

3. По последствиям физиологического воздействия на организм человека электрический ток можно подразделить на пороговый осязаемый, пороговый неотпускающий, пороговый фибрилляционный.

Приводимые далее величины относятся к переменному току промышленной частоты (50 Гц)[31].

Пороговый осязаемый ток, имеющий малые значения (от 0,6 до 1,5 мА), вызывает первые осязаемые воздействия, но не травмирует. Пороговым неотпускающим считается ток величиной 10-15 мА. Под его воздействием

практически исключается возможность самостоятельного отрыва человека от токоведущих установок.

Смертельно опасным считается ток более 100 мА, который вызывает паралич органов дыхания и фибрилляцию сердца и называется пороговым фибрилляционным.

4. Для исключения воздействия электрического тока необходимо работать только исправным электроинструментом. Электроинструмент должен быть испытан, на корпусе должна быть бирка о дате следующего испытания. Также перед работой необходимо проверить сохранность всех частей электроинструмента, наличие заземляющего контакта, а также работу на холостом ходу. Для исключения поражения работающего электрическим током, во время работы основного оборудования, необходимо соблюдать все требования нормативно-технической документации для такого оборудования. Регулярно проверять наличие и сохранность заземления электрооборудования.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения;

1. Монтаж проводится на нескольких отметках теплоэлектростанции, поэтому стационарно обеспечить необходимую освещенность рабочих мест не представляется возможным. Светильники выходят из строя и не всегда их удается заменить оперативно, таким образом возникает недостаточная освещенность;

2. Недостаточное освещение рабочего места вызывает быструю усталость и болезни глаз, снижает внимательность и, следовательно, значительно уменьшает производительность труда, а также увеличивает вероятность несчастных случаев на производстве;

3. При работах малой точности с объектами от 1 мм до 5 мм требование к общей освещенности не менее 400 лк;

4. При работах необходимо использовать местное, искусственное освещение. Использовать налобные фонари, а также заблаговременно подавать заявки на замену ламп освещения рабочего места[35].

Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;

1. Наличие тяжелых монтируемых деталей и изделий требует применения грузоподъемных механизмов, таких как мостовой кран и таль;

2. возможно, падение на работающих, грузов, вследствие чего возможно получение травм различной степени тяжести.;

3. необходимо выполнять все требования охраны труда и техники безопасности при погрузочно-разгрузочных работах. Запрещается приступать к работам необученному персоналу. Работать без применения необходимых такелажных средств. Запрещено работать на оттяжку;

4. необходимо использовать спецодежду и спецобувь, каски, перчатки. Также применять такелажные средства соответствующие гост.

5.4 Экологическая безопасность

Снижение воздействия на атмосферу. Для снижения воздействия на атмосферу на большинстве отечественных ТЭС устанавливаются электрофильтры, однако это эффективно, только для ТЭС работающих на угле. На мазутных и газовых ТЭС обычно используют очистку газов от серы. Либо использование топлива с пониженным содержанием серы. Томская ТЭЦ-3 в качестве топлива использует природный газ. Таким образом использовать сероочистку не требуется. Очистка дымовых газов осуществляется с помощью циклонов. Циклон это устройство для воздухоочистки. С помощью центробежной силы поток воздуха раскручивается, таким образом тяжелые частицы (пыль) выносятся на края устройства и оседают в пылесборнике.

Снижение воздействия на гидросферу. По данным РАО «ЕЭС», доля энергетики в общем объеме потребления пресной воды промышленностью

страны составляет около 70 %, из которых 90 % сбрасывается в поверхностные водоемы, в том числе 4 % загрязненных стоков.

В результате производственной и хозяйственно-бытовой деятельности электростанций образуются сточные воды, которые можно классифицировать следующим образом:

нагретые воды систем охлаждения конденсаторов турбин и вспомогательного оборудования;

регенерационные воды водоподготовительных установок (ВПУ);

замазученные и замасленные воды;

промывочные и консервационные воды;

воды обмывки наружных поверхностей нагрева котлов;

воды систем ГЗУ; * поверхностные ливневые и талые воды.

Сточные воды по своему составу разнообразны. Присутствующие в них загрязнения находятся в различных агрегатных состояниях, поэтому для очистки вод применяются самые разнообразные методы: механические, химические, физико-химические и биологические. На Томской ТЭЦ-3 используется замкнутая система охлаждения. Вода берется из реки Томи, попадает в брызгальный бассейн. Вода очищается и подготавливается для производственного процесса в химическом цехе, затем возвращается обратно в бассейн. После бассейна вода снова подается в химический цех. В процессе подготовки и использования часть воды теряется. Подпитка происходит из реки Томь.

Снижение воздействия на литосферу

Реальными мероприятиями по снижению количества отходов от цехов Томской ТЭЦ-3 могут быть: замена автомобилей меньшей мощности и габаритов, отправка резинотехнических изделий и огарков электродов, абразивных кругов на переработку на завод по переработки отходов. Использовать при промывке котлов и мойке автомобилей менее агрессивные вещества[32].

Использовать при промывке котлов и мойке автомобилей менее агрессивные вещества не представляется возможным т.к. вещества необходимые для промывки котлов указаны в инструкциях по эксплуатации и для замены эти веществ требуется согласование с заводом изготовителем и внесение изменений в инструкцию.

Отправка резинотехнических изделий и огарков электродов, абразивных кругов на переработку на завод по переработки отходов возможна, однако потребуются дополнительные транспортные расходы. Т.к. заводов по переработки в стране ограниченное количество.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Работы по модернизации выполняются в летний период во время остановки основного оборудования на ремонт. Поэтому чрезвычайные ситуации техногенного, природного, социального и экологического характера маловероятны. На данным момент все столкнулись с биологической ЧС.

Коронавирусная инфекция поставила на колени мир. Приходится работать в новых реалиях. Таким образом при возникновении случая заражения инфекцией на станции персонал должен быть изолирован и помещен в медицинские учреждения.

Для принятия превентивных мер необходимо:

- Ежедневно проводить медосмотр персонала с проверкой симптомов инфекции;
- При допуске на станцию подрядных организаций обязать предоставлять справку от терапевта;
- Ввести работы используя средства защиты органов дыхания;
- Обеспечить персонал гигиеническими средствами и перчатками;
- При работах по возможности соблюдать расстояние между рабочими около 1,5 метров.

- Обработать территорию станции, производственные помещения и мастерские антисептическими средствами.

При возникновении ситуации заражения, среди оперативного персонала:

- Больного отправить в больницу на машине скорой медицинской помощи;

- Изолировать оперативный персонал данной смены, вывести в карантин;

- Отозвать из отпусков оперативный персонал;

- Работать в 4 смены без изменения графика;

- При повторном случае заражения, другой смены оперативного персонала, вывести из работы смену. Продолжать работать в 3 смены с изменением графика работ.

- Из персонала инженерно-технических работников сформировать новую смену оперативного персонала.

- При выздоровлении работников выводить взамен итр.

При возникновении ситуации заражения, среди ремонтного персонала и персонала итр:

- Больного отправить в больницу на машине скорой медицинской помощи;

- Всех контактировавших с больным проверить на наличие инфекции, поместить в карантин на 2 недели.

5.6 Выводы по разделу

Во время реализации проекта возникает несколько опасных производственных факторов: повышенная вибрация, шум, недостаточная освещенность рабочего места, опасность огневых работ, а также работ с грузоподъемными механизмами. Для безопасного производства работ необходимо соблюдать требования охраны труда, техники безопасности и

пожарной безопасности. Использовать и применять индивидуальные и коллективные средства защиты.

Томская ТЭЦ-3 состоит в группе компаний «Интер РАО». Проходит проверку на соответствие условиям труда и соблюдение охраны труда, пожарной безопасности и техники безопасности. Проверки проводятся с помощью внутренних, внешних аудитов, проверки Ростехнадзора. Таким образом, воздействие опасных и вредных производственных факторов сведено к минимуму[40].

Заключение

Проведено исследование системы регенерации высокого давления энергоблока Томской ТЭЦ-3. Проведен анализ литературы по данной тематике, выполнен обзор проблем непосредственно на ТЭЦ-3. В результате выявлено, что наиболее проблематичным участком регенеративной системы ПВД является дефектация и ремонт подогревателей. В связи с этим были проработаны различные технические решения и патенты.

Обзор патентов показал, что существуют разработки трубных пучков ПВД, авторов Нагорного Н.А. и Марушкина Н.В., которые располагаются в корпусе подогревателя таким образом, что для дефектации подогревателя не требуется разборка и вскрытие корпуса подогревателя. Также был предложен вариант модернизации системы регенеративного подогрева ПВД энергоблока в результате которого требуется установка нового дополнительного ПВД. Идея этого варианта в том, что температура в тракте питательной воды перед входом в котел повысится и для нагрева ее до температуры острого пара в 545 градусов цельсия потребуется затратить меньшее количество энергии.

Выполнен расчет тепловых схем энергоблока Томской ТЭЦ-3 до модернизации и после установки ПВД. Технико – экономический расчет показал, что при установке дополнительного ПВД электрическая мощность энергоблока уменьшилась на 4,64 %, однако, расход топлива на выработку электроэнергии также уменьшился. Сокращение составило 4,89 %. Расход топлива на выработку тепловой энергии уменьшился на 1,98%. Особенность энергоблока Томской ТЭЦ-3 в том, что производительность котлов дает возможность увеличить количество пара на турбину. При установке дополнительного ПВД увеличение количества пара на турбину до 780 т/ч даст возможность повысить КПД энергоблока без снижения мощности. Сокращение удельных расходов топлива на выработку электрической энергии и тепловой составило соответственно 0,3% и 2%.

Список источников

1. Инструкция по эксплуатации: «турбина паровая ПТ-140/165-130/15-3» СП ТЭЦ-3 АО «Томская генерация».
2. Инструкция по эксплуатации «установка для подогрева сетевой воды турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3».
3. Инструкция по эксплуатации «регенеративные подогреватели высокого давления турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3».
4. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для теплоэнерг. спец. вузов. — М.-Л.: Энергия, 1967. — 400 с.; переиздание 1976, последнее — в 1987 г. — посмертное с участием В.Я. Гиршфельда, С.В. Цанева, И.Н. Тамбиевой, Л.А. Рихтера, Е.И. Гаврилова и др.
5. Антонова, Александра Михайловна. Тепловые и атомные электрические станции. Проектирование тепловых схем : учебное пособие / А. М. Антонова, А. В. Воробьёв; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт дистанционного образования (ИДО). — Томск: Изд-во ТПУ, 2012. — 256 с.: ил.. — Библиогр.: с. 241-242..
6. Нагорный Н.А., Марушкин В.М. патент 2500966 «Трубная система коллекторного подогревателя высокого давления».
7. Тепломеханическое и вспомогательное оборудование электростанций/ Н.Н. Галашов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010 — 244 с
8. Стерман Л.С. Тепловые и атомные электрические станции: Учебник для вузов / Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. — М.: Энергоатомиздат, 1995. — 416 с. — М.: Изд. МЭИ, 2004. — 424 с.
9. Галашов, Николай Никитович. Технологические процессы и режимы электростанций : электронный курс [Электронный ресурс] / Н. Н. Галашов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Энергетический институт (ЭНИИ), Кафедра

- атомных и тепловых электростанций (АТЭС). — Электрон. дан.. — Томск: ТПУ Moodle, 2015. — Заглавие с экрана. — Доступ по логину и паролю.
10. Галашов, Николай Никитович. Режимы работы и эксплуатации ТЭС : учебное пособие для вузов / Н. Н. Галашов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2013. — 252 с.: ил.. — Библиогр.: с. 249-251..
 11. Антонова, Александра Михайловна. Тепловые и атомные электрические станции. Проектирование тепловых схем : учебное пособие / А. М. Антонова, А. В. Воробьёв; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт дистанционного образования (ИДО). — Томск: Изд-во ТПУ, 2012. — 256 с.: ил.. — Библиогр.: с. 241-242..
 12. Антонова, Александра Михайловна. Общая энергетика : учебное пособие для вузов / А. М. Антонова, М. А. Вагнер, Б. Ф. Калугин; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во ТПУ, 2007. — 340 с.: ил.. — Учебники Томского политехнического университета. — Библиогр.: с. 334-335..
 13. Буров, В.Д. Тепловые электрические станции: учебное пособие для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов. — М.: МЭИ, 2005г.
 14. Нормативно – техническая документация по топливоиспользованию ТЭЦ – 3 филиал АО «Томская генерация»
 15. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. – М.: Омега-Л, 2008г.
 16. Интер РАО Томская генерация. [Электронный ресурс] – Режим доступа - <http://energo.tom.ru>
 17. Основы функционально – стоимостного анализа: Учебное пособие: под ред. М.Г. Карпунина и Б.И. Майданчика. – М.: Энергия, 1980 – 175 с.
 18. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Методы поиска новых идей и решений «Методы менеджмента качества» №1 2003 г.

19. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Функционально- стоимостный анализ. Экскурс в историю. «Методы менеджмента качества» №7 2002 г.
20. Руководство к своду знаний по управлению проектами (Руководство РМВОК), 4-е издание, 2008 г.
21. Мазур И.И., Шапиро В.Д., Ольдерогге Н.Г. Управление проектами: Учебное пособие. – М.: Омега-Л, 2004. – 664 с.
22. Попова С.Н. Управление проектами. Часть 1: учебное пособие/ С.Н. Попова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 121 с.
23. Методические рекомендации по оценки эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция), утверждено Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ № ВК 477 от 21.06.1999 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – <http://www.cfin.ru>
24. Правила по охране труда при работе на высоте. Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 марта 2014 года N 155н Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте
25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
26. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
28. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
29. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
30. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
31. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
32. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

33. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
34. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
35. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
36. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
37. ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
38. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
39. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
40. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
41. НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии
42. Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
43. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
44. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
45. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

46. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
47. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
48. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
49. СП 60.13330.2016 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003.
50. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
51. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
52. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" (с изменениями и дополнениями).

Приложение А
(справочное)

**The project of modernization of the high pressure regeneration system of the
power unit of Tomsk TPP-3**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Яхругин Павел Сергеевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор ИШЭ	Матвеев Александр Сергеевич	Кандидат технических наук, доцент		

Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Егорова Юлия Ивановна	Кандидат технических наук		

List of Abbreviations

TPP-3 – thermal power plant - 3

HPC - high-pressure casing;

LPC - low-pressure casing;

LPS - low-pressure section;

LPFH - low-pressure feed heater;

IPS - intermediate-pressure section;

DWH - delivery water heater;

CHS - condensate of heating steam;

MCL – main condensate line;

DP – drain pump.

Introduction

The economy of the Russian Federation is developing very slowly. There is an excess of electricity in the energy market. The construction of new thermal and nuclear power plants is practically not carried out. New times require resource-saving technologies. Cost reduction is one of the main directions of domestic energy today.

The project is aimed to upgrade the high-pressure regeneration system of the Tomsk TPP-3 power unit and to reduce fuel costs, as well as to increase the efficiency of the power unit. This is the relevance of this work. The purpose of the work is to install a new additional high-pressure heater. The following tasks will be solved:

- Analysis of the TPP-3 operation;
- Calculation of the regenerative installation operation;
- Calculation of the operation of the regenerative installation with a new heater.

1. Calculation of the parameters of the thermal circuit of the PT-140 turbine

1.1 Description of the turbine PT-140-165-130-15-3.

Steam turbine PT – 140 / 165–130 / 15–3 contains condensing unit with regulated production and two heating steam extraction, designed to drive a turbogenerator type TVV – 160–2UZ with a power of 165 MW, a rotor speed of 3000 rpm (50s^{-1}) and steam and heat supply for production and heating needs. Nominal parameters of hot steam pressure are 120 kp / cm^2 , temperature $545\text{ }^\circ\text{C}$.

The turbine type PT is a single unit with a blade mechanism. The turbine has two parts. Part of high pressure and part of low pressure.

The part of the high pressure has two cylinders. The inner cylinder is the cylinder where superheated steam from the boiler unit enters. After the inner cylinder, steam unfolds and enters the outer cylinder. This is to prevent steam from displacing the turbine housing. This technique also helps to reduce the load of the thrust bearing. From the CVP, the steam goes to the low-pressure part, and then to the condenser.

The turbine has twenty-four stages. Part of the low pressure has 14 steps. Part of the high pressure has 10 steps. The system of regenerative heating of feed water contains a system of pipelines, valves and heaters. Steam from the turbine bleeds gets into heaters where it heats the water. Water passes through all the heaters and enters the boiler. Without a regeneration system, the boiler must heat the water at the temperature of the water from the condenser where the steam from the turbine enters. This is the temperature of 100 degrees Celsius. After the regeneration system, the water is heated to a temperature of 232 degrees Celsius. Regenerative heating system there are three high pressure heaters. Modernization lays in the installation of an additional heater. The Figure A.1 shows a longitudinal section of the turbine. Depicts turbine stages, inner cylinder, places of steam extraction.

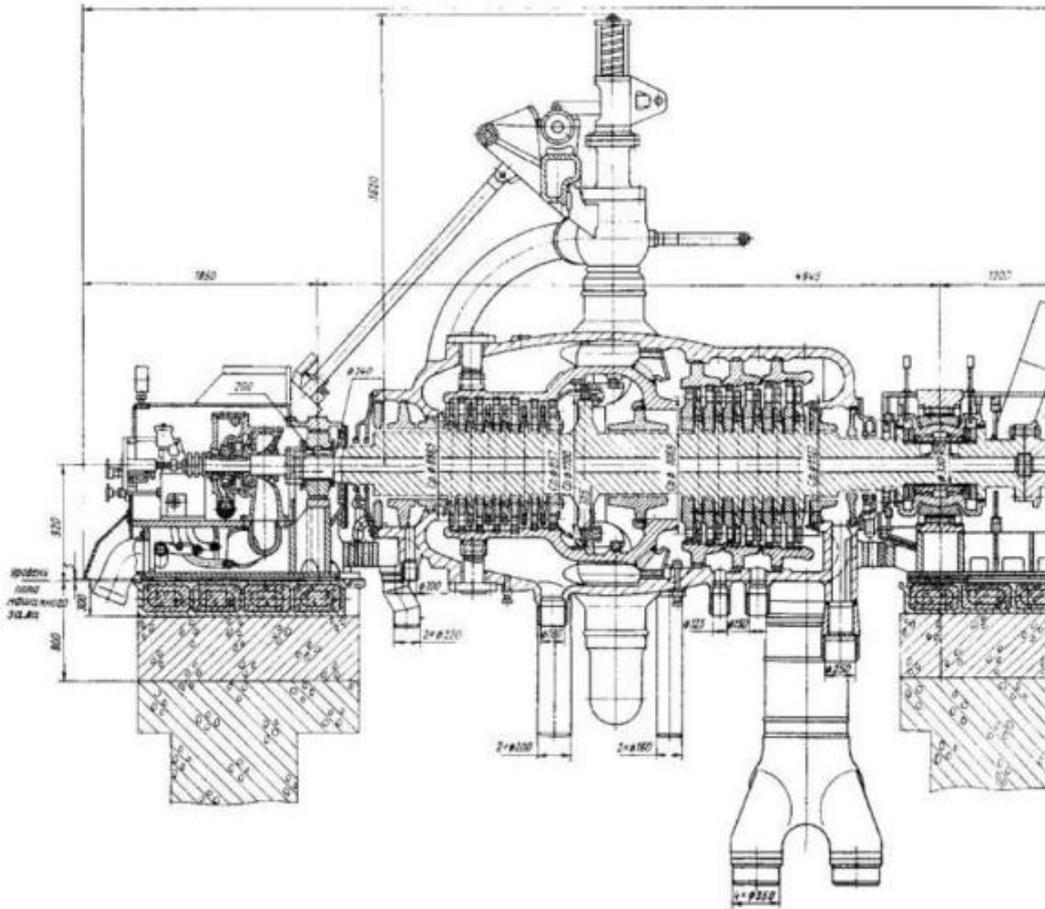


Figure A. 1 - Longitudinal cross - section of the turbine PT – 140 / 165–130 / 15–3

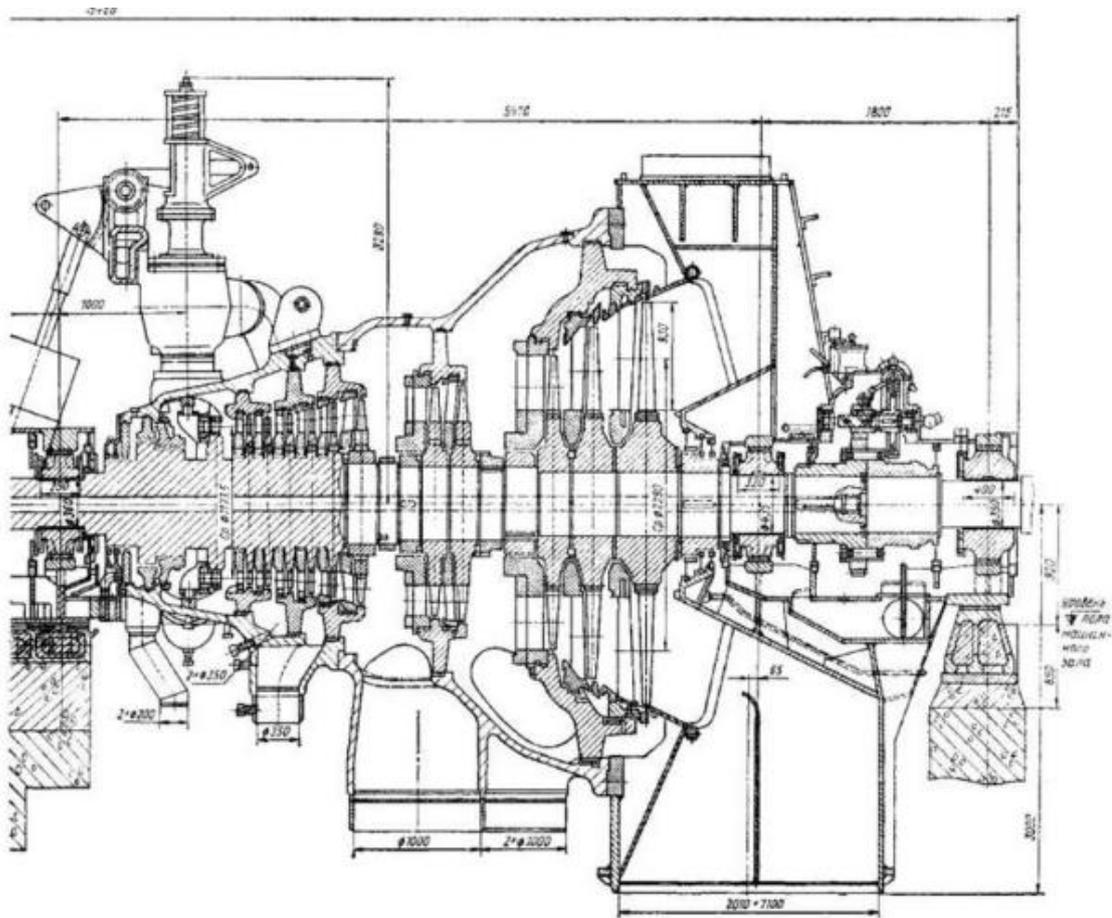


Figure A. 2 - Continuation of Figure A. 1

1.2 The network water heating installation

The network water heating installation consists of 2 heaters of the same design, each having a heating surface of 1300 m² and differing only in the working conditions on the steam side. Table A.1 represents nominal operation parameters of heaters.

Table A.1 - Nominal operation parameters of heaters.

steam extracti on number	Name of heater	Steam Parameters at TG Rated Load			Stage turbines
		"P" kp/cm ²	t ⁰ C	F- steam for heating.	
6	DWH- 2	1,5	198	1300	20
7	DWH - 1	0,2	120	1300	22

On the water side, network heaters are designed to operate at full pressure of the first lift network pumps, but not more than 8 kp/cm² and to pass network water in an amount of not more than 3000 m³/h and not less than 1200 m³ / h. Nominal

heat output of each heater: 57 5 Gcal./h (240 GJ / h).

Mains water is supplied by network pumps of the first lift in series to the network heater (DWH –1), then to DWH –2 (but if it is turned off, then only to DWH –1), and from there to the suction line of network pumps of the second lift, which send it to the heating network.

Condensate of heating steam DWH –1 and DWH –2 by pumps PDWH –1, - 2 of type KSV – 125–140 is supplied to the main condensate line for LPH – 1 and LPH – 2, respectively. When DWH –1 does not work, then the CGP coming into it from LPH –1 is sent from the condensate collector to the condenser through an adjustable valve controlled by a level regulator.

Three pumps were installed for DWH -1, and two pumps with a capacity of 125 m³/h were installed for DWH -2. Pumps put into reserve should always be filled with water and ready for start-up.

The installation diagram for heating network water is shown in Figure A.3.

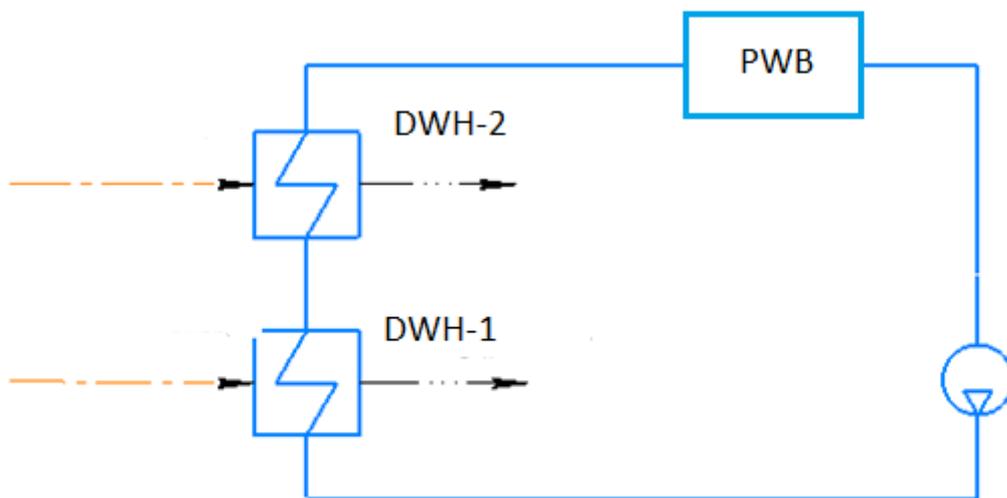


Figure A. 3 - Installation diagram for heating network water.

1.3 Regenerative heating system

The regenerative installation is intended for heating feed water with steam taken from the intermediate stages of the turbine. It consists of four low pressure heaters (LPH), two deaerators and three high pressure heaters.

On the lines of the condensate heating steam (CHS) LPH there are control valves. Depending on the load of the turbine, the condensate is drained individually or in cascade into the turbine condenser, or by the drain pumps DP LPH –1A or B, and DP LPH –1V — into the main condensate line (MCL) after LPH –2 and –3, respectively. Condensate from LPH –1 is discharged to the HPH –1 condensate collector through a water seal.

In high pressure heaters, feed water is heated after the deaeration plant. The water path of the heaters is under the full pressure of the feed pumps.

HPHs have tube sections consisting of steel tubes welded into prefabricated manifolds. Each HPH is equipped with protection sensors when the level of condensing heating steam (GGP) increases to I and II - the limit.

CGP drain from cascade heaters. At light loads on the turbine, condensate is drained from the HPH –5 to the turbine condenser. With increasing pressure in the HPH –5 to 9–9.5 kP/cm². KGP discharge is transferred to deaerators (HPH –1, 2).

The protective device of the HPH group consists of a combined valve at the inlet (inlet - bypass), a check valve at the outlet of the feed water from the heaters, two bypass pipelines and two electrically operated high-speed valves designed to turn on the servomotor of the combined valve (the time the valve enters the valve from the start of protection no more than 5 seconds).

With an increase in the level of CGP in the housing of any of the HPH, the protective device disconnects the entire group of HPH in the feed water, directing them through the bypass pipelines. At the same time, steam valves for HPH –5, -6, -7 are closed.

The main data on the regenerative selection of the turbine in nominal mode are summarized in Table A.2.

Table A.2 - Basic data on regenerative extraction of a turbine in nominal mode.

steam extracti on number	Name of heater	Steam Parameters at TG Rated Load			Stage turbines
		"P" kp/cm ²	t ⁰ C	F- steam for heating.	
1	HPH – 7	34,3	375	36,4	9
2	HPH – 6	23,2	325	36,4	11
3	HPH – 5; FD –1,2; Произв. Отбор	15	275	353+48	13
4	LPH – 4	5,4	183	32	16
5	LPH – 3	2,6	127	32,7	18
6	LPH – 2	1,5		8,4	20
7	LPH – 1	0,2			22

Table A.3 presents the data of heaters: type, heating surface and name of the heater.

Table A.3. - Data from the heaters of the regenerative installation

№	Name heater	Type heater	heating surface S= m ²
1	LPH – 1	LH – 350 – 16 – 7 – II	350
2	LPH – 2	LH – 350 – 16 – 7 – I	350
3	LPH – 3	LH – 400 – 26 – 8 – √	400
4	LPH – 4	LH – 400 – 26 – 8 – √	400
5	HPH – 5	HP – 760 – 230 – 14	675
6	HPH – 6	HP – 800 – 230 – 21	800
7	HPH – 7	HP – 800 – 230 – 32	800

Figure A.4 shows scheme of turbine installation.

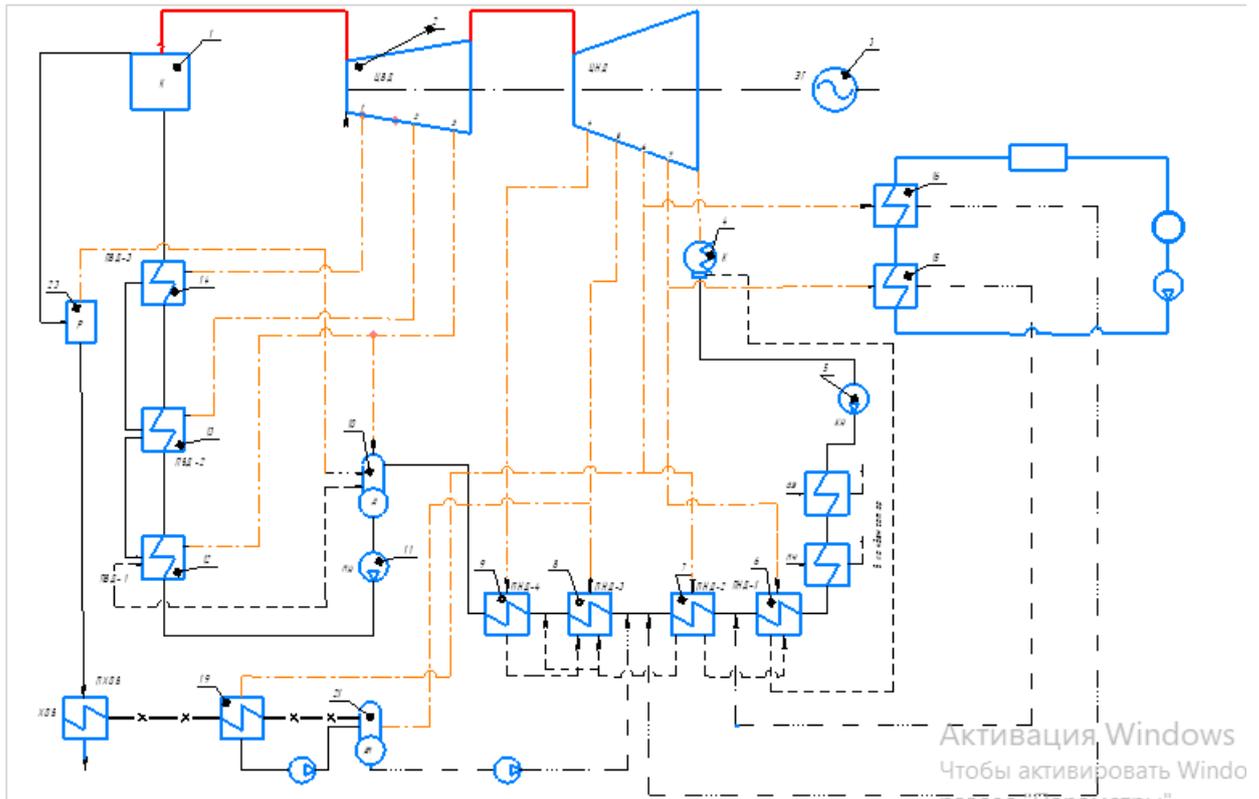


Figure A.4 - Scheme of turbine installation

1.4 Calculation of the heating of the turbine PT-140/165-130 / 15-3

Determination of water and steam consumption in heaters.

Defining heater parameters HPH - 3:

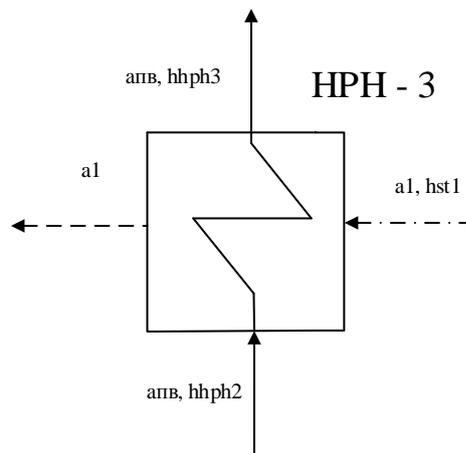


Figure A.5 - Scheme of water and steam flows PVD-3

The heat balance equation for PVD-3:

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_1') = \alpha_{fw} \cdot (h_{hph3} - h_{hph2}), \quad \text{A.1}$$

where α_1 - stage steam 1, h_1 - enthalpy of first steam extraction h'_1 - drainage enthalpy HPH-3, α_{fw} - feed water, h_{lph3} - enthalpy feed water for HPH-3, h_{lph2} - enthalpy feed water for HPH-2,

These are the equations of all heaters:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \alpha_1 \cdot (h_1 - h'_1) = \alpha_{fw} \cdot (h_{lph3} - h_{lph2}); \\
 \alpha_2 \cdot (h_2 - h'_2) + \alpha_1 \cdot (h'_1 - h'_2) = \alpha_{fw} \cdot (h_{lph2} - h_{lph1}); \\
 \alpha_3 \cdot (h_3 - h'_3) + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h'_2 - h'_3) = \alpha_{fw} \cdot (h_{lph1} - h_{fw}); \\
 \alpha_{fw} \cdot h_{fw} = \alpha_{mc} \cdot h_{lph4} + \alpha_\delta \cdot h_3 + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot h'_3; \\
 \alpha_{fw} = \alpha_{mc} + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) + \alpha_\delta \\
 \alpha_4 \cdot (h_4 - h'_4) = \alpha_{mc} \cdot (h_{lph4} - h_{mp1}); \\
 \alpha_6 \cdot h'_6 + \alpha_{mc} \cdot h_{lph3} = \alpha_{mc} \cdot h_{mp1}; \\
 \alpha_5 \cdot h_5 + \alpha_4 \cdot (h'_4 - h'_5) + \alpha_6 \cdot h'_6 = \alpha_{mc} \cdot (h_{lph2} - h_{mp1}); \\
 \alpha_{dwh2} \cdot h_{dwh2} + \alpha_6 \cdot h'_6 + \alpha_{mk} \cdot h_{lph2} = \alpha_{mc} \cdot h_{mp2}; \\
 \alpha_6 \cdot (h_6 - h'_6) + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h'_5 - h'_6) = \alpha_{mc} \cdot (h_{lph2} - h_{mp3}); \\
 \alpha_{dwh1} \cdot h_{dwh1} + \alpha_{mc} \cdot h_{lph1} = \alpha_{mc} \cdot h_{mp3}; \\
 \alpha_7 \cdot (h_7 - h'_7) = \alpha_\kappa \cdot (h_{lph1} - h_\kappa); \\
 \alpha_\kappa = \alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 + \alpha_{upl} + \alpha_{ut} + \alpha_e; \\
 \alpha_{mk} = \alpha_\kappa + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7.
 \end{array} \right. \quad \text{A.2}$$

Table A.4 - Parameters of the scheme of regenerative heating of feed water

№	Elements of the thermal circuit	Steam in a turbine		Steam in the heater	Steam Drainage		Feedwater, mains water, main condensate		
		$P_{\sigma\tau\delta}$	$h_{\sigma\tau\delta}$	P_{Π}	t_H	h'	$t_{\Pi B}$	$P_{\Pi B}$	$h_{\Pi B,OK,CB}$
		MPa	kJ / kg	MPa	°C	kJ / kg	°C	MPa	kJ / kg
1	HPH-3	3,36	3126,1	3,192	237,32	1024,8	232	22,6	1004,2

2	HPH-2	2,28	3079,8	2,166	216,45	927,28	209,8	22,6	904,78
3	HPH-1	1,47	2659,8	1,397	194,95	829,68	187,69	22,6	807,88
3	D	1,47	2659,8	0,7	165	697,1	165	0,7	697,1
4	LPH-4	0,53	2613,5	0,5	151,84	640,19	152,97	0,78	645,25
5	LPH -3	0,25	2518,86	0,238	125,8	528,5	127,06	0,78	534,21
6	LPH -2	0,147	2456,58	0,14	109,3	458,4	101,15	0,68	424,38
7	LPH -1	0,0196	2250,1	0,0186	58,5	244,87	75,24	0,68	315,5
8	C	0,0088	1942,15	0,0084	42,44	177,73	43,33	0,0088	180

Table A.5 – The result of the calculation of the system of equations

α_1	0,042
α_2	0,038
α_3	0,049
α_4	0,046
α_5	0,0068
α_6	0,013
α_7	0,052
α_0	0,023
α_{OK}	0,86
α_K	0,76
α_{IB}	0,879
h_{cm1}	540,96
h_{cm2}	482,7
h_{cm3}	391,78

Determination of steam and water consumption for withdrawals in the thermal circuit

Turbine consumption and withdrawals in the circuit in nominal mode:

$$D_0 = 770 \text{ t/h} = 213,89 \text{ kg/s};$$

A.3

$$D_{HPH3} = \alpha_1 \cdot D_0 = 0,042 \cdot 213,89 = 8,87 \text{ kg / s}; \quad \text{A.4}$$

$$D_{HPH2} = \alpha_2 \cdot D_0 = 0,038 \cdot 213,89 = 8,04 \text{ kg / s}; \quad \text{A.5}$$

$$D_{HPH1} = \alpha_3 \cdot D_0 = 0,049 \cdot 213,89 = 10,4 \text{ kg / s}; \quad \text{A.6}$$

$$D_D = \alpha_\delta \cdot D_0 = 0,023 \cdot 213,89 = 4,84 \text{ kg / s}; \quad \text{A.7}$$

$$D_{LPH4} = \alpha_4 \cdot D_0 = 0,046 \cdot 213,89 = 9,9 \text{ kg / s}; \quad \text{A.8}$$

$$D_{LPH3} = \alpha_5 \cdot D_0 = 0,0068 \cdot 213,89 = 1,44 \text{ kg / s}; \quad \text{A.8}$$

$$D_{LPH2} = \alpha_6 \cdot D_0 = 0,013 \cdot 213,89 = 2,76 \text{ kg / s}; \quad \text{A.9}$$

$$D_{LPH1} = \alpha_7 \cdot D_0 = 0,052 \cdot 213,89 = 11,15 \text{ kg / s}; \quad \text{A.10}$$

$$D_{DWH1} = \alpha_{dwh} \cdot D_0 = 0,144 \cdot 213,89 = 30,8 \text{ kg / s}; \quad \text{A.11}$$

$$D_{DWH2} = \alpha_{dwh2} \cdot D_0 = 0,154 \cdot 213,89 = 32,9 \text{ kg / s}; \quad \text{A.12}$$

Steam consumption in condenser in nominal mode:

$$D_k = D_0 - \sum D_{om\bar{o}} - D_{om\bar{o}.men\bar{n}} = 213,89 - (8,87 + 8,04 + 10,4 + 4,84 + 9,9 + 1,44 + 2,76 + 11,15) - 30,8 - 32,9 = 92,79 \text{ кг / с}. \quad \text{A.13}$$

Feedwater consumption in nominal mode:

$$D_{ne} = D_0 \cdot \alpha_{ne} = 213,89 \cdot 1,016 = 217,3 \text{ кг / с}, \quad \text{A.14}$$

Determination of technical and economic indicators of the turbine

The value of the specific work of 1 kg of steam going to the j-th turbine selection is determined by the formula:

$$H_j = h_0 - h_j, \text{ kJ/kg}; \quad \text{A.15}$$

$$H_1 = h_0 - h_1 = 3471,5 - 3126,1 = 345,4 \text{ kJ/kg}; \quad \text{A.16}$$

$$H_2 = h_0 - h_2 = 3471,15 - 3079,8 = 391,7 \text{ kJ/kg}; \quad \text{A.17}$$

$$H_3 = h_0 - h_3 = 3471,15 - 2659,8 = 811,7 \text{ kJ/kg}; \quad \text{A.18}$$

$$H_4 = h_0 - h_4 = 3471,15 - 2613,5 = 858 \text{ kJ/kg}; \quad \text{A.19}$$

$$H_5 = h_0 - h_5 = 3471,15 - 2518,86 = 952,6 \text{ kJ/kg}; \quad \text{A.21}$$

$$H_6 = h_0 - h_6 = 3471,15 - 2456,58 = 1015 \text{ kJ/kg}; \quad \text{A.22}$$

$$H_7 = h_0 - h_7 = 3471,15 - 2250,1 = 1221 \text{ kJ/kg}; \quad \text{A.23}$$

$$H_k = h_0 - h_k = 3471,15 - 1942,15 = 1529 \text{ kJ/kg}. \quad \text{A.24}$$

1.5 Calculation of technical and economic indicators

Turbine power in nominal mode:

$$\begin{aligned} N_3 &= (H_k \cdot D_k + \sum D_{от6j} \cdot H_j) \cdot \eta_{\text{мр}} - D_{от6\text{ПЦГ}2} \cdot H_6 - D_{от6\text{ПЦГ}1} \cdot H_7 = \\ &= (D_k \cdot H_k + D_1 \cdot H_1 + D_2 \cdot H_2 + D_3 \cdot H_3 + D_4 \cdot H_4 + D_5 \cdot H_5 + D_6 \cdot H_6 + \\ &+ D_7 \cdot H_7) \cdot \eta_{\text{мр}} = (92,79 \cdot 1942 + 8,87 \cdot 345,4 + 8,04 \cdot 391,7 + (10,4 + 4,84) \cdot 811,7 + \\ &+ 9,9 \cdot 858 + 1,44 \cdot 952,64 + 2,76 \cdot 1015 + 11,15 \cdot 1221) \cdot 0,97 - \\ &- 30,8 \cdot 1221 - 32,9 \cdot 1015 = 144,6 \text{ MW}; \end{aligned} \quad \text{A.25}$$

The necessary heat consumption for receiving 1 kg of steam:

$$q_0 = h_0 - h_{\text{пв}} = 3471,15 - 1004,2 = 2467 \text{ kJ / kg}; \quad \text{A.26}$$

Thermal power of the turbine unit:

$$\begin{aligned} Q_{1\text{к}} &= D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) = \\ &= 213,89 \cdot (3471,15 - 1004,2) = 527,7 \text{ MW}, \end{aligned} \quad \text{A.27}$$

где $D_0 = 213,89 \text{ kg/s}$ – steam consumption at the turbine inlet;

$h_0 = 3471,15 \text{ kJ / kg}$ – enthalpy of steam at the entrance to the turbine;

$h_{f\text{w}} = f(P_{f\text{w}}, t_{f\text{w}}) = 1004,2 \text{ kJ / kg}$ – enthalpy of feed water at the inlet to the boiler;

Hourly consumption of standard fuel for a turbine unit:

$$B = \frac{3600 \cdot Q_{\text{к}}}{\eta_{\text{ка}} Q_{\text{H}}^{\text{p}}} = \frac{3600 \cdot 527,7 \cdot 10^6}{29300 \cdot 0,9} = 72030 \text{ kg / h}, \quad \text{A.28}$$

где $\eta_{\text{ка}} = 0,9$ – Turbine efficiency;

Specific fuel consumption for the generation of 1 kW/h:

$$b = \frac{B}{N} = \frac{72030}{144600} = 0,498 \text{ kg} / (\text{kW} / \text{h}),$$

A.29

Conclusion

In the current project all assigned tasks have been solved. There is a description of the equipment and thermal circuit of Tomsk TPP-3. The analysis of the thermal circuit has been performed. Calculation of the thermal circuit of Tomsk TPP -3 has been performed. Installation of an additional high-pressure heater caused an increase in the temperature of the supply water. This is a decrease in fuel consumption. Reduction of specific fuel consumption for the generation of 1 kW of electricity has been achieved. However, this reduces the power of the turbine.

It is recommended to increase the amount of steam at the turbine inlet.

References

1. Boyko, E. A. Boiler plants and steam generators: a textbook. The allowance / E.A. Boyko, I.S. Dering, T.I. Okhorzina. - Krasnoyarsk: CPI KSTU, 2005. - 96 p. (in Russian)
2. Richter L.A. et al. Auxiliary equipment of thermal power plants: Textbook for universities / L. A. Richter, D. P. Elizarov, V. M. Lavygin. - M .: Energoatomizdat, 1987 .-- 216 p., Ill. (in Russian)
3. Instruction manual for the turbine unit PT - 140/160 - 130/15 - 3. (in Russian)
4. Instruction manual for the boiler unit BKZ-500. (in Russian)
5. Instruction manual for high-pressure heaters of Tomsk TPP-3. (in Russian)

Таблица Б1 – Вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Монтаж	Эксплуатация	
<p>Механические колебания твердых тел и их поверхности и характеризуются:</p> <p>1) повышенным уровнем общей вибрации;</p> <p>2) повышенным уровнем локальной вибрации;</p>	+	+	<p>СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.</p>
<p>Факторы связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризуются:</p> <p>1) повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума;</p>	-	+	<p>ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.,</p> <p>ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.</p> <p>СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.</p>
<p>опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги, а также электрического разряда живых организмов;</p>	+	+	<p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.</p> <p>ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</p>
<p>Опасные и вредные производственные факторы,</p>	+	+	<p>СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное</p>

<p>связанные со световой средой (некогерентными неионизирующими излучениями оптического диапазона электромагнитных полей) и характеризующиеся чрезмерными (аномальными относительно природных значений и спектра) характеристиками световой среды, затрудняющими безопасное ведение трудовой и производственной деятельности:</p> <p>1) отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;</p> <p>2) отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения;</p>			<p>освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.</p>
<p>действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;</p>	<p>+</p>	<p>-</p>	<p>ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.</p>