

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

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ПУТЕЙ РАСШИРЕНИЯ (реконструкции) ТОМСКОЙ ТЭЦ-3

УДК 621.311.22:697.34

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Бекмансуров Александр Викторович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	О.Ю. Ромашова	К.Т.Н., доцент		

**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>	
P1	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.
P2	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>	
P3	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
P4	Применять современные методы и средства практической инженерной деятельности для надежной и экономичной эксплуатации высокотехнологичного оборудования и технических систем ТЭС и АЭС
P5	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>	
P6	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>	
P7	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>	
Р8	Осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки
<i>Универсальные компетенции</i>	
Р9	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
Р10	Самостоятельно учиться, саморазвиваться, используя творческий потенциал; самореализовываться, непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
Р11	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»**

Инженерная школа энергетики

Специальность 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника: Тепловые и атомные
электрические станции

НОЦ И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
О.Ю. Ромашова

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ84	Бекмансурову Александру Викторовичу

Тема работы:

**АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ПУТЕЙ РАСШИРЕНИЯ (реконструкции)
ТОМСКОЙ ТЭЦ-3**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

06.05.2020, 127-27/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

27 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 работы является анализ возможных путей расширения Томской ТЭЦ-3.</p> <p>В качестве исходных данных принимается Томская ТЭЦ-3 АО «Томская генерация»</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none">1. Обзор основных показателей и характеристик станции;2. Обзор существующего оборудования;3. Рассмотрение топливного режима станции;

<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>	4. Анализ возможности расширения станции за счет энергоблока с турбиной Т-60/65-130-2М без строительства дополнительных котлов; 5. Анализ возможности расширения станции за счет энергоблока с турбиной Т-185/215-130-4М с двумя котлами Е-500-140; 6. Анализ возможности расширения станции за счет энергоблока ПГУ-450; 7. Социальная ответственность; 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 9. Заключение.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Компоновка главного корпуса с турбиной Т-60/65-130-2М; 2. Компоновка главного корпуса с турбиной Т-185/215-130-4М; 3. Компоновка главного корпуса ПГУ-450; 4. Тепловая схема Т-60/65-130-2М; 5. Тепловая схема Т-185/215-130-4М; 6. Тепловая схема ПГУ-450.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Л.Ю. Спицына, к.т.н, доцент ОСГН ШБИП ТПУ
Социальная ответственность	С.В. Романова, старший преподаватель ООД ШБИП ТПУ
Раздел на иностранном языке	Ю.И. Егорова, к.т.н, доцент ОИЯ ШБИП ТПУ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Вариант расширения за счет строительства энергоблока с турбиной Т-185/215-130-4М с двумя котлами Е-500-140 и подключением к тепломатриале №13	
Expansion option due to the construction of a power unit with a T-185/215-130-4M turbine with two E-500-140 boilers and connection to heating main №13	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.12.19
---	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		09.12.19

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Бекмансуров Александр Викторович		09.12.19

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

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ84	Бекмансурову Александру Викторовичу

Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 Тепловые и атомные станции

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Оклад руководителя – 28990 руб. Оклад студента – 1880 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Премиальный коэффициент 30%; Коэффициент доплат и надбавок 20%; Коэффициент дополнительной заработной платы 15%; Накладные расходы 80%; Районный коэффициент 30%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИТ</i>	- Анализ конкурентных технических решений; - SWOT – анализ
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Формирование плана и графика проекта:</i> - <i>определение структур работ;</i> - <i>определение трудоемкости работ;</i> - <i>разработка диаграммы Ганта.</i>
3. <i>Планирование процесса управления НИТ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Формирование бюджета затрат проекта:</i> - <i>материальные затраты;</i> - <i>заработная плата (основная и дополнительная);</i> - <i>отчисления на социальные цели;</i> - <i>накладные расходы;</i> - <i>амортизационные отчисления.</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	- Определение ресурсоэффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
1. Оценочная карта сравнения конкурентных решений 2. SWOT- анализ 3. График Ганта 4. Бюджет затрат проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.19
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Л.Ю.	к.э.н., доцент		02.03.19

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Бекмансуров А.В.		02.03.19

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ84	Бекмансурову Александру Викторовичу

Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 Тепловые и атомные станции

Тема ВКР:

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ПУТЕЙ РАСШИРЕНИЯ (РЕКОНСТРУКЦИИ) ТОМСКОЙ ТЭЦ-3	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочее место начальника смены котлотурбинного цеха при эксплуатации энергоблока
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. 	ГОСТ 12. 1.019 – 2017, ГОСТ 12.1.038 – 82, ГОСТ 12.1.030 – 81, ГОСТ 12.1.003- 2014, ГОСТ 12.2.032-78 и др. Федеральный закон “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности” от 28.12.2013 г. №123 Федеральный закон “О специальной оценке условий труда” от 28.12.2013 г. №426
2. Производственная безопасность:	Отклонение показателей микроклимата, превышение уровня шума, отсутствие или

<p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенный уровень вибрации, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Безопасность в ЧС</p> <p>предотвращение пожаров и взрывов, пожарная защита и взрывозащита.</p>

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	<p>02.03.19</p>
--	------------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Романова С.В.			02.03.19

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Бекмансуров А.В.		02.03.19

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация 155 с., 20 рис., 67 табл., 38 источников, 7 прил., 6 листов графического материала.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы следующие программные средства: Microsoft Office 2016, Mathcad 15, Компас 3D 19.

Ключевые слова: тепловая электростанция, расширение ТЭЦ, Томская ТЭЦ-3, проект строительства, объект капитального строительства.

Объектом исследования является сравнительный анализ проектных решений по расширению ТЭЦ-3 в г. Томск.

Цель работы – проанализировать возможные пути расширения Томской ТЭЦ-3.

В процессе анализа проводились расчеты и выбор основного и вспомогательного оборудования при использовании блочной компоновки ТЭЦ; расчет себестоимости тепловой и электрической энергии; расчет капитальных вложений, затрат и издержек на предлагаемый проект; анализ полученных данных.

В результате исследования были выявлены преимущества и недостатки различных вариантов расширения ТЭЦ-3 в г. Томск.

Список принятых сокращений

БОУ – блочная обессоливающая установка;

БРОУ – быстродействующая редуционно-охладительная установка;

БЩУ – блочный щит управления;

ГРС – газораспределительная станция;

ГТУ – газотурбинная установка;

ДПВ – деаэратор питательной воды;

КПД – коэффициент полезного действия;

КТЦ – котлотурбинный цех;

ПВ – питательная вода;

ПВД – подогреватель высокого давления;

ПГУ – парогазовая установка;

ПНД – подогреватель низкого давления;

ПТУ – паротурбинная установка;

РОУ – редуционно-охладительные установки;

ТМ – тепломагистраль

ТРУ – тепловой распределительный узел;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ЦВД – цилиндр высокого давления;

ЦНД – цилиндр низкого давления;

ЦСД – цилиндр среднего давления;

ХВО – химводоочистка;

ЭУ – эжектор уплотнений.

Оглавление

Введение.....	13
1 Основные показатели и характеристики существующего объекта.....	15
1.1 Общие сведения.....	15
1.2 Основные технико-экономические показатели существующего оборудования.....	16
2 Основное энергетическое оборудование Томской ТЭЦ-3.....	18
2.1 Котельное оборудование.....	18
2.2 Паротурбинная установка ПТ-140/165-130/15-3.....	21
2.3 Электрическая часть.....	22
3 Топливный режим станции.....	24
4 Варианты расширения (реконструкции) Томской ТЭЦ-3.....	25
4.1 Вариант расширения за счет строительства турбины Т-60/65-130-2М без установки дополнительных котлов.....	25
4.1.1 Теплофикационная паровая турбина Т-60/65-130-2М производства «Уральский Турбинный Завод» номинальной мощностью 60 МВт.....	26
4.1.2 Электрическая часть.....	28
4.1.3 Вспомогательное оборудование.....	29
4.2 Вариант расширения за счет строительства энергоблока с турбиной Т-185/215-130-4М с двумя котлами Е-500-140 и подключением к тепломагистрали №13.....	37
4.2.1 Технические характеристики паровой турбины Т-185/215-130-4М.....	37
4.2.2 Конструкция турбины.....	39
4.2.3 Тепловая схема.....	42
4.2.4 Генератор ТЗВ-220-2УЗ.....	43
4.2.5 Паровой котёл БКЗ-500-140-1.....	43
4.2.6 Тягодутьевая установка.....	45
4.2.7 Вспомогательное оборудование.....	46
4.2.8 Теплофикационная установка.....	48
4.2.9 Техническое водоснабжение.....	52
4.2.10 Вариант компоновки турбины и котла.....	53
4.3 Вариант расширения за счет строительства парогазовой установки ПГУ-450.....	55
4.3.1 Газотурбинная установка ГТЭ – 160.....	56
4.3.2 Котел – утилизатор типа П – 96 для газовой турбины ГТЭ-160.....	59
4.3.3 Паротурбинная установка Т–150–7,7.....	60
4.3.4 Вспомогательное оборудование.....	62
4.3.5 Тепловая схема.....	63
4.3.6 Дожимная компрессорная станция.....	67
4.3.7 Компоновка главного корпуса.....	67
4.4 Выводы по анализу вариантов расширения томской ТЭЦ-3.....	71
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	73
5.1 Оценка коммерческого и инновационного потенциала научно-технического исследования.....	73
5.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	73
5.1.2 SWOT – анализ.....	76
5.2 Планирование научно-технического проектирования.....	79

5.3 Бюджет проекта.....	80
5.3.1 Расчет материальных затрат на выполнение ВКР.....	80
5.3.2 Расчет заработной платы.....	81
5.3.3 Накладные расходы.....	84
5.3.4 Формирование бюджета затрат ВКР.....	84
5.4 Ресурсоэффективность.....	85
5.5 Технико-экономическая эффективность энергоблока ТЭЦ.....	86
6. Социальная ответственность.....	93
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	94
6.1.1 Основные организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	94
6.1.2 Социальное страхование работников.....	95
6.2 Производственная безопасность.....	96
6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	97
6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия производственных факторов, электробезопасность.....	104
6.3 Экологическая безопасность.....	106
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	107
Заключение.....	110
Список используемых источников.....	111
Приложение А.....	115
Приложение Б.....	117
Приложение В.....	120
Приложение Г.....	123
Приложение Д.....	130
Приложение Е.....	133
Приложение Ж.....	137
Графические материалы:	
ФЮРА. 31 1015.001 – Тепловая схема Т-60/65-130-2М;	
ФЮРА. 31 1019.002 – тепловая схема Т-185/215-130-4М	
ФЮРА. 31 1039.003 – Тепловая схема ПГУ-450;	
ФЮРА. 31 1000.004 – Компоновка главного с турбиной Т-60/65-130-2М	
ФЮРА. 31 1000.005 – Компоновка главного с турбиной Т-185/215-130-4М	
ФЮРА. 31 1000.006 – Компоновка главного ПГУ-450	

Введение

Человека XXI века трудно представить без современных благ цивилизации, к которым относится тепло и электроэнергия. С древности и по настоящее время основная деятельность человека направлена на получение источников природной энергии для освещения и обогрева жилища. Результатом этого стало разработка установок для производства электрической энергии, горячей воды и отопления.

В 1982 году постановлением Совета Министров СССР было предусмотрено начало подготовительного периода строительства ТЭЦ-3. В 1983 году началось строительство Томской ТЭЦ-3. Подрядчиком был выбран Химстрой.

Томская ТЭЦ-3 – тепловая электрическая станция в городе Томске, входящая в состав АО "Томская генерация". Станция расположена в северо-восточной части Томска, в непосредственной близости с Томским нефтехимическим комбинатом. Количество работников насчитывается около 350 человек. В состав энергоблока первой очереди входит дубль-блок, состоящий из одной турбины электрической мощностью 140 МВт и тепловой мощностью 780 Гкал/ч и два котлоагрегата.

Томская ТЭЦ-3 осуществляет теплоснабжение потребителей северного административного округа. ТЭЦ-3 проектировалась и строилась в 1970-х годах для покрытия электрических и тепловых нагрузок Северного промышленного узла, в первую очередь, Томского нефтехимического комбината (ТНХК) с большим объемом паровых нагрузок, а также для обеспечения теплом потребителей жилищно-коммунального сектора прилегающих районов г. Томска.

Проектом предусматривалось строительство ТЭЦ-3 в две очереди – первая очередь в составе паро-водогрейной котельной с котлами Е-160-24, БКЗ-500-140-1 и одного энергоблока с турбиной ПТ-140/165-130/15-3. Второй очередью предусматривалось расширение ТЭЦ-3 установкой пяти энергоблоков с турбинами Т-185/215-130. Позднее, в 2001 г. проект был скорректирован на установку ПГУ-450Т в качестве первого энергоблока второй очереди.

Корректировка была согласована Главгосэкспертизой России.

Первый энергоблок ТЭЦ-3 был введен в эксплуатацию в 1996 году. После

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

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

На сегодняшний день в Томске и Томской области существует дефицит как в тепловой энергии, так и в электроэнергии. В данной диссертации рассмотрим возможные варианты расширения Томской ТЭЦ-3.

1. Основные показатели и характеристики существующего объекта

1.1 Общие сведения

Площадка ТЭЦ-3 расположена с восточной стороны Томского химзавода, в 7 км от трассы Томск-Самусь, на правом берегу р. Киргизка, рельеф площадки ровный. Расстояние от города Томска до площадки составляет 15 км.

Климат района ТЭЦ-3 - континентальный, с сильными ветрами. Зима очень холодная и продолжительная с большим количеством осадков в виде снега, а лето наоборот жаркое.

Среднегодовая температура воздуха отрицательная - (-6°C). Самый холодный месяц - январь, средняя температура самого холодного месяца - (-19.2°C). Самый жаркий месяц-июль, средняя максимальная температура($+23.7^{\circ}\text{C}$). В течение всего года в районе г. Томска преобладают ветры южного (40%) и юго-западного направлений (17%). Максимальные скорости ветра наблюдаются обычно при господствующих направлениях ветра.

В юго-восточной части западной Сибири, куда относится г. Томск, характерной особенностью является наличие инверсий и изотермий. Наибольшую повторяемость имеют приземные инверсии, интенсивность их составляет $7-8^{\circ}\text{C}$. Повторяемость приземных инверсий наиболее устойчивых и мощных осенью, особенно зимой в ночные и утренние часы составляет 50 -52%, в вечерние часы осенью - 10 %, зимой- 31%. Весной и летом приземные инверсии наблюдаются, главным образом, ночью или утром.

На сегодняшний день Томская ТЭЦ-3 выдает тепловую энергию по тепломагистрале №12 в качестве горячего водоснабжения и отопления северного округа города Томска.

Томские ТЭЦ-3 и ТЭЦ-1 работают единым режимом снабжая город Томск тепловой энергией. На ТЭЦ-3 сетевая вода нагревается максимально за счет отборов пара из установленной на ней турбины ПТ-140/165-130-3 и идет по тепломагистрале №12 до ТЭЦ-1 где при необходимости вода догревается до

требуемых температур водогрейными котлами после чего поступает потребителю. Такой режим работы позволяет обеспечить низкие удельные расходы используемого природного газа на отпуск электрической и тепловой энергии. Установленная электрическая мощность ТЭЦ-3 в период 2010-2019 гг. оставалась неизменной – 140 МВт. Так же и установленная тепловая мощность оставалась неизменной – 780 Гкал/час.

Количество часов использования установленной электрической мощности находилось в пределах 5566–6547 ч, число часов использования установленной тепловой мощности находилось в пределах 2287–2696 ч.

Проектным топливом для ТЭЦ-3 является Березовский бурый уголь Канско-Ачинского месторождения. Фактически на ТЭЦ-3 сжигается природный газ, поступающий через ГРС-4 из магистрального газопровода «Парабель –Кузбасс». Заявленная калорийность газа составляет 8500 Ккал/нм³, фактическая – 8345 Ккал/нм³. В качестве резервного топлива на ТЭЦ создаются запасы топочного мазута М-100.

1.2 Основные технико-экономические показатели существующего оборудования

В таблице 1 представлены текущие технико-экономические показатели Томской ТЭЦ-3

Таблица 1. Текущие технико-экономические показатели станции.

Характеристики станции	Единицы измерения	Параметры
Установленная электрическая мощность	МВт	140
Установленная тепловая мощность	Гкал/час	780
Количество часов использования установленной электрической мощности	час	5500–6500

Продолжение таблицы 1

Годовая выработка электроэнергии	10 ⁶ кВт/ч	603,66
в том числе:		
-отпуск потребителям	10 ⁶ кВт/ч	525,64
-собственные нужды	10 ⁶ кВт/ч	78,02
Годовая выработка тепла	10 ³ Гкал	2114,8
в том числе:		
-отпуск потребителям	10 ³ Гкал	1330,9
-собственные нужды	10 ³ Гкал	95,09
Годовой расход натурального топлива	тыс.тнт	
Годовой расход условного топлива	тыс.тут	332,6
Удельные расходы условного топлива:		
-на отпуск электроэнергии	г ут/кВт ч	270,45
- на отпуск тепла	кг ут/Гкал	132,91

2 Основное энергетическое оборудование Томской ТЭЦ-3

2.1 Котельное оборудование.

Котлоагрегат Е-500-13,8-560БТ (БКЗ-500-140-1).

Котел паровой Е-500-13,8-560БТ (модель БКЗ-500-140-1) выполнен П-образной формы, с одним барабаном, с естественной циркуляцией, с вертикально расположенными водяными трубками, с мембранными экранами предназначен для получения пара высокого давления. Проектным топливом является Березовский бурый уголь Канско-Ачинского месторождения марки Б2. В действительности с разрешения производителя работают на природном газе. Резервным и растопочным топливом является мазут. Расчетные параметры работы для котлоагрегатов главного корпуса БКЗ-500-140-1 приведены в таблице 2:

Таблица 2 – Расчетные параметры котлоагрегата Е-500-13,8-560БТ (БКЗ-500-140-1) [1]

Параметры	Значения
Производительность котла, т/ч	500
Давление пара в барабане, МПа (кгс/см ²)	15,9 (162)
Давление перегретого пара, МПа (кгс/см ²)	13,8 (140)
Температура перегретого пара, °С	560
Температура питательной воды, °С	230

Предусмотренные заводом давление и температура снижены с разрешения производителя для надежности и стабильности работы котлоагрегатов. Давление пара снижено со 140 до 130 кгс/см², а температура с 560 до 550°С.

Для подачи воздуха и отсоса дымовых газов используются тягодутьевые механизмы, параметры которых приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры тягодутьевых механизмов котлоагрегата Е-500-13,8-560БТ (БКЗ-500-140-1) [2]

Параметры	Значения
Дутьевые вентиляторы	
Тип насоса	ВДН-26-11
Производительность насоса, м ³ /час	222000
Полезный напор, мм. вод.ст.	308
Тип электрического двигателя (ЭД)	ДАЗО 630
Мощность ЭД, кВт	630
Число оборотов ЭД, об/мин	750
Напряжение, кВ	6
Дымососы	
Тип насоса	ДН-26х2-0,62
Производительность насоса, м ³ /час	515000
Полезный напор, мм. вод.ст.	364
Тип электрического двигателя	ДАЗО-400
Мощность ЭД, кВт	400
Число оборотов ЭД, об/мин	600
Напряжение, кВ	6
Дымосос рециркуляции	
Тип насоса	ДН-17
Производительность насоса, м ³ /час	61000
Полезный напор, мм вод.ст.	347
Тип электрического двигателя	ДАЗО-400У4
Мощность ЭД, кВт	500
Число оборотов ЭД, об/мин	1484
Напряжение, кВ	6

Котлоагрегаты пиковой водогрейной котельной ПВК Е-160-2,4БТ

Паровой котел Е-160-2,4БТ выполнен П-образной формы, с естественной циркуляцией, с вертикально расположенными водяными трубками предназначен для получения, перегретого пара при сжигании Березовского бурого угля Канско-

Ачинского месторождения мирки Б2. По согласованию с производителем работают на природном газе Томских месторождений. Резервным и растопочным топливом является мазут. Параметры котельного агрегата приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры котельного агрегата Е-160-2,4-БТ [1]

Параметры	Значения
Производительность котла, т/ч	160
Давление пара в барабане, МПа (кгс/см ²)	3,14 (32)
Давление перегретого пара, МПа (кгс/см ²)	2,35 (24)
Температура перегретого пара, °С	250
Температура питательной воды, °С	104

Котлоагрегаты №1 и №2 изготовлены г. Таганрог, а котлоагрегаты №3, №4 и №5 в г. Барнаул.

Для подачи воздуха и отсоса дымовых газов используются тягодутьевые механизмы, параметры которых приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики тягодутьевых агрегатов котлов ПВК [2]

Параметры	Значения
Дутьевые вентиляторы	
Тип насоса	ВДН-20
Производительность насоса, м ³ /ч	21500
Полезный напор, мм. вод.ст.	480
Тип электрического двигателя	
Мощность ЭД, кВт	
Число оборотов ЭД, об/мин	1000
Напряжение, кВ	6
Дымососы	
Тип	ДН-24х2-0,62
Производительность, м ³ /ч	250000/300000

Продолжение таблицы 5

Полезный напор, мм. вод. ст.	390
Тип электрического двигателя	
Мощность ЭД, кВт	
Число оборотов ЭД, об/мин	740
Напряжение, кВ	6

2.2 Паротурбинная установка ПТ-140/165-130/15-3

На Томской ТЭЦ-3 установлена одна единственная паровая теплофикационная турбина ПТ-140/165-130/15-3, с двумя отопительными отборами пара, также имеется и один производственный отбор пара. Она обеспечивает работу турбогенератора типа ТВВ-160-2ЕУЗ мощностью 165 МВт и выдачи тепла для обеспечения потребителей горячей водой и отоплением, а также для производственных целей. В таблице 6 приведены параметры турбины ПТ-140/165.

Таблица 6 – Параметры турбины ПТ-140/165-130/15-3 [3]

Параметры	Значения
Установленная мощность, МВт	140
Максимальный расход свежего пара на турбину, т/ч;	780
Суммарная теплопроизводительность отборов турбины, Гкал/ч;	310
Давление свежего пара, кгс/см ² ;	120
Температура свежего пара, °С;	545
Давление в регулируемых отопительных отборах:	
в верхнем отопительном отборе, кгс/см ² ;	0,4 ÷ 1,5
в нижнем отопительном отборе, кгс/см ² ;	0,6 ÷ 0,2

Система регенерации, как и у многих турбин состоит из трех подогревателей высокого давления и четырех подогревателей низкого давления. Особенностью является то что у нее установлены два деаэратора.

2.3 Электрическая часть

На томской ТЭЦ-3 электрические мощности выдаются через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 110кВ 4 линии электропередач и 220кВ 3 линии электропередач.

Главная электрическая схема электростанции включает в себя открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 110 кВ и 220 кВ, генераторы и силовые трансформаторы. А к схеме собственных нужд относятся трансформаторы 6 кВ и закрытые распределительные устройства 6 и 0,4 кВ. открытые распределительные устройства 110 и 220 кВ связаны между собой трансформаторами связи АТ-1 и АТ-2. От генератора электрическая мощность выдается на ОРУ-110 кВ через блочный трансформатор.

Турбогенератор ТГ-1, синхронный трехфазный типа ТВВ-160-2ЕУЗ с непосредственным охлаждением обмотки статора дистиллированной водой, непосредственным охлаждением обмотки ротора и косвенным охлаждением активной стали статора водородом, заключенным внутри газонепроницаемого корпуса. Турбогенератор соединен непосредственно с паровой турбиной необходим для производства электрической энергии в длительном номинальном режиме работы в закрытом помещении на электростанции.

Таблица 7 – Основные технические данные и характеристики турбогенератора ТВВ-160-2ЕУЗ [4]

Параметры	Значения
Полная мощность генератора, кВА	188200
Активная мощность генератора, кВт	160000
Напряжение статора, кВ	18
Ток статора, А	6040

Продолжение таблицы 7

Коэффициент мощности φ	0,85
Температура охлаждающей среды, °С	40
Давление водорода избыточное, кПа (кгс/см ²)	294(3,0)
Напряжение возбуждения, В	370
Ток возбуждения, А	2240
Частота , Гц	50
Частота вращения, об/мин	3000
Соединение обмотки статора	звезда

3 Топливный режим станции

В качестве основного топлива для рассматриваемых вариантов расширения ТЭЦ-3 предлагается использование газа Томских месторождений поступающий на станцию через ГРС-4 от магистрального газопровода Парабель-Кузбасс.

В таблице 8 представлена характеристика природного газа Томских месторождений, используемый в настоящее время для котлов Томской ТЭЦ-3 на основании данных ООО «Томсктрансгаз». Более подробно представлена в приложении А.

Таблица 8 – Характеристика природного газа

Марка	Состав											
	Метан, %	Этан, %	Пропан, %	Изобутан, %	Бутан, %	Изопентан, %	Пентан, %	Гексан, %	N ₂ , %	CO ₂ , %	He, %	ρ, кг/м ³
C1	91,44	3,86	1,50	0,263	0,309	0,0382	0,052	0,0235	1,71	0,81	0,0149	0,7393

$$Q_H^p = \sum_1^n Q_i \cdot C_i = 8345 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3} = 34,94 \frac{\text{Мдж}}{\text{м}^3};$$

где Q_i – низшая теплота сгорания газа i – го компонента газа;
 C_i – доля i – го компонента в газе.

Расчет расходов топлива станции для различных вариантов расширения осуществлен в приложениях Б, В, Г.

4 Варианты расширения (реконструкции) Томской ТЭЦ-3

4.1 Вариант расширения за счет строительства турбины Т-60/65-130-2М без установки дополнительных котлов

Для данного варианта расширения имеется необходимость задействовать резерв по свежему пару, имеющейся на ТЭЦ-3 у котлоагрегатов БКЗ-500-140-№1А и №1Б, который согласовал завод-изготовитель. Получение дополнительного количества пара достигается увеличением их паропроизводительности до максимальной в размере 550 тонн в час.

Для работы уже установленной турбины пара необходимо в объеме 780 т/ч. В итоге оба котла будут вырабатывать 1100 т/ч. Показатели выработки и резерва пара сведены в таблицу 9. Излишки произведенного пара и предлагается направить на вновь вводимую турбину.

Таблица 9 – Показатели выработки свежего пара

Номинальный расход свежего пара на турбину ПТ-140/165, т/ч	Номинальная паропроизводительность котлоагрегатов БКЗ-500-140 (2шт), т/ч	Максимальная паропроизводительность котлоагрегатов БКЗ-500-140 (2шт), т/ч	Резерв свежего пара при номинальной паропроизводительности котлоагрегатов, т/ч	Резерв свежего пара при максимальной паропроизводительности котлоагрегатов, т/ч
780	1000	1100	220	320

Были рассмотрены турбоагрегаты, у которых расход свежего пара близкий к требуемому, с соответствующими давлением и температурой, а также имеющие в своем составе теплофикационные отборы.

Из многочисленного парка турбин, выпускаемых в РФ, выбор был остановлен на турбоагрегате типа Т-60/65-130-2М, производства ЗАО «Уральский турбинный завод». Параметры выбранной турбины приведены в таблице 10. Ее продольный разрез на рисунке 1, 2.

**4.1.1 Теплофикационная паровая турбина Т-60/65-130-2М
производства «Уральский Турбинный Завод»
номинальной мощностью 60 МВт.**

В таблице 10 приведены параметры выбранной ранее турбины Т-60/65-13-2М

Таблица 10 – Параметры выбранной турбины Т-60/65-130-2 [5]

Параметры	Значение
Мощность турбины, МВт:	60
Номинальная	65
Максимальная	65
В конденсационном режиме	
Частота вращения ротора турбины, об/мин	3000
Расход пара, т/ч:	280
Номинальный	320
Максимальный	
Параметры пара:	130 (12,8)
Давление, кгс/см ²	555
Температура, °С	
Отопительная тепловая нагрузка Гкал/ч:	100
Номинальная	105
Максимальная	
Пределы изменения давления в регулируемых отопительных отборах, кгс/см ²	
В верхнем	0,6-2,5
В нижнем	0,5-2,0
Длина рабочей лопатки последней ступени, мм	550
Число ступеней:	9
ЦВД	16
ЦНД	
Расчетная температура охлаждающей воды, °С	20
Расчетный расход охлаждающей воды, м ³ /ч	8000
Структура системы регенерации	3ПВД+Д +4ПНД
Расчетная температура питательной воды, °С	232

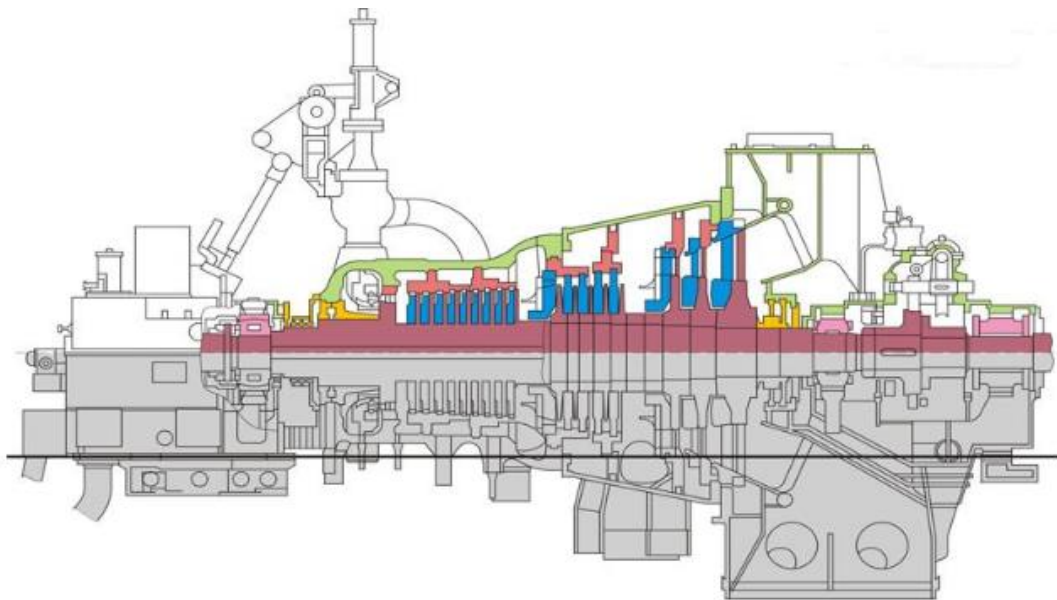


Рисунок 1 – Продольный разрез турбоагрегата типа Т-60/65-130-2М

Теплофикационная турбина Т-60/65-130 предназначена для привода генератора с частотой вращения ротора 50 Гц и обеспечения горячей водой и теплом потребителей.

Турбина представляет собой одновалый агрегат на цельном валу которого располагаются два цилиндра. Цилиндр низкого давления состоящий из 16 ступеней, первые 7 дисков которого едины с валом, остальные диски насаживаются и закрепляются шпонками. Для подогрева сетевой воды, которая поступает потребителю у турбины Т-60/65-130 имеются верхний и нижний отопительные отбора пара которые расположены в ЦНД. давление пара в отопительных отборах поддерживается регулирующей диафрагмой, расположенной за соответствующими ступенями. Цилиндр высокого давления состоит из 9 ступеней одна из которых регулирующая, остальные ступени давления [5].

Лопатка последней ступени турбины Т-60/625-130-2 длиной 550 мм. Расчетная температура охлаждающей воды 20 градусов Цельсия. Ротор турбины соединен с ротором генератора жесткими полумуфтами. Лопатки

турбины спроектированы так чтобы она работала при необходимой частоте вращения 3000 оборотов в минуту.

Таблица 11 – Основные габаритные и другие параметры компоновки турбины

Турбоагрегат (турбина и генератор)	Габариты ячейки в плане, м		Высотные отметки, м		Масса наиболее тяжелого оборудования, т	
	Длина турбины с учетом выемки ротора генерато ра	Ширина	Пол подвала	Пол машин- ного помещения	При эксплуатации	При монтаже
					Верхняя половина ЦНД	Статор генератора
T-60/65-130	31,5	20	-	+11,00	26	78

В комплект с турбиной предусматривается два сетевых подогревателя ПСГ-1300 с расходом сетевой воды 3000 м³/ч и конденсатор К-3100 с расходом охлаждающей воды 8000 м³/ч.

4.1.2 Электрическая часть

Для производства электрической энергии совместно с паровой турбиной Т-60/65-130 рассматривается использование турбогенератор ТФ-63-2УЗ, который производится на заводе НПО «ЭЛСИБ». Его технические характеристики и параметры приведены в таблице 12.

Для выдачи электрической мощности необходима установка блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд. От Блочного трансформатора линиями электропередач идет связь с существующим открытым распределительным устройством ОРУ-110 кВ, а от трансформатора собственных нужд шинами к секциям распределительных устройств собственных нужд РУСН-6. Связь генератора с блочным трансформатором осуществляется посредством соединения экранированными токопроводами.

Таблица 12 – Параметры генератора ТФ-63-2УЗ [6]

Наименование параметра	Величина
Тип турбогенератора	ТФ-63-2УЗ
Номинальная активная мощность, МВт	63
Полная мощность, МВА	78,75
Максимальная длительно-допустимая мощность, МВт	75,6
Напряжение, В	10500
Ток статора, А	4330
Коэффициент мощности, о.е.	0,8
Частота вращения, об/мин	3000
Частота, Гц	50
Отношение короткого замыкания, о.е.	0,51
Статическая перегружаемость, о.е.	1,8
Коэффициент полезного действия, %	98,2
Соединение фаз	"двойная звезда"
Температура охлаждающей воды на входе в воздухоохладители, °С	32
Температура охлаждающего воздуха на входе в генератор, °С	40
Расход охлаждающей воды через воздухоохладители, м ³ /ч	200
Масса, т - общая - статора - ротора	134,0 / 29,0 / 82,0

4.1.3 Вспомогательное оборудование

4.1.3.1 Питательные насосы

На Томской ТЭЦ-3 при строительстве первой очереди было установлено три питательных насоса общей производительностью 1740 м³/ч по 580 м³/ч каждый. Согласно ВНТП-81 [7], производительность питательных насосов определяется максимальными расходами питательной воды на питание котлов с запасом не менее 5%. Для установленных котлоагрегатов требуется 1050 м³/ч с учетом запаса, с чем справятся два насоса. В таком случае если выйдет из строя один насос, то резервный сможет обеспечить максимальную папропроизводительность существующих энергетических котлов. Поэтому, монтаж дополнительных питательных насосов не предусматривается. Основные характеристики насоса приведены в таблице 13, согласно заводу-изготовителю.

Таблица 13 – Характеристики насоса ПЭ-580-195 [8]

Подача, м ³ /ч	580
Напор, м	2150

Продолжение таблицы 13

Допустимый кавитационный запас, м	9
Давление насоса, МПа	19,6
Давление на входе, МПа	0,98
Потребляемая мощность, кВт	4000
КПД, %	75
Масса, кг	10590

4.1.3.2 Сетевая установка

На Томской ТЭЦ-3 при строительстве первой очереди было смонтировано по 5 сетевых насосов первого и второго подъема общей циркуляцией 12500 т/ч по 2500 т/ч каждый Согласно ВНТП-81 [7], при установке четырех рабочих сетевых насосов и более резервные насосы не устанавливаются. Производительности существующих сетевых насосов достаточно для покрытия сетевых нагрузок обеих турбин, следовательно, в установке дополнительных сетевых насосов нет необходимости. Основные характеристики насосов приведены в таблице 14 и 15, согласно заводу-изготовителю.

Таблица 14 – Характеристики насоса СЭ-2500-60-11 [8]

Подача, м ³ /ч	2500
Напор, м	60
Допустимый кавитационный запас, м	10
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	630
КПД, %	82

Таблица 15 – Характеристики насоса СЭ 2500-180-10 [8]

Подача, м ³ /ч	2500
Напор, м	180
Допустимый кавитационный запас, м	7,5
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	1600
КПД, %	80

4.1.3.3 Деаэратор

Для существующих энергетических котлов по проекту первой очереди было установлено два атмосферных деаэратора повышенного типа ДП-500 общей производительностью 1000 т/ч и общим полезным объемом 200м³ по 500 т/ч и объемом бака – 100 м³ каждый. Согласно ВНТП-81 [7], суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу. Суммарный расход составляет 1000 т/ч. Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу не блочных электростанций - 7 минут, что с установкой турбины Т-60/65-130 расход составляет 1080 т/ч, а запас 126 т. Необходимые требования соблюдаются поэтому установка еще одного деаэратора не требуется.

Таблица 16 – Характеристики деаэратора ДП-500/100 [9]

Производительность номинальная, т/ч	500
Давление рабочее абсолютное, МПа (кгс/см ²)	0,69 (7,0)
Колонка	КДП-500 вертикальная
Количество колонок	1
Диаметр колонки, мм	2000
Емкость бака полезная, м ³	100
Длина деаэратора (бака), мм	13500
Высота деаэратора, мм	7070
Масса, кг	27800
Масса деаэратора с водой, кг	154300

4.1.3.4 Система технического водоснабжения

По данным завода-изготовителя турбины Т-60/65-130 расход воды через конденсатор К-3100 равен 8000 м³/ч.

При строительстве новой турбины Т-60/65-130 с проектным расходом воды на охлаждение 8000 м³/ч, в сумме с существующей турбиной ПТ-140/165-130/15-3 и ее расходом охлаждающей воды 13500 м³/ч общий расход технической воды составляет 21500 м³/ч. Установленные при строительстве первой очереди циркуляционные насосы общей производительностью 58400 м³/ч и проложенные ранее водоводы имеют возможность для пропуска необходимого объема технической охлаждающей воды. Башенная градирня с совокупности с брызгальными бассейнами также способны пропустить для охлаждения данный объем воды. Их производительность в сумме составляет 44200 м³/ч.

Исходя из этого и согласно ВНТП-81 [7] при оборотных системах водоснабжения с градирнями устанавливается не менее двух градирен, а при комбинированных системах водоснабжения допускается установка одной градирни [7]. Поэтому при установке новой турбины можно сделать вывод что строительство дополнительного оборудования системы технического водоснабжения не требуется.

4.1.3.5 Тепловая схема

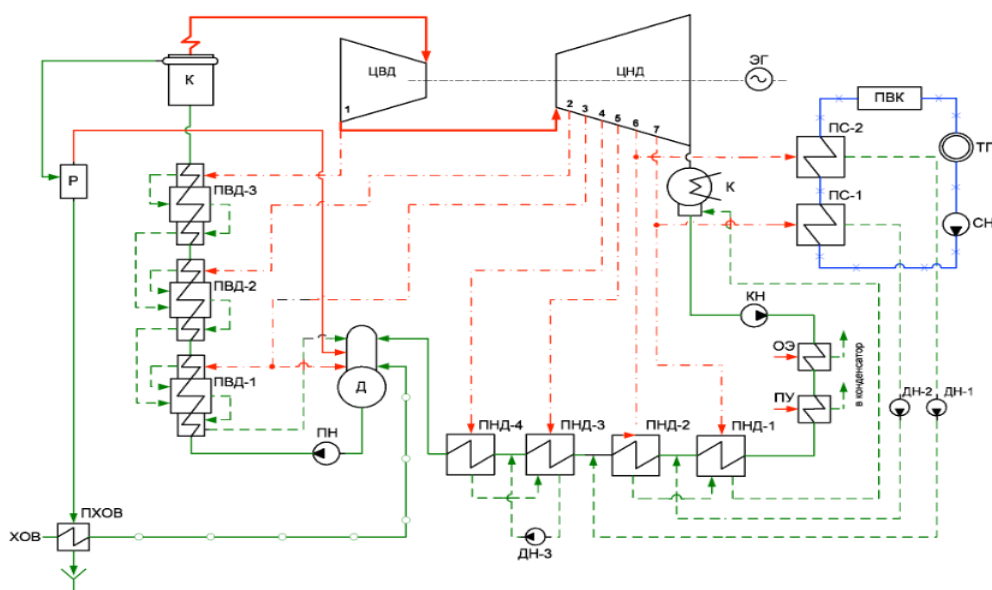


Рисунок 2 – Принципиальная тепловая схема турбины Т-60/65-130-2М

Перегретый пар от котла поступает в цилиндр высокого давления, где расширяется и совершает работу. Далее пар подается направляется в ЦНД, после которого поступает в конденсатор, где конденсируется. Далее основной конденсат поступает в тракт регенерации. Система регенерации состоит из восьми ступеней подогрева конденсата (питательной воды), и включает: 4 ПНД поверхностного типа, деаэратор и 3 ПВД также поверхностного типа. После конденсатных насосов конденсат через охладители направляется в ПНД 1, от основного эжектора и эжектора концевых уплотнений. Затем последовательно в ПНД-2, ПНД-3, ПНД-4. После подогревателей низкого направляется в деаэратор. Затем питательными насосами по тракту питательной воды деаэрированная вода направляется в группу ПВД. Группа ПВД выполнена из трех последовательно включенных подогревателей со встроенными охладителями пара и дренажа. Применена система каскадного слива дренажа греющего пара ПВД в деаэратор.

В схеме турбоустановки предусмотрен ступенчатый подогрев сетевой воды в сетевых подогревателях ПСГ-1 и ПСГ-2. Также предусматривается установка пиковых водогрейных котлов для подогрева сетевой воды до 150 °С.

Предусмотрена система подпитки сетевой воды.

Для утилизации теплоты воды непрерывной продувки применена система, состоящая из расширителей продувки первой и второй ступени, а также теплообменника, подогревающего добавочную воду. Также на схеме показана система периодической продувки.

В схеме предусмотрены БРОУ для сброса пара из котла в конденсатор при пусковых, переменных режимах либо при аварийном отключении турбины, РОУ двух давлений (1,6 и 0,7 МПа) для подачи пара на собственные нужды в общестанционный коллектор и подачи пара в уравнительную линию деаэраторов соответственно.

4.1.3.6 Выводы и варианты компоновки ГК

Таблица 17 – Сравнение ТЭП до и после расширения

Технико-экономические показатели Томской ТЭЦ-3 при различном составе работающего оборудования, его номинальных параметрах и средней температуры наружного воздуха за отопительный период			
Показатель	Размерность	Состав основного оборудования	
		ПТ-140/165	ПТ-140/165 + Т-60/65
Вырабатываемая мощность, Nэ	МВт	140	203
в т.ч. по дополнительному оборудованию		-	63
Тепловая нагрузка, Qт	Гкал/ч	310	410
Расход топлива, В _т	тыс.н.м ³ /ч	59	81
Расход свежего пара, Dо	т/ч	780	1062
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, бээ	г.у.т./кВт·ч	270	257
Удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии, втэ	кг.у.т./Гкал	133,2	131,7

К несомненным преимуществам установки турбоагрегата Т-60/65 помимо улучшения ТЭП, необходимо отнести следующее :

-возможность компоновки турбины в существующем здании турбинного отделения;

-наличие магистральных циркуловодов и циркуляционных насосов, производительность которых обеспечит необходимое количество охлаждающей воды на обе турбины;

-небольшой объем работ по демонтажу существующего оборудования;

-техническая возможность выдачи электрической мощности и ее потребления на собственные нужды турбины.

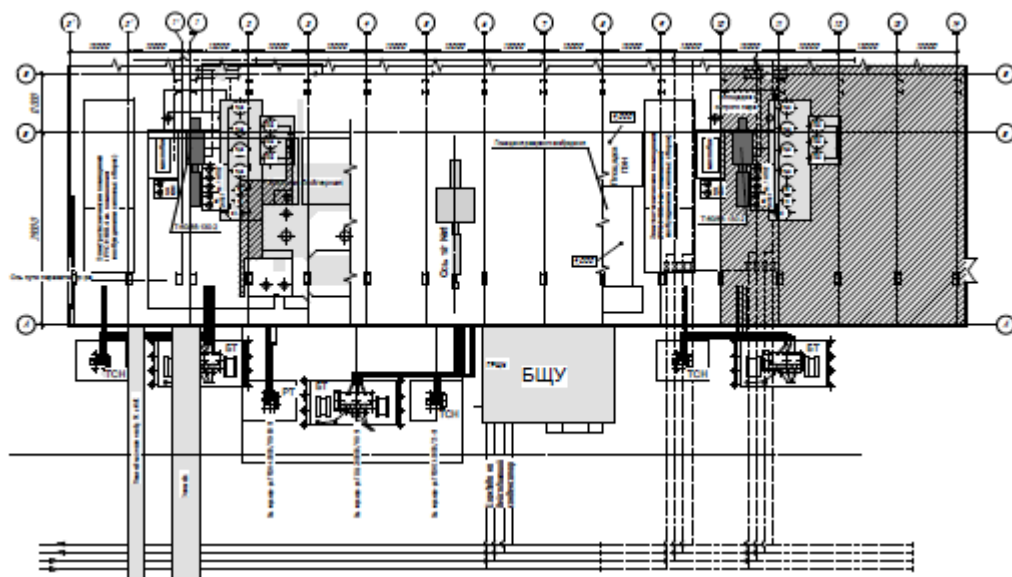


Рисунок 3 – Варианты размещения турбоустановки

Вариант установки турбины со стороны постоянного торца главного корпуса ТЭЦ-3

При размещении турбины со стороны постоянного торца необходимо произвести: перемонтаж балансировочного станка на ось 9 (часторегулирующий привод), перетрассировка трубопроводов блочной бойлерной и бойлерной собственных нужд, монтаж трубопроводов острого пара, монтаж трубопроводов сетевой воды, обвязка сетевых подогревателей, монтаж ответвления водовода внавь водимой турбины. Со стороны постоянного торца от турбины произвести монтаж блоков системы возбуждения, кабельных полуэтажей распределительных устройств собственных нужд.

Вариант установки турбины со стороны временного торца главного корпуса ТЭЦ-3

При размещении турбины со стороны временного торца необходимо расширить существующий машинный зал главного корпуса, а также бункерно-деаэрационное отделение на 4 оси. При этом необходимо сохранить

все отметки по высоте на 4 оси. Расположение турбины принимается поперечным. Длина турбины с выемкой ротора генератора позволяет такое расположение в пролете равном 39 м. В ширину турбоагрегат со вспомогательным оборудованием и системой регенерации занимает 24 м. 2 оси со стороны вновь образовавшегося временного торца отдаются под ремонтную площадку, с другой стороны в 2 осях смонтируются блоки систем возбуждения кабельные этажи и распределительные устройства собственных нужд. Подкрановые пути мостовых кранов необходимо удлинить для возможности выполнения ремонтов оборудования. Также необходимо сделать ответвление и удлинить существующие водоводы до вновь вводимой турбины.

4.2 Вариант расширения за счет строительства энергоблока с турбиной Т-185/215-130-4М с двумя котлами Е-500-140 и подключением к тепломагистрали №13

4.2.1 Технические характеристики паровой турбины Т-185/215-130-4М

В состав энергоблока входят котлоагрегаты БКЗ-500-140 в количестве 2шт., турбоагрегат Т-185/215-130-4М и турбогенератор ТЗВ-220-2УЗ.

Баланс пара от котлов составит 1000 т/ч при требуемой максимальной паровой нагрузке на турбину 810 т/ч.

Из многочисленного парка турбин, выпускаемых в Российской Федерации, выбор был остановлен на турбоагрегате типа Т-185/215-130-4М, производства ЗАО «Уральский турбинный завод» как наиболее соответствующий требуемым параметрам рабочей среды (расход, давление, температура пара). Турбина теплофикационная служит для вращения генератора переменного тока, а также для снабжения паром необходимого для нужд горячего водоснабжения и отопления. В таблице 18 приведены характеристики выбранной паровой турбины.

Таблица 18 – Технические характеристики Т-185/215-130-4М [10]

Мощность турбины:	
Номинальная, МВт	185
В конденсационном режиме, МВт	215
Расход пара:	
Номинальный, т/ч	785
Максимальный, т/ч	810
В максимальном конденсационном режиме, т/ч	789
Параметры пара:	
Давление, кг/см ² (МПа)	130 (12,8)
Температура, °С	555
Параметры пара на входе в конденсатор:	
Давление, кг/см ²	0,058
Температура, °С	130
Пропуск пара в конденсатор:	
в теплофикационном режиме, кг/с (т/ч)	8,3 (30)
в конденсационном режиме, кг/с (т/ч)	128 (461)
Отопительная тепловая нагрузка:	
номинальная, Гкал/ч (МВт)	280 (326)
максимальная, Гкал/ч (МВт)	290 (337)
Расчетная температура охлаждающей воды, °С	27
Расчетный расход охлаждающей воды, м ³ /ч	27000

Параметры отборов представлены в таблице 19

Таблица 19 – Параметры отборов турбины [10]

Номер отбора	Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
		Давление, МПа	Температура, °С	
I	ПВД №7	4,11	386	31,8
II	ПВД №6	2,72	333	50,3
III	ПВД №5	1,26	447	5,2
III	<u>Деаэратор</u>	1,26	447	18,1
IV	ПНД №4	0,646	381	27,1
V	ПНД №3	0,256	267	20,6
VI	ПНД №2	0,098	168	7,3
VII	ПНД №1	0,049	114	1,3

Отопительные отборы имеют следующие пределы регулирования давления: верхний 0,06 – 0,25 МПа, нижний 0,05 – 0,02 МПа.

Теплофикационная турбина Т-185/215-130 предназначена для привода генератора с частотой вращения ротора 50 Гц и обеспечения горячей водой и теплом потребителей. А также для отпуска пара на производство из ограниченных производственных отборов пара.

Для подогрева сетевой воды, которая поступает потребителю у турбины Т-185/215-130-4 имеются верхний и нижний отопительные отбора пара. Температура сетевой воды поддерживается автоматической системой регулирования. При поочередном подогреве из двух отопительных отборов за верхней ступенью подогрева ПСГ-2. А при подогреве только из нижнего отбора автоматической системой регулирования за нижней ступенью подогрева ПСГ-1. Большой подогрев сетевой воды происходит при ступенчатом подогреве за сетевым подогревателем ПСГ-2, температура которой достигает 125 градусов Цельсия. Так как цилиндр низкого давления у

турбины Т-185/215-130-4 двухпоточный то давление пара в отопительных отборах поддерживается в каждом потоке регулирующими диафрагмами.

4.2.2 Конструкция турбины.

Турбина представляет собой одновалный агрегат на цельном валу которого располагаются три цилиндра. Цилиндр высокого давления (ЦВД) изготовлен противоточным имеет 2 корпуса, идентичен с ЦВД турбины ПТ-140/165-130/15. В правом потоке, направленном в сторону генератора, шесть ступеней правого вращения, а в левом потоке, направленном в сторону переднего подшипника, расположены регулирующая ступень и шесть ступеней левого вращения. Все диски ротора цилиндра высокого давления объединены с валом. Цилиндр среднего давления (ЦСД) имеет девять ступеней давления. Первые четыре диска ротора цилиндра среднего давления едины с валом, остальные пять – насаживаются [11].

Цилиндр низкого давления (ЦНД) двухпоточный, имеет по 2 ступени правого и левого вращения. В каждом потоке - одна ступень регулирующая, другие ступени давления. Все диски ротора ЦНД насаживаются. Ступени ЦНД унифицированы с соответствующими ступенями турбины ПТ-140/165-130/15 [11].

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте вращения ротора турбины 50 с-1, что соответствует частоте сети электрического тока 50 Гц,

Конструкция и материал дисков и лопаточного аппарата, работающих в зоне фазового перехода, обеспечивают их коррозионную стойкость в процессе длительной эксплуатации.

Валопровод турбины гибкий. Роторы турбины и генератора соединяются жесткими муфтами.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. В предпоследние отсеки уплотнений подается пар при давлении несколько выше атмосферного и температуре не менее 130°C. Этот пар поступает из

коллектора уплотнений, давление в котором автоматически поддерживается электронным регулятором.

С целью облегчения пуска турбин из горячего состояния и повышения их маневренности во время работы под нагрузкой температура пара, подаваемого в предпоследнюю камеру заднего уплотнения ЦВД, повышается за счет подмешивания горячего пара от штоков регулирующих клапанов или из главного паропровода. Фикспункт турбины расположен по оси турбины и определен поперечными шпонками, расположенными на боковых опорных рамах выхлопного патрубка турбины со стороны ЦСД. Расширение турбины происходит от фикспункта как в сторону переднего подшипника, так и в сторону генератора.

Лопатка последней ступени турбины Т-185/215-130-4 длиной 600 мм. Расчетная температура охлаждающей воды 27°C. Турбина обеспечивает более высокую экономичность на режимах с полной тепловой нагрузкой за счет меньших потерь на вентиляцию в последних ступенях.

На рисунке 4 представлен продольный разрез турбины.

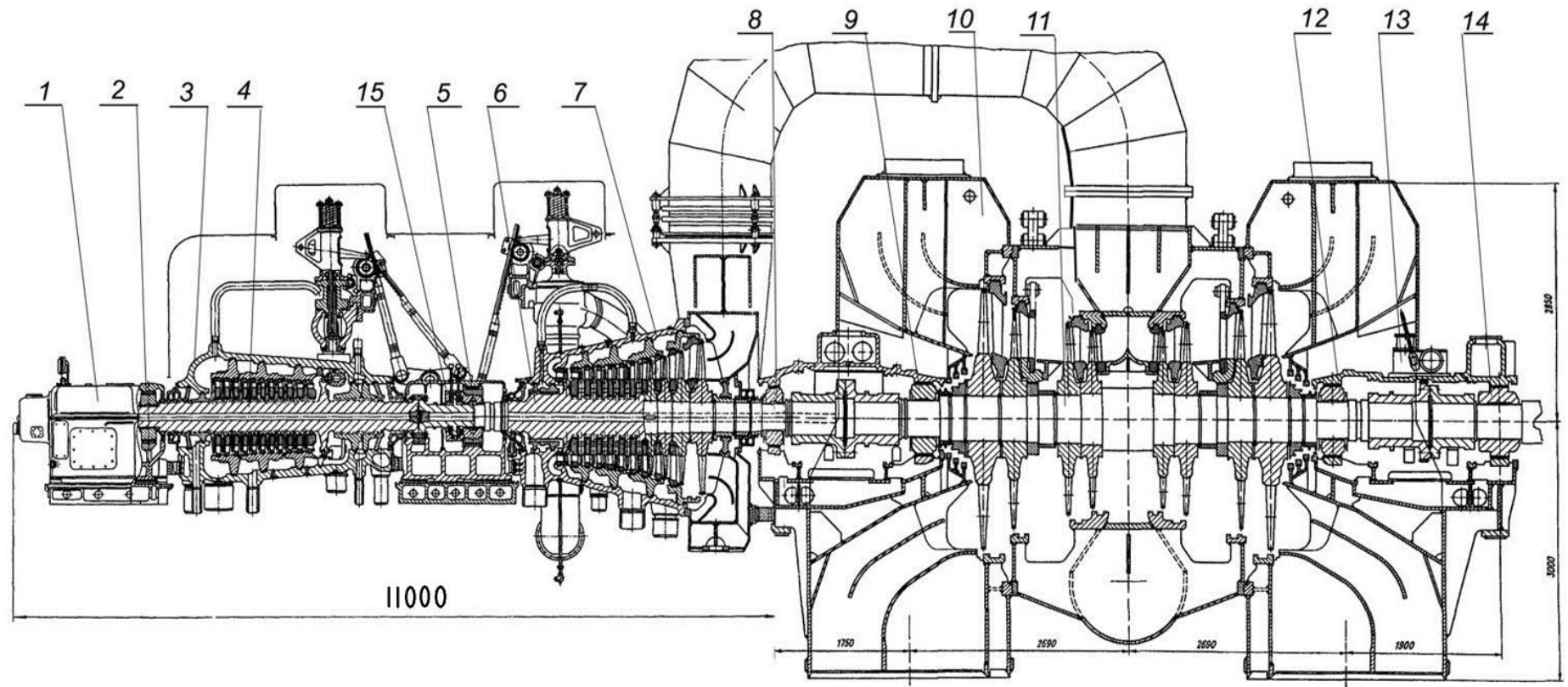


Рисунок 4 – Турбина Т-185/215-130-4М [10]

1–передний подшипник; 2–вкладыш опорный №1; 3–ЦВД; 4–РВД; 5–подшипник опорно–упорный №2; 6–РСД; 7–ЦСД; 8– вкладыш опорный №3; 9– вкладыш опорный №4; 10–ЦНД; 11–РНД; 12– вкладыш опорный №5; 13–ВПУ; 14– вкладыш опорный №6; 15– средний подшипник

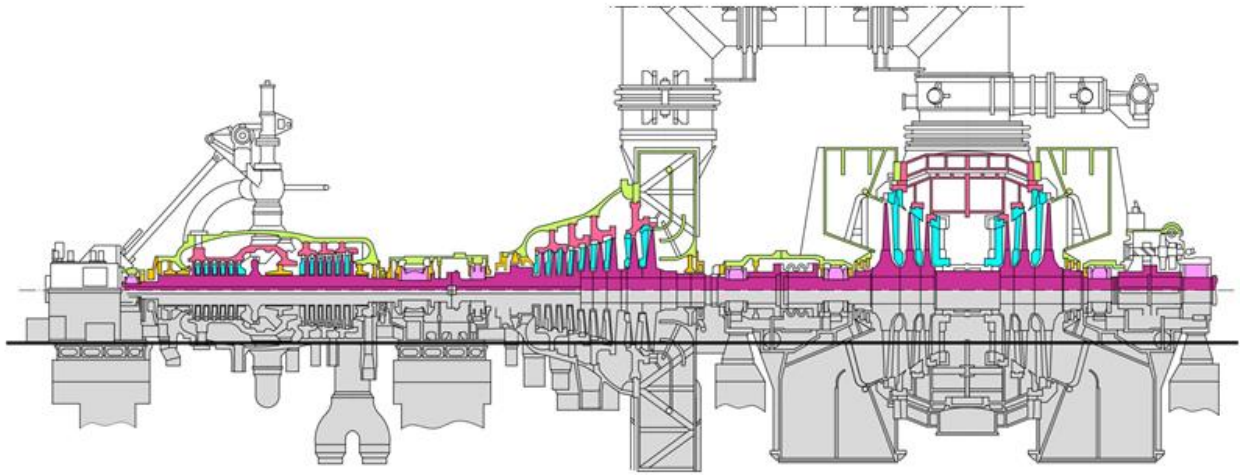


Рисунок 5 – Турбина Т-185/215-130-4М [10]

4.2.3 Тепловая схема

Система регенерации паровой теплофикационной турбины Т-185/220-130 производит, подогрев питательной воды паром, который отбирается из турбины. В нее состав входит четыре ПНД, три ПВД, охладители эжектора уплотнений и основных эжекторов, дренажные и сливные насосы, а также трубопроводы с необходимой арматурой. Деаэрация питательной воды предусматривается в деаэраторе с давлением 0,59 МПа.

На рисунке 6 представлена принципиальная схема турбины

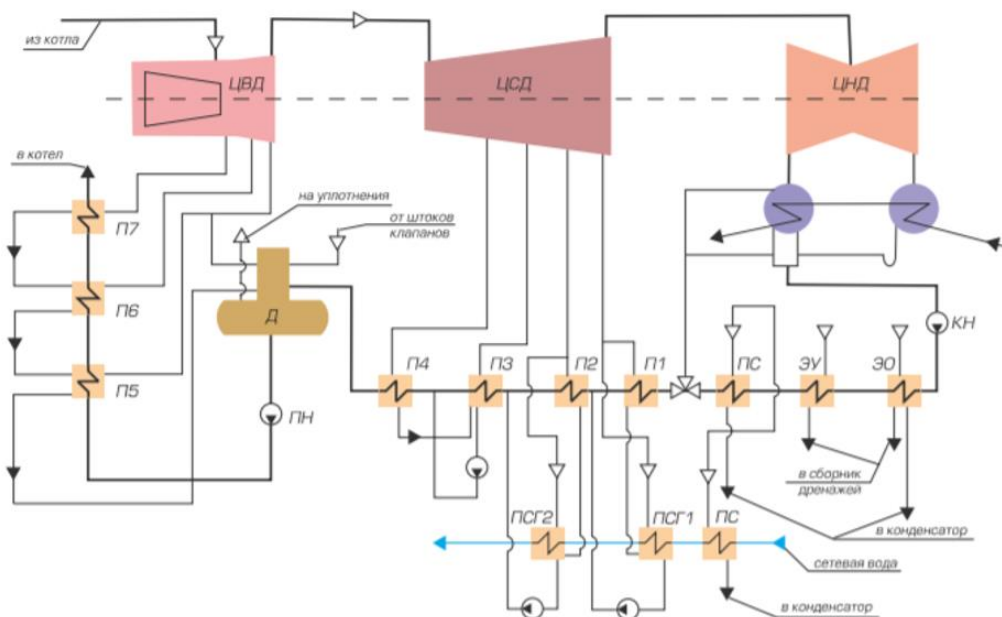


Рисунок 6 – Принципиальная схема турбины Т-185/215-130-4М [10]

В тепловой схеме регенерации конденсированная вода конденсатными насосами в тракт конденсата где последовательно подогревается группой подогревателей низкого давления паром из соответствующих отборов цилиндра среднего давления. Перед этим подогреваясь в охладителях паровоздушной смеси из эжекторов уплотнений и основного эжектора. После группы ПНД подогретая вода поступает в деаэрактор где очищается от растворенных газов и направляется при помощи питательных насосов в группу подогревателей высокого давления. В ПВД вода догревается до необходимой температуры при помощи пара из отборов цилиндра высокого давления и затем поступает обратно в котел. Конденсируясь в ПВД пар сливается каскадом в деаэрактор

4.2.4 Генератор ТЗВ-220-2УЗ

ТЗВ — турбогенератор с непосредственным охлаждением обмоток статора водой, с косвенным водяным охлаждением активной стали сердечника статора и заполнением внутреннего пространства генератора воздухом при давлении, близком к атмосферному [12].

Конструкция турбогенератора с полным водяным охлаждением является взрыво- и пожаробезопасной и не требует оснащения средствами пожаротушения. Турбогенератор типа ТЗВ обладает наивысшей надежностью, маневренностью и перегрузочной способностью вследствие низких уровней нагрева и вибрации, отсутствия масляных уплотнений вала, вентиляторов и встроенных в статор газоохладителей [12].

Таблица 20 – Основные технические данные турбогенераторов серии "ТЗВ [12]

Тип генератора	Номинальная активная мощность, МВт	Полная мощность, МВА	КПД, %	Напряжение, кВ	Частота вращения, об/мин	Общий вес, т	Вес ротора, т	Вес статора, т
ТЗВ-220-2УЗ	220	258,8	98,8	15,75	3000	233	42,4	169

Необходима установка блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд с монтажом токопроводов до ОРУ и оборудованием трёх ячеек ОРУ-110кВ и одной ячейки ОРУ-220кВ и одной линии 220кВ.

4.2.5 Паровой котёл БКЗ-500-140-1

Паровой котел Е-500-13,8-560 БТ (модель БКЗ-500-140-1)

однобарабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, газоплотный, с мембранными экранами, предназначен для получения пара высокого давления при сжигании Березовского бурого угля марки Б2 Канскоачиеского угольного бассейна. Так же с разрешения производителя котел может работать на природном газе. [1]

На томской ТЭЦ-3 основным топливом является природный газ характеристики которого представлены в разделе 3

На рисунке 7 представлен продольный разрез котла.

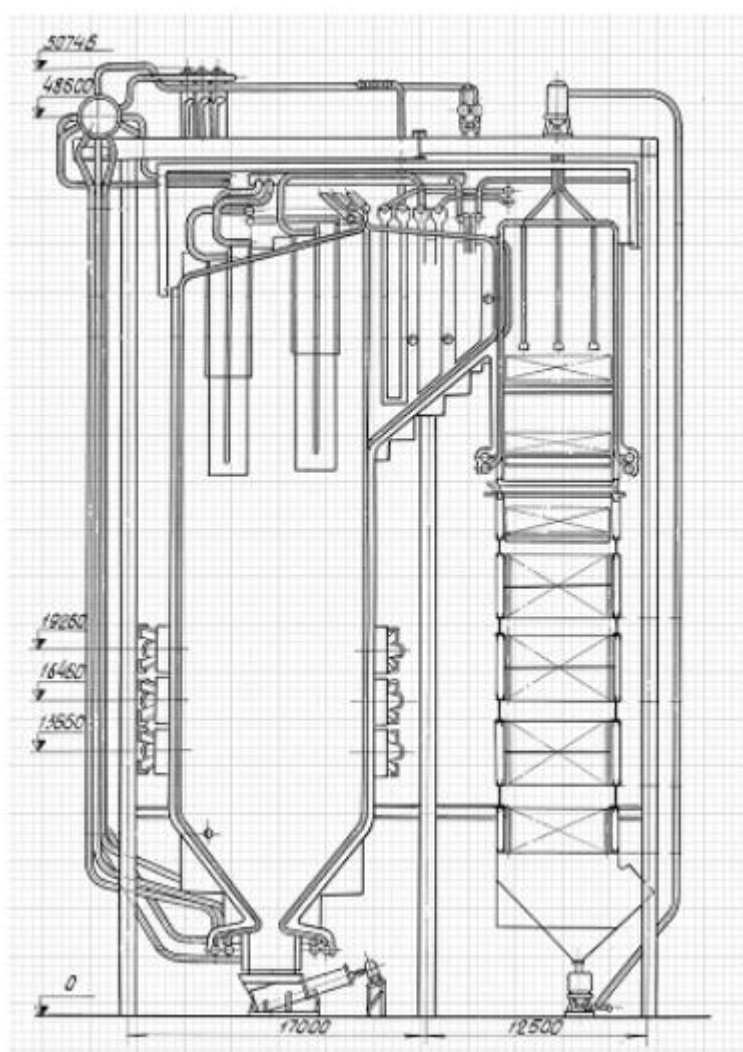


Рисунок 7 – Продольный разрез парового котла

Компоновка котла выполнена по П-образной схеме. Топка является первым (подъемным) газоходом, во втором (горизонтальном) газоходе происходит перегрев в пароперегревателе. А в третьем (опускном) воздуховоде расположены воздухонагреватель и экономайзер. Характеристики котла

представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристики котла БКЗ-500-140-1 [1]

Паропроизводительность, т/ч	500
Давление пара в барабане, МПа (кг/см ²)	15,9 (162)
Давление пара на выходе, МПа (кг/см ²)	13,8 (140)
Температура пара на выходе, °С	545
Температура питательной воды, °С	230
Паровой объем котла, м ³	102
Водяной объем котла, м ³	96
Объем топки, м ³	3770

4.2.6 Тягодутьевая установка.

Для подачи воздуха и отсоса дымовых газов используются тягодутьевые механизмы, параметры которых приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристики тягодутьевых агрегатов котлов ГК [2]

Параметры	Значения
Дутьевые вентиляторы	
Тип насоса	ВДН-26-11
Производительность насоса, м ³ /час	222000
Полезный напор, мм. вод.ст.	308
Тип электрического двигателя (ЭД)	ДАЗО 630
Мощность ЭД, кВт	630
Число оборотов ЭД, об/мин	750
Напряжение, кВ	6

Продолжение таблицы 22

Дымососы	
Тип насоса	ДН-26x2-0,62
Производительность насоса, м ³ /час	515000
Полезный напор, мм. вод.ст.	364
Тип электрического двигателя	ДАЗО-400
Мощность ЭД, кВт	400
Число оборотов ЭД, об/мин	600
Напряжение, кВ	6
Дымосос рециркуляции	
Тип насоса	ДН-17
Производительность насоса, м ³ /час	61000
Полезный напор, мм вод.ст.	347
Тип электрического двигателя	ДАЗО-400У4
Мощность ЭД, кВт	500
Число оборотов ЭД, об/мин	1484
Напряжение, кВ	6

Воздух в котел поступает через дутьевой вентилятор из верхней части котельного отделения как изнутри помещения, так и с наружи. Объемы регулируется направляющим аппаратом вентилятора. Дымовые газы отсасываются с помощью дымососов и дымососов рециркуляции и регулируется так же направляющими аппаратами. Для подогрева воздуха перед ВЗП предусмотрен паровые калориферы с подачей пара от КСН.

4.2.7 Вспомогательное оборудование

4.2.7.1 Питательные насосы

В соответствии с ВНТП-81 [7] для электростанций с блочными схемами производительность питательных насосов определяется максимальными расходами питательной воды на питание котлов с запасом не менее 5%. На блоках с давлением пара 13 МПа на каждый блок устанавливается, как правило,

один питательный насос производительностью 100%, на складе предусматривается один резервный насос для всей станции.

Исходя из необходимых требований, проектом предусмотрена установка питательных насосов марки ПЭ-900-185 – один насос на блок.

Обоснование выбора питательных насосов приведено в Приложении Д. Основные характеристики выбранных насосов приведены в таблице 23, согласно заводу-изготовителю.

Таблица 23 – Характеристики насоса ПЭ-900-185 [13]

Подача, м ³ /ч	900
Напор, м	2030
Допустимый кавитационный запас, м	15
Давление насоса, МПа	18,1
Давление на входе, МПа	0,98
Потребляемая мощность, кВт	5500
КПД, %	82
Масса, кг	16490
Завод-изготовитель	АО «ГИДРОМАШСЕРВИС»

4.2.7.2 Деаэраторы и баки питательной воды

Согласно ВНТП-81 [7] суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу. На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор. Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочных электростанций в течение не менее 3,5 минут.

На основании указанных требований проектом предусмотрена установка деаэратора типа ДП-1000/100 с деаэраторным баком БДП-100-1.

Обоснование выбора деаэратора приведено в Приложении Д. Основные заводские характеристики приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристики деаэратора ДП-1000/100 [9]

Производительность номинальная, т/ч	1000
Давление рабочее абсолютное, МПа (кгс/см ²)	0,69 (7,0)
Колонка	КДП-1000 вертикальная

Продолжение таблицы 24

Количество колонок	1
Диаметр колонки, мм	2432
Емкость бака полезная, м ³	100
Длина деаэратора (бака), мм	13500
Высота деаэратора, мм	8130
Масса, кг	30600
Масса деаэратора с водой, кг	165600
Завод-изготовитель	АО «Сибэнергомаш»

4.2.8 Теплофикационная установка

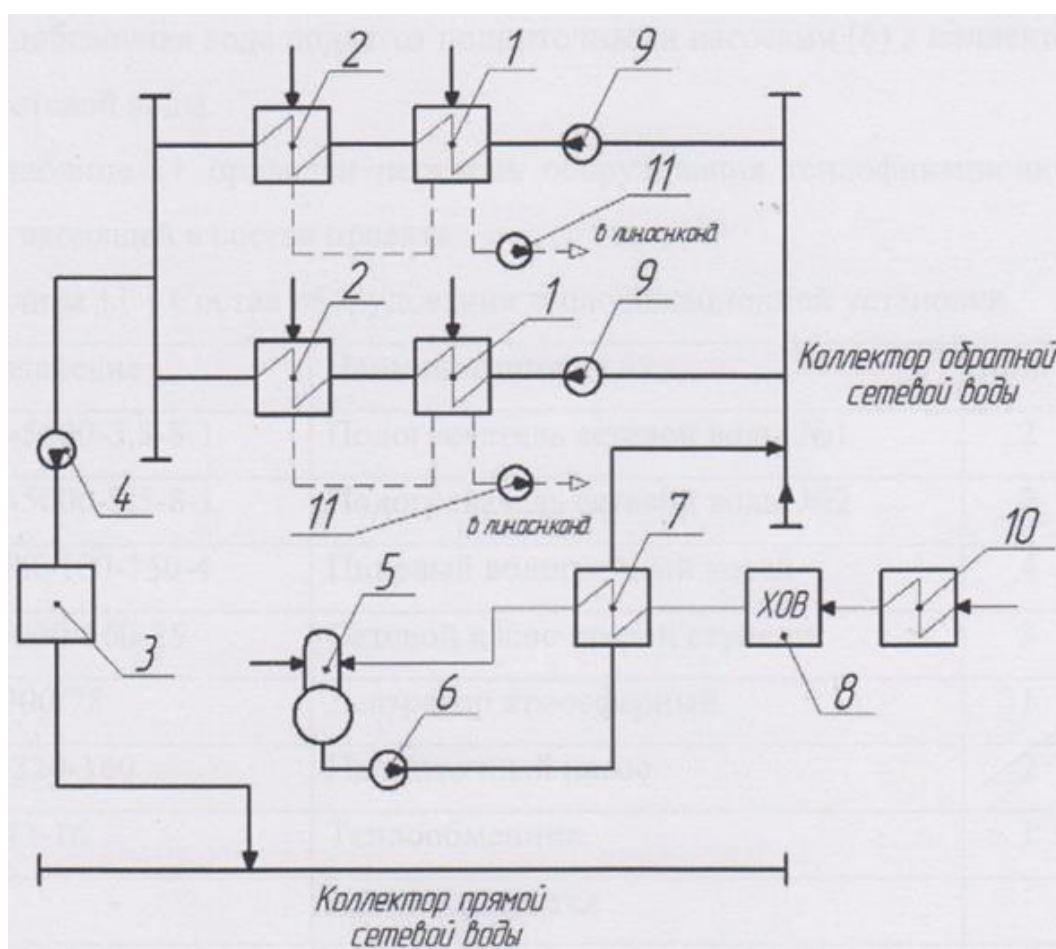


Рисунок 8 – Схема теплофикационной установки

На рисунке 8 представлена принципиальная схема теплофикационной установки для вновь вводимого энергоблока. Сетевая вода из обратной сети поступает сетевыми насосами первой ступени (9) в сетевые подогреватели (1, 2) первого и второго блока, где нагревается паром из отборов турбины. Далее сетевая вода подается в напорный коллектор, откуда сетевыми насосами второй

ступени (4) поступает в пиковую водогрейную котельную (3), где догревается до необходимой температуры, а после этого подается в коллектор прямой сети.

Для восполнения потерь сетевой воды, в схеме организована подпитка. Предварительно сырая вода нагревается до заданной температуры в теплообменнике сырой воды (10). Далее химически очищенная вода (8) поступает в теплообменник (7), где подогревается и далее поступает в атмосферный деаэратор (5). Пар для деаэрации подается из коллектора собственных нужд. После деаэрации добавочная вода подается насосами подпитки теплосети (6) в коллектор обратной сетевой воды.

В таблице 25 приведен перечень оборудования теплофикационной установки, входящей в состав проекта.

Таблица 25 – Состав оборудования теплофикационной установки

№	Обозначение	Наименования	Кол.
1	ПСГ-5000-3,5-8-I	Подогреватель сетевой воды №1	2
2	ПСГ-5000-3,5-8- I	Подогреватель сетевой воды №2	2
4	СЭ 5000-160-25	Сетевой насос второй ступени	3
5	ДА-300/75	Деаэратор атмосферный	1
6	КсВ 320-160-4	Подпиточный насос	2
7	НН№42	Водо-водяной теплообменник	1
8	–	Химводоочистка	-
9	СЭ 5000-70-5	Сетевой насос первой ступени	4
10	–	Подогреватель сырой воды	1
11	КсВ 500-150	Дренажный насос	4

Согласно каталогу [11], с паровой турбиной Т-185/215-130-4 предусматривается установка сетевых подогревателей ПСГ-5000-2,5-8-I. Их заводские характеристики представлены в таблице 26.

Таблица 26– Характеристики подогревателя ПСГ-5000-2,5-8-I [11]

Номинальный расход пара, кг/с	81,9
Давление пара, МПа	0,06-0,20
Номинальный расход воды, кг/с	1667

Продолжение таблицы 26

Давление воды, МПа	0,88
Максимальная температура воды на входе, °С	115
Расчетный номинальный тепловой поток, МВт	191,9
Длина, мм	11620
Диаметр корпуса, мм	3640
Масса, т	98,55
Завод-изготовитель	ТКЗ

Согласно ВНТП-81 [7], при установке сетевых насосов индивидуально у турбин число рабочих насосов принимается по два у каждой турбины производительностью по 50% каждый.

Исходя из необходимых требований проектом предусмотрена установка сетевых насосов первой ступени типа СЭ 5000-70-5 – по два насоса на блок.

Обоснование выбора сетевых насосов первой ступени приведено в Приложении Е. Основные характеристики насоса приведены в таблице 27, согласно заводу-изготовителю.

Таблица 27 – Характеристики насоса СЭ 5000-70-5 [8]

Подача, м ³ /ч	5000
Напор, м	70
Допустимый кавитационный запас, м	15
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	1095
КПД, %	87
Завод-изготовитель	АО «Насосэнергомаш», г. Сумы

Согласно ВНТП-81 [7], при групповой установке трех и менее рабочих сетевых насосов дополнительно устанавливается один резервный насос. На основании указанных требований устанавливаем сетевые насосы второй ступени марки СЭ 5000-160-25 в количестве 3 насосов на станцию.

Расчетное обоснование выбора сетевых насосов второй ступени представлено в Приложении Е. Основные характеристики приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Характеристики насоса СЭ 5000-160-25 [8]

Подача, м ³ /ч	5000
Напор, м	160
Допустимый кавитационный запас, м	40
Частота вращения, об/мин	3000
Потребляемая мощность, кВт	2350
КПД, %	87
Завод-изготовитель	АО «Насосэнергомаш», г. Сумы

В соответствии с ВНТП-81 [7], выбран дренажный насос сетевых подогревателей типа КсВ 500-150 – по два насоса на каждый блок.

Обоснование выбора дренажных насосов приведено в Приложении Е. Основные характеристики насоса приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Характеристики насоса КсВ 500-150 [14]

Подача, м ³ /ч	500
Напор, м	150
Допустимый кавитационный запас, м	2,5
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	272
КПД, %	75
Завод-изготовитель	АО «Насосэнергомаш», г. Сумы

Согласно ВНТП-81 [7], в настоящем проекте предусматривается установка двух насосов подпитки теплосети марки КсВ 320-160-4 и атмосферного деаэратора ДА-300/75.

Расчетное обоснование выбора насоса и деаэратора подпитки представлено в Приложении Е. Основные характеристики представлены в таблицах 30 и 31 соответственно.

Таблица 30 – Характеристики насоса КсВ 320-160 [14]

Подача, м ³ /ч	320
Напор, м	160
Допустимый кавитационный запас, м	2
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	186
КПД, %	75
Завод-изготовитель	АО «Насосэнергомаш», г. Сумы

Таблица 31 – Характеристики деаэратора ДА-300/75 [15]

Номинальная производительность, т/ч	300
Давление рабочее, МПа	0,12
Температура деаэрированной воды, °С	104,25
Полезная емкость аккумуляторного бака, м ³	75
Тип деаэраторного бака	БДА-75
Диаметр колонки, мм	1800

Расчеты режимов работы теплофикационной установки приведены в Приложении Е.

Теплофикационные выводы предусматриваются в объеме вновь сооруженного ТРУ-2 с установкой сетевых насосов первого и второго подъемов, строительство соответствующих эстакад теплопроводов, включая выводы от главного корпуса и продление их вдоль главного корпуса и ТМ-13.

4.2.9 Техническое водоснабжение

Для охлаждения турбины дополнительно предусматривается установка одной градирни башенного типа БГ-3200-73 с площадью орошения $F_{op} =$

3200 м² из ряда стандартных модификаций башенных градирен. Технические характеристики выбранных градирен представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Характеристика градирни БГ-3200-73 [16]

Площадь орошения $F_{ор}, м^2$	Высота градирни, м	Высота воздухоходных окон, м	Диаметр башни на уровне верха оросителя, м	Диаметр выходного сечения башни, м
3200	88	7,5	65	42

4.2.10 Вариант компоновки турбины и котла

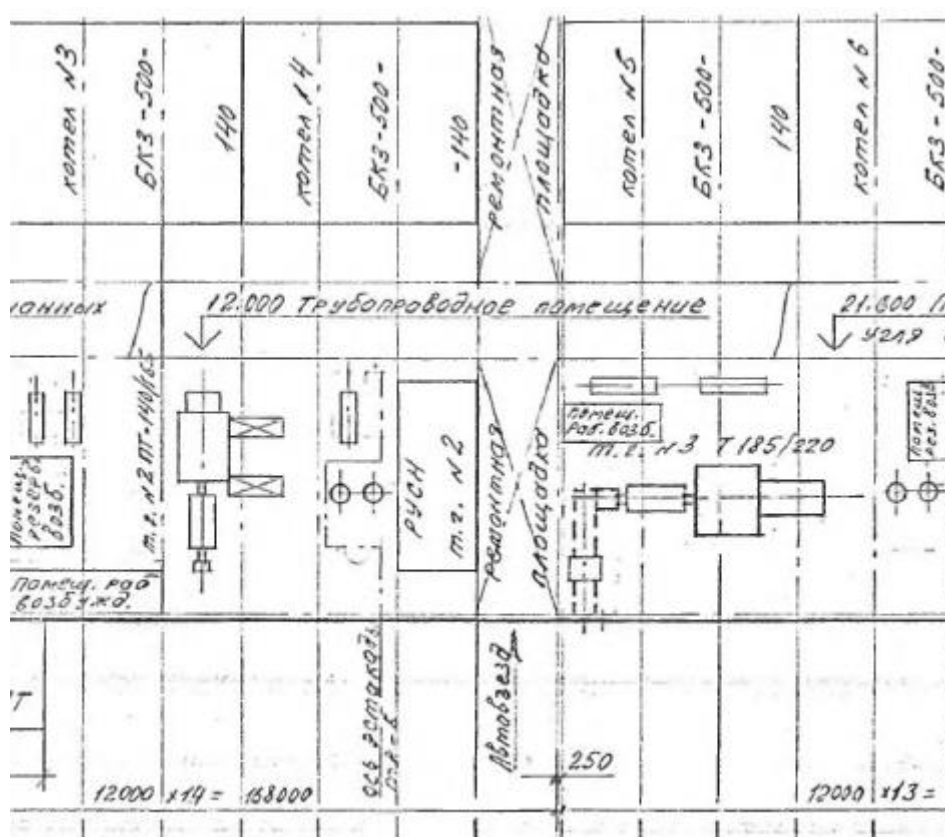


Рисунок 9 – Варианты размещения турбоустановки

Для установки 2-ух котлов БКЗ-500 -140 и турбины Тп-185/215-130-4 со вспомогательным оборудованием необходимо расширение главного корпуса с 10 по 17 ось.

Расположение турбины в машзале - продольное.

Площадка обслуживания турбины находится на отметке + 12,00 м. Насосное оборудование установлено на отметке 4,00 и 0,00м.

Для обеспечения монтажных и ремонтных работ в главном корпусе предусматривается использование существующих мостовых кранов.

Также в состав пускового комплекса необходимо строительство азотно-кислородной станции, развитие соответствующих железнодорожных путей и автомобильных дорог, внутриплощадочных инженерных сетей и сооружений, средств связи и сигнализации.

Основные габаритные и другие параметры компоновки турбины

Таблица 33 – габаритные характеристики турбины [12]

Турбоагрегат (турбина и генератор)	Габариты ячейки в плане, м		Высотные отметки, м		Масса наиболее тяжелого оборудования, т	
	Длина турбины с учетом выемки ротора генерато ра	Ширина	Пол подвала	Пол машин- ного помещения	При эксплуатации	При монтаже
					Верхняя половина ЦНД	Статор генератора
Т _п -185/220-130-2	44	32	-	+12,00	52,5	169

4.3 Вариант расширения за счет строительства парогазовой установки ПГУ-450

В качестве еще одного варианта расширения Томской ТЭЦ-3 рассмотрим вариант строительства теплофикационной парогазовой установки (ПГУ) мощностью 450 МВт по схеме дубль-блока в составе основного оборудования:

- две ГТЭ-160 производства ОАО «Силловые машины», филиал «ЛМЗ»;
- одна паровая турбина Т-150-7,7 производства ОАО «Силловые машины», филиал «ЛМЗ»;
- два котла-утилизатора П-96 (горизонтального профиля) производства ОАО «Машиностроительный завод ЗиО».

Электрические нагрузки приняты равными мощности ПГУ с годовым числом часов ее использования – 5600 часов.

Учитывая прямую зависимость мощности ПГУ от климатических условий в районе ее размещения, в том числе от температуры наружного воздуха, ниже, в таблице 34 (в качестве аналога) приведены показатели электрической мощности ПГУ-450Т на базе газовых турбин V-94,2 (по документации которых изготавливаются турбины ГТЭ-160) при ее работе в теплофикационном режиме для климатических условий г. Томска. Эти показатели разработаны АО «НПО ЦКТИ» в составе ПГУ-450Т Томской ТЭЦ-3 для следующих характерных температур наружного воздуха:

- минус 40°С – средняя температура за наиболее холодную пятидневку (СНиП 23-01-99^х);
- минус 19,1°С – средняя температура за наиболее холодный месяц;
- минус 8,4°С – средняя температура холодного периода в интервале от минус 40°С до плюс 8°С (5665 ч);
- плюс 15°С – летний период.

Таблица 34 – Энергетические показатели ПГУ-450

Показатели ПГУ-450Т	Един. измер.	Температура наружного воздуха			
		-40°С	-19,1°С	-8,4°С	+15°С
1	2	3	4	5	6
1. Электрическая мощность ПГУ, в том числе:	МВт	504,4	507	499,6	452,2
ГТЭ-160	МВт	2x171,2	2x171	2x167,6	2x150,4
Т-150-7,7	МВт	162	165	164,4	151,4
2. Электрические собственные нужды	МВт	5,9	6,0	6,0	5,7
3. Расход условного топлива	тут/ч	124,4	122,5	120,3	110,3
4. КПД использования топлива	-	0,498	0,508	0,510	0,504
5. Удельный расход условного топлива:					
<u>на выработку эл./энергии</u>	<u>гвт</u>	<u>246,6</u>	<u>241,6</u>	<u>240,8</u>	<u>243,9</u>
на отпуск эл./энергии	кВтч	249,5	244,5	243,7	247,0

Годовая выработка электроэнергии ПГУ-450 при числе часов использования мощности 5600 ч составит $2602,9 \times 10^6$ кВтч.

Собственные нужды при средней мощности в холодный период – 6,0 МВт и теплый период – 5,7 МВт составят $78,1 \times 10^6$ кВтч/год.

Годовой отпуск электроэнергии составит $2524,8 \times 10^6$ кВтч.

4.3.1 Газотурбинная установка ГТЭ – 160

Газотурбинная энергетическая установка ГТЭ-160 выпускается по лицензии немецкой фирмы «Сименс» филиалом «ЛМЗ» ОАО «Силовые машины» на базе освоенного производства компонентов газотурбинной установки типа V94.2.

Газовая турбина ГТЭ-160 предназначена для привода электрогенератора переменного тока с частотой вращения 3000 об/мин типа ТЗФГ-160-2МУЗ, который монтируется на едином фундаменте вместе с газовой турбиной. Генератор производится на заводе «Электросила» который

является филиалом того же ОАО «Силовые машины. Режим работы ГТЭ-160 и генератора - базовый.

Газотурбинная установка типа ГТЭ-160 конструктивно состоит объединенных между собой газовой турбины, компрессора, камеры сгорания, а также вспомогательного оборудования.

Четырехступенчатая газовая турбина имеет одновальную однокорпусную конструкцию. Направляющие лопатки 1-3 ступеней и рабочие лопатки 1-2 ступеней охлаждаются отбираемым от компрессора воздухом. Рабочие лопатки 1-3 ступени - литые, 4 ступени - штампованные. Вал турбокомпрессора двухпорный. В передней части турбогруппы располагается передний опорно-упорный подшипник, датчики оборотов, а также гидравлическое валоповоротное устройство. Весь корпус снабжен общей тепловой и акустической изоляцией.

Компрессор осевой, 16-ти ступенчатый. Лопатки входного направляющего аппарата выполнены поворотными и могут регулировать массовый расход воздуха через компрессор. Двухпорный ротор турбокомпрессора состоит из дисков, несущих по одному венцу лопаток, и пустотелых валов, стянутых центральной стяжкой.

В газотурбинной установке используются две камеры сгорания, которые вынесены с обеих сторон и расположены вертикально. Это упрощает техническое обслуживание, а также их замену. Горелки в камере сгорания, комбинированные в них перед сгоранием топливо, смешивается, что позволяет уменьшить выбросы вредных веществ.

Целиком турбоагрегат образует представляет собой единый механизм который полностью собирается на предприятии изготовления и транспортируется целиком. Затем устанавливается в сборе с передней стороны на стойку подшипника, а со стороны диффузора на опоры, состоящие из стержней, которые имеют соединение шпонкой что позволяет агрегату при нагревании расширяться во всех направлениях оборудование маслоподачи также поставляется и устанавливается в полностью собранном состоянии

В состав комплектной поставки газотурбинной установки, кроме собственно газовой турбины, предусматриваются следующие вспомогательные системы:

- система воздухозабора, включая фильтры и шумоглушащее устройство (КВОУ);
- система подачи топливного газа;
- система зажигания топлива;
- система смазки;
- система управления и защиты.

ГТЭ-160 имеет следующие динамические характеристики: до номинальной нагрузки и синхронизации требуется небольшое по сравнению с паротурбинными агрегатами время и составляет 18 и 4 минуты соответственно; возможна и ускоренный выход на номинальную нагрузку не более 15 минут. Скорость нагружения в первом случае составляет 11 МВт/мин, а во втором 15 МВт /мин.

В таблице 35 приведены (по данным «НПО ЦКТИ») основные параметры и энергетические показатели ГТЭ-160 в составе ПГУ при указанных выше температурах наружного воздуха.

Таблица 35 – Параметры и энергетические показатели ГТЭ-160

Показатели ГТУ	Един. измер.	Температура наружного воздуха			
		-40°C	-19,1°C	-8,4°C	+15°C
1	2	3	4	5	6
1. Мощность	МВт	171,2	171	167,6	150,4
2. Температура газов за турбиной	°С	530,4	535,9	539,4	548,2
3. Расход газов за турбиной	кг/с	536,6	536,9	533,3	503,5
4. Коэффициент избытка воздуха	-	2,99	3,04	3,08	3,2
5. КПД	%	33,8	34,3	34,2	33,5
6. Аэродинамическое сопротивление выхлопа	кПа	3,05	3,06	3,02	2,69
7. Аэродинамическое сопротивление всаса	кПа	0,86	0,94	0,97	0,94

Температура газов на входе в газовую турбину – 1060°C (по ISO).

4.3.2 Котел – утилизатор типа П – 96 для газовой турбины ГТЭ-160

Барабанный котел-утилизатор типа П-96 изготавливается на машиностроительном заводе ЗИО имеет два контура высокого и низкого давления с естественной циркуляцией. Выполнен в горизонтальном исполнении имеет один корпус. Он спроектирован для работы с газотурбинной установкой ГТУ-160, в составе парогазовой установки ПГУ-450. Температура и давление пара в котле-утилизаторе не регулируется. Поверхности нагрева выполняются из оребренных труб располагаясь друг за другом от газовой турбины и диффузора в следующем порядке. В контуре высокого давления пароперегреватель, испаритель и экономайзер, а в контуре низкого давления пароперегреватель, испаритель и газовый подогреватель конденсата. Поверхности нагрева зашиваются герметично щитами из высокотемпературных сталей. Для того чтобы снизить температуру уходящих газов в котле, предусмотрен теплообменник который устанавливается в линии рециркуляции газового подогревателя конденсата [17].

Пропуск газов от работающей газовой турбины через отключенный котел не допускается.

В комплект заводской поставки котла-утилизатора П-96 входят:

- собственно, котел с каркасом;
- газоход от газовой турбины до котла, включая диффузор;
- устройства шумоглушения;
- конфузор и газоход до дымовой трубы;
- плотный шибер за котлом;
- рециркуляционные насосы контура газового подогревателя конденсата;
- водо-водяной теплообменник;
- расширители непрерывной продувки высокого и низкого давлений (один комплект на два котла).

Общая масса котла составляет 2580 тонн.

В таблице 36 приведены (по данным «НПО ЦКТИ») основные параметры и энергетические показатели котла П-96 в составе ПГУ-450 для указанных выше температурных режимов.

Таблица 36 – Параметры и энергетические показатели котла-утилизатора П-96

Показатели котла П-96	Един. измер.	Температура наружного воздуха			
		-40°C	-19,1°C	-8,4°C	+15°C
1	2	3	4	5	6
Пар высокого давления:					
расход	т/ч	233,7	237,7	238,5	231,4
давление	МПа	7,8	7,9	7,9	7,8
температура	°С	504,5	508,6	511,2	519,6
Пар низкого давления:					
расход	т/ч	58,7	58,5	57,8	53,5
давление	МПа	0,64	0,64	0,64	0,61
температура	°С	204,5	204,7	204,6	202,9
Температура газов на входе в котел	°С	530,4	535,9	539,4	548,2
Температура уходящих газов	°С	96,4	96,5	96,4	95,1
Температура конденсата на входе в котел	°С	36,3	36,6	38,5	50,6
Температура конденсата на входе в газовый подогреватель конденсата	°С	60	60	60	60
То же, на выходе	°С	149,4	149,8	149,7	147,9
Расход конденсата на входе в котел	т/ч	322,5	322,7	325,8	345,6
Расход в газовом подогревателе конденсата	т/ч	406,8	405,7	402,7	381,9
Расход рециркуляции	т/ч	84,2	83,1	76,9	36,3

4.3.3 Паротурбинная установка Т-150-7,7

Продольный разрез турбины К-150-7,6

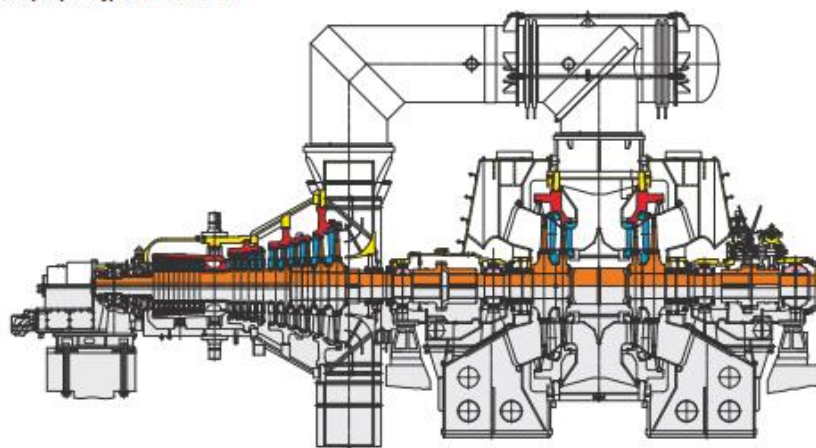


Рисунок 10 – Продольный разрез турбины Т-150-7,7

Турбина Т-150-7,7 предназначена для привода турбогенератора типа ТЗФП-160-2МУЗ производства ОАО «Силовые машины», филиал «Электросила», и представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат, состоящий из однопоточного ЦВД и двухпоточного ЦНД.

Парораспределение турбины выполнено дроссельным. Пар высокого давления подводится в ЦВД через два блока стопорно-регулирующих клапанов, пар низкого давления после стопорных и регулирующего клапанов поступает в камеру между 16 и 17 ступенями ЦВД турбины. В ресивере между ЦВД и ЦНД установлен сепаратор для отвода влаги.

Система смазки турбоагрегата снабжает маслом подшипники генератора и турбины. Для их смазки может быть применено как синтетическое огнестойкое масло ОМТИ, так и минеральное нефтяное масло. В системе регулирования в качестве рабочей жидкости используется огнестойкое масло ОМТИ.

В комплект заводской поставки турбины Т-150-7,7 входят:

- собственно, турбина;
- конденсатор с воздухоотсасывающими устройствами;
- конденсатные насосы;
- насосы подъемные эжекторов;
- трубопроводы и арматура в пределах турбоустановки;
- оборудование системы регулирования и смазки;
- оборудование шариковой очистки конденсаторов;
- аппаратура контроля, управления и защиты.

Турбина рассчитана на работу с соответствующими режимами параметров пара контуров высокого и низкого давлений, определяемых режимом работы двух газотурбинных агрегатов и двух котлов-утилизаторов.

В таблице 37 приведены (по данным «НПО ЦКТИ») основные параметры и энергетические показатели турбины в составе ПГУ-450 для указанных выше температурных режимов работы ГТУ.

Таблица 37 – параметры и энергетические показатели турбины Т-150-7,7

Показатели турбины Т-150-7,7 (в конденсационном режиме)	Един. измер.	Температура наружного воздуха			
		-40°C	-19,1°C	-8,4°C	+15°C
1	2	3	4	5	6
1. Мощность	МВт	161,8	165	164,5	151,4
2. Контур высокого давления:					
расход	т/ч	464,8	472,7	474,3	460,3
температура	°С	502,6	506,6	509,3	517,7
давление	МПа	7,4	7,5	7,6	7,4
3. Контур низкого давления:					
расход	т/ч	105	104,4	103,1	94,9
температура	°С	202,9	203,1	203	201,4
давление	МПа	0,6	0,61	0,61	0,6

4.3.4 Вспомогательное оборудование

В таблице 38 приведен перечень вспомогательного оборудования, не входящего в состав поставляемого вспомогательного оборудования комплектно с котлами и турбинами.

Таблица 38 – Перечень вспомогательного оборудования, комплектуемого с ПГУ-450

Наименование	Кол-во	Тип	Производительность м ³ /ч	Напор, давление МПа	Температура °С	Мощность привода кВт
1. Насос питательный высокого давления	3	ПЭНА-310-110	310	11	160	1600
2. Насос питательный низкого давления	3	ПЭНА-70-10	70	1,0	160	37
3. Колонка деаэрационная	1	КДП-1000	1000	0,7	164	-
4. Бак деаэрационный	1	БДП-100 V=100м ³	-	0,7	164	-
5. Бак слива из котлов	1	V=40м ³	-	-	95	-
6. Насос бака слива из котлов	2	ЭКН-20-50	20	0,5	40	7,5
7. Бак дренажный	1	V=16м ³	-	-	90	-
8. Насос дренажного бака	2	ЭКН-20-50	20	0,5	40	7,5

Продолжение таблицы 38

9. Бак подъемных насосов эжекторов	1	V=20м ³	-	-	40	-
10. Насос подъемный эжекторов	2	1Д800-56	800	0,55	40	-
11. Расширитель периодических продувок котлов и дренажный	1	V=7,5м ³	-	-	-	-
12. Расширитель дренажей высокого и низкого давлений	1	V=5,5м ³	-	-	-	-
13. БРОУ 8,3/0,6 МПа	2	Q=250т/ч	250	-	520/200	-
14. РОУ собственных нужд	1	Q=40т/ч	40	-	250/20	-
15. Передвижная маслоочистительная машина	1	ПСМ-2-4000	4	0,4	30	3,0

4.3.5 Тепловая схема

Тепловая схема ПГУ-450 включает в себя 2 газотурбинные установки ГТЭ-160, 2 барабанных котла-утилизатора П-96, одну теплофикационную паровую турбину Т-150-7,7 и построена по принципу дубль-блока. Автономная работа ГТУ без котла-утилизатора не предусматривается.

У ГТУ компрессор, непосредственно сама турбина и генератор расположены на одном валу. Паротурбинная установка состоит из паровой турбины работающая на паре двух давлений, конденсатора, конденсатора пара уплотнений (КПУ). Котел утилизатор П-96 –двухконтурный то есть генерирует пар двух давлений низкого и высокого, в состав высокого давления входят пароперегреватель высокого давления(ППВД), экономайзер высокого давления (ЭкВД), испаритель высокого давления (ИВД). В состав второго –и пароперегреватель низкого давления (ППНД) и испаритель низкого давления (ИНД).

Для подогрева воды которая поступает в деаэратор питательной воды используется газовый подогреватель конденсата, расположенный в конце котла-утилизатора. Давление пара в деаэраторе – меняющееся. Из бака

деаэратора питательная вода посредством питательных насосов подается в контуры высокого и низкого давления котлов-утилизаторов. Для того чтобы температура перед ГПК была на уровне 60°C в схеме предусмотрена рециркуляция конденсата ГПК.

Для утилизации тепла уходящих газов КУ в тракте рециркуляции ГПК предусматривается установка водоводяных теплообменников для подогрева сетевой воды, параллельно с действующей теплофикационной установкой ТЭЦ-3.

Для обеспечения пуска котлов-утилизаторов на конденсатор паровой турбины предусматривается установка БРОУ 9,0/0,6 МПа и регулирующих клапанов.

К основным узлам тепловой схемы ПГУ относятся:

- конденсатный тракт;
- деаэратор и питательные тракты высокого и низкого давления;
- главные паропроводы высокого и низкого давления, включая пускосбросные устройства;
- трубопроводы пара собственных нужд блока;
- трубопроводы связи с общестанционными коллекторами собственных нужд, а также соответствующими коллекторами действующей части Томской ТЭЦ-3.

Подпитка цикла блока осуществляется подачей нормального и аварийного добавка обессоленной воды в конденсатор ПТУ по магистралям со стороны действующей ТЭЦ.

Схемой блока предусматриваются два узла приема дренажей: в машзале расширители высокого и низкого давлений с дренажным баком; в котельном отделении – опорожнение котлов, а также периодических продувок высокого и низкого давлений и прием дренажей через атмосферный расширитель с баком слива из котлов.

Для очистки конденсатора ПТУ предусмотрена система очистки резиновыми шариками.

Для пуска блока ПГУ принята пероксигородная предпусковая очистка трубопроводов и оборудования.

Ниже приведена упрощенная технологическая схема ПГУ.

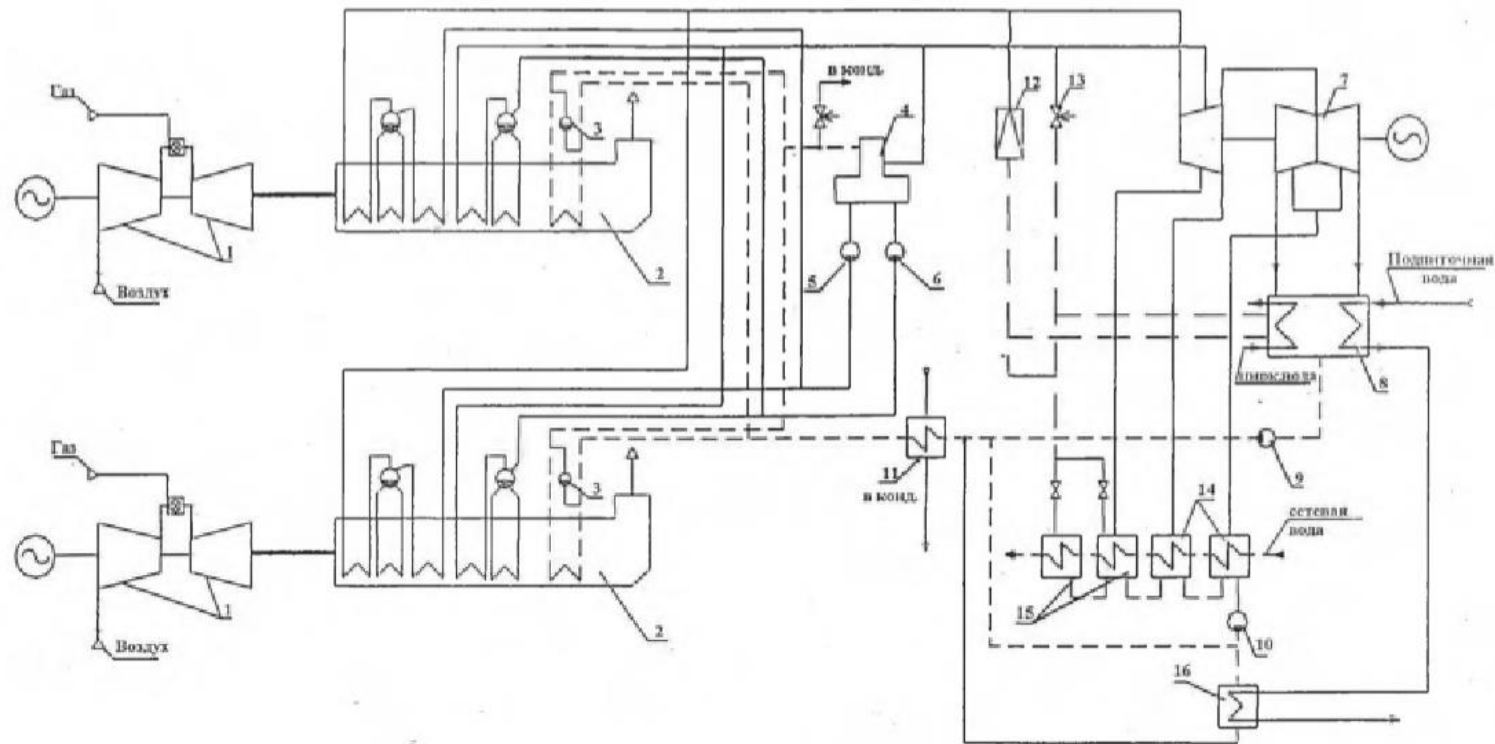


Рисунок 11 – Упрощенная тепловая схема блока ПГУ-450

1 – газотурбинный агрегат, 2 – котел утилизатор, 3 – насос рециркуляции, 4 – деаэраор питательной воды, 5 – питательный насос ВД, 6 – питательный насос НД, 7 – паровая турбина, 8 – конденсатор, 9 – конденсатный насос, 10 – насос конденсата бойлеров, 11 – охладитель уплотнений, 12 – РОУ ВД, 13 – РУ НД, 14, 15 – сетевые подогреватели, 16 – охладитель конденсата бойлеров

4.3.6 Дожимная компрессорная станция

Для подготовки газа к сжиганию в ГТУ на ТЭЦ-3 необходимо соорудить дополнительное здание для дожимной компрессорной станции где давление газа нужно поднять до давления 1,58 Мпа. Дожимную компрессорную станцию для парогазовых установок рассчитывают на максимальный расход газа для суммарной работы всех газовых турбин, который составляет для ПГУ-450 - 48 300 $\text{нм}^3/\text{ч}$.

В соответствии с «Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления» ПБ-12-529-03 п.8.1.29 [18] при суммарном расходе газа до 50 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ количество дожимающих компрессоров должно быть не менее двух, один из которых резервный [18].

На основании этих требований выбираем два компрессорных агрегата производительностью 50000 $\text{нм}^3/\text{ч}$. каждый с давлением 1,58 МПа.

4.3.7 Компоновка главного корпуса

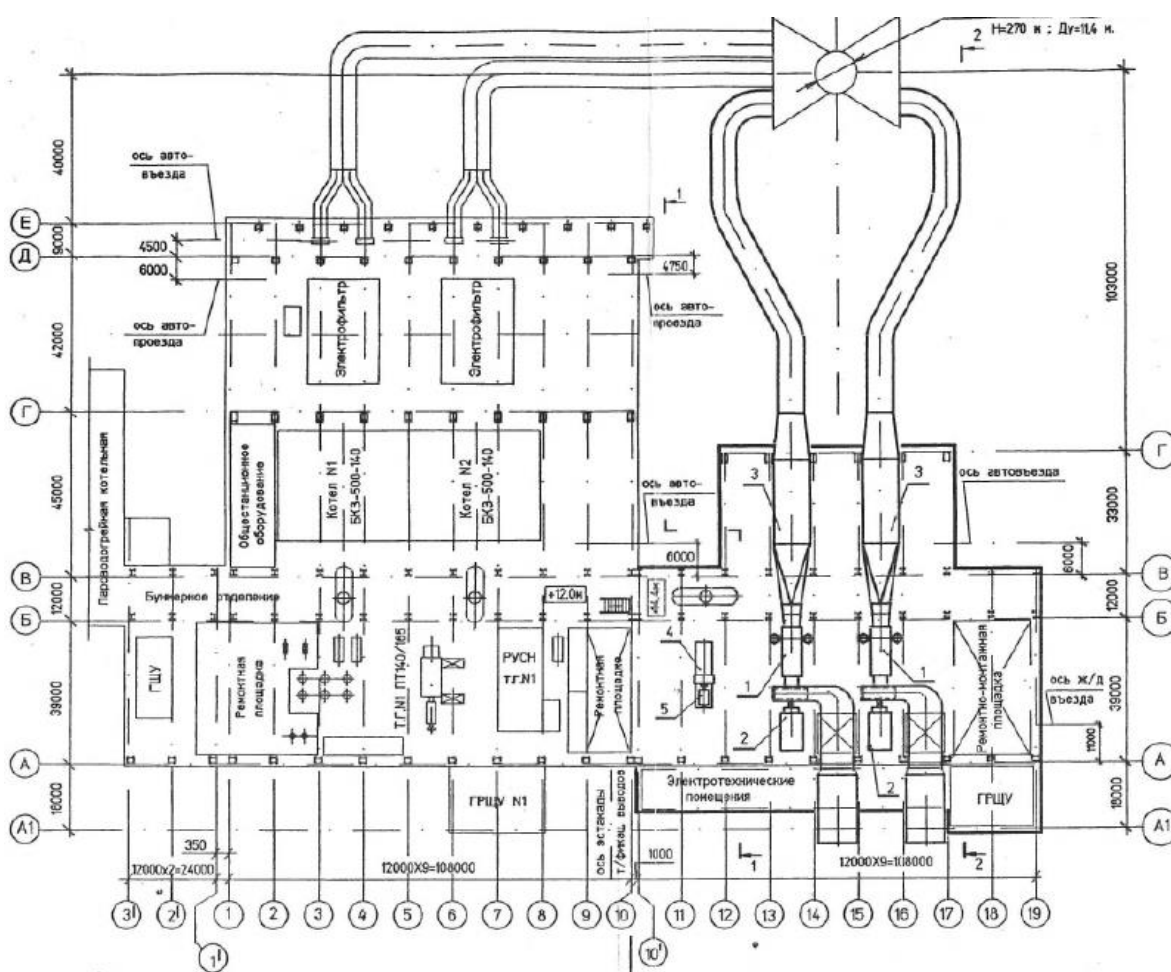


Рисунок 12 – Варианты размещения турбоустановки

Компоновка главного корпуса ПГУ-450 определена с учетом компоновочных решений, принятых для ПГУ Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга и Калининградской ТЭЦ-2. Отличием от указанных ПГУ является установка котлов-утилизаторов и вспомогательного оборудования котельного отделения в закрытом помещении, размещение КВОУ со стороны ряда А и др., (сравнительно с ПГУ Калининградской ТЭЦ-2).

Главный корпус состоит из следующих отделений:

- турбинного отделения размерами в плане 39x108м (ряды А-Б);
- деаэрационного отделения размерами в плане 12x108м (ряды Б-В);
- котельного отделения размерами в плане 33x60м (ряды В-Г);
- пристройки к ряду А в районе осей 17-19 четырехэтажного блочного щита управления (БЩУ) размерами в плане 18x24м;
- пристройки к ряду А в осях 10-17 трехэтажного помещения электротехнических устройств размерами в плане 12x84м (ряды А₁-А).

Общая компоновка главного корпуса представлена на прикладываемом к тексту габаритном чертеже 3.

Ширина ячейки блочной части ПГУ составляет 84 м. Со стороны временного торца в осях 17-19 предусматривается ремонтно-перегрузочная площадка и помещение для вспомогательного оборудования, а также ремонтная мастерская и грузовой лифт.

Между существующим главным корпусом ТЭЦ-3 и ПГУ в створе деаэрационного отделения предусматривается переходный мостик с эстакадой под ним – для трубопроводов технологических связей действующей ТЭЦ с ПГУ.

В разрыве между корпусами сохраняется существующий железнодорожный въезд, совмещенный с автомобильным въездом, как на ремонтную площадку действующей ТЭЦ, так и на ремонтно-перегрузочную площадку ПГУ для возможности с помощью железнодорожной платформы передавать из корпуса в корпус соответствующие грузы в зоны, обслуживаемые мостовыми кранами.

Со стороны временного торца в осях 10-16 предусматривается монтажно-ремонтная площадка, обслуживаемая мостовым краном (включая передачу

грузов на ремонтно-перегрузочную площадку в районе постоянного торца) с совмещенными железнодорожным и автомобильным въездами.

В здании турбинного отделения блочной части пролетом 39,0м и высотой 27,3м в осях 10-13 предусматривается размещение турбоустановки Т-150-7,7 с оперативной отметкой обслуживания +13,2м, в осях 6-10 – размещение двух однотипных ГТЭ-160 с отметкой обслуживания +3,3м при отметке осей турбин +6,0м. Расположение турбин – поперечное.

В ячейке турбины Т-150-7,7 оборудование системы смазки размещается на отметке 0,0 м справа от генератора (если смотреть со стороны ряда А), оборудование огнестойкого масла системы регулирования – на отметке 4,2 м у ряда Б слева от паровой турбины. Слева от генератора размещаются конденсатные насосы турбины. В осях 12-13 на границе ячейки турбины размещаются водоводяные теплообменники.

В ячейке каждой ГТЭ-160, справа от турбин, находятся помещения тиристорных пусковых устройств (ТПУ) и трансформаторов возбуждения.

Комплектные воздухосасывающие и очистительные устройства (КВОУ) газовых турбин размещаются в рядах А₀-А над помещением электротехнических устройств на отметке +15,7м в осях 6-7 и 8-9 с прокладкой воздухопроводов в пределах машинного отделения с опиранием на отдельные металлоконструкции над помещениями ТПУ и выводами токопроводов от генераторов.

Для монтажа и обслуживания турбоустановок предусматриваются два мостовых крана грузоподъемностью 120/20т.

Деаэрационное отделение располагается идентично бункерно-деаэрационному отделению существующего главного корпуса с пролетом 12,0 м между рядами Б и В. На отметке 0,0м деаэрационного отделения в осях 10-13 размещаются питательные электронасосы высокого и низкого давлений, а также вспомогательное оборудование для подготовки питательной воды. Предусмотрен монтаж электротельфера грузоподъемностью 15т для обслуживания. На отметке +9,0м располагается мимлаборатория. На отметке +14,4м устанавливается атмосферный деаэрактор повышенного давления ДП-

1000 с баком емкостью 100м³ на давление 0,7 МПа. Для его обслуживания устанавливается электротельфер грузоподъемностью 15т.

В осях 7-8 и 9-10 деаэрационного отделения на отметках +9,0 и +14,4м предусматриваются помещения АСУ; в осях 13-14 и 15-16 – газоходы от газовых турбин до котлов-утилизаторов.

В здании котельного отделения пролетом 33,0м и высотой 35,5м в осях 13-14 и 15-16 размещаются два котла-утилизатора горизонтального типа с отметкой осей барабанов котлов +29,3м. Между котлами в прямке с отметкой –3,5м устанавливается бак слива из котлов с перекачивающими насосами. На отметке 0,0м – насосы рециркуляции контуров газодляных подогревателей, расширители продувок котлов высокого и низкого давлений, а также оборудование установок коррекционной обработки котловой воды.

Со стороны внешних боковых стен котлов в осях 12-13 и 16-17 предусмотрены ремонтные площадки с автомобильными въездами.

Для монтажа и обслуживания оборудования принята установка мостового электрического крана грузоподъемностью 50/10т.

Дымовые газы предусматривается сбрасывать через существующую дымовую трубу главного корпуса высотой 270м, диаметром устья – 11,4м. Газоходы от котлов к дымовой трубе – металлические с тепловой изоляцией.

4.4 Выводы по анализу вариантов расширения томской ТЭЦ-3

В работе выполнен анализ возможных путей расширения (реконструкции) Томской ТЭЦ-3:

Расширение за счет строительства турбины Т-60-130 без установки дополнительных энергетических котлов

После проведенного анализа можно сделать выводы что тепловой мощности существующих котлов достаточно для установки турбины Т-60/65-130-2. В монтаже питательных, циркуляционных, сетевых насосов, а также деаэратора нет необходимости так как производительности существующего оборудования достаточно для нормальной работы обеих турбин. По компоновке турбины есть два варианта размещения: со стороны временного торца и со стороны постоянного торца. При размещении по первому варианту необходимо будет производить ремонт части существующего оборудования. При реализации второго варианта потребуется расширение турбинного отделения и отделения БДО на 4 оси. Технические возможности для этого существуют.

С точки зрения инвестиций то проект оказался убыточным и имеет среднюю по сравнению с другими вариантами себестоимость тепловой и электрической энергии. Это связано с высокой ценой на топливо и низкие цены на реализацию тепловой и электрической энергии.

Расширение за счет строительства энергоблока с турбиной Т-185/215-130-4М с двумя котлами Е-500-140 и подключением к тепломагистрالي №13

Показана техническая возможность размещения нового турбоагрегата, путем расширения турбинного отделения существующего главного корпуса на три оси.

Анализ показал соответствие тепловой мощности вновь вводимых котлоагрегатов БКЗ-500 потребностям турбины Т-185/215 с запасом на максимальном и номинальном режимах работы турбины. Для выдачи тепловой мощности от существующей паровой турбины и вновь устанавливаемой необходимо ввести дополнительные сетевые насосы, построить тепловой

распределительный узел ТРУ-2, также требуется строительство дополнительной тепломагистральной № 13. Для охлаждения турбины необходимо возвести еще одну башенную градирню.

С точки зрения инвестиций то проект оказался наименее выгодным из всех предложенных. Имеет самую высокую себестоимость тепловой и электрической энергии и является убыточным. Это связано с высокой ценой на топливо и низкие цены на реализацию тепловой и электрической энергии.

Вариант расширения за счет строительства парогазовой установки ПГУ-450

Данный вариант расширения наиболее привлекателен из всех проанализированных вариантов.

Парогазовую установку ПГУ-450 предлагается разместить в пристроенном к временному торцу. По сравнению с вариантом Т-185/215 данная установка располагается более компактно. Для реализации данного проекта потребуется дополнительно построить дожимной компрессорный пункт. Отработанное на других аналогичных станциях оборудование зарекомендовало себя с наилучшей стороны. Имеет наилучшие показатели надежности. А также высокий КПД.

С точки зрения инвестиций то проект оказался наиболее выгодным из всех предложенных. Имеет сравнительно низкую себестоимость тепловой и электрической энергии. Простой срок окупаемости составил 12 лет.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Введение

В данном разделе рассчитываются и анализируются основные технико-экономические показатели: затраты на разработку НИР, капиталовложения на строительство ТЭЦ, затраты и издержки, конкурентные технические решения с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения. А также произведен расчет себестоимости тепловой и электрической энергии для оценки конкурентной способности данного проекта.

5.1 Оценка коммерческого и инновационного потенциала научно-технического исследования

5.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Производство 21 века очень сильно отличается от того что было 30-40 лет назад. Раньше при разработке проектов внимание было направлено лишь на материально-техническую базу, его оснащение. И такие характеристики как конкурентоспособность, ресурсоэффективность при планировании производства не учитывались. Сегодня современное производство – это прежде всего «умное производство», которое включает в себя не только техническую составляющую, но и получаемый экономический эффект, которое рассчитывает возможные риски и направлено на получение прибыли. Сейчас разработки проектов связаны с повышением эффективности работы, увеличением сроков эксплуатации оборудования, ресурсоэффективности и экономическим эффектом.

Целью данного раздела является оценка экономических показателей ресурсоэффективности и ресурсосбережения анализа возможных путей расширения Томской ТЭЦ-3.

Для достижения цели будут решены следующие задачи:

- Анализ конкурентоспособности технического решения;
- SWOT-анализ;

- Планирование исследования;
- Определение ресурсной эффективности проекта.

В работе мы проанализируем 3 варианта расширения станции итогом которой станет выбор наиболее эффективного по экономическим и техническим показателям. В качестве которых рассмотрим: строительство турбины Т-60/65-130-2М без строительства дополнительных котлов; строительство энергоблока Т-185/215-130-4М со строительством двух котлов БКЗ-500; строительство парогазовой установки ПГУ-50. Для оценки конкурентной способности данных решений мы составили оценочную карту.

Оценку производим по экономическим и техническим критериям, которые приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Оценочная карта сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		ПГУ-450	Т-185	Т-60	K_1	K_2	K_3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобность интегрирования в энергосистему	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,02	5	4	4	0,1	0,08	0,08
3. Безопасность	0,16	5	5	5	0,8	0,8	0,8
4. Надежность	0,16	5	5	5	0,8	0,8	0,8
5. Возможность ремонта собственными силами	0,05	4	5	5	0,2	0,25	0,25
6. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,1	5	3	1	0,5	0,3	0,1
7. Простота эксплуатации	0,05	3	4	5	0,15	0,20	0,25
8. Качество интеллектуального интерфейса	0,01	5	3	3	0,05	0,03	0,03
9. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,02	5	4	4	0,1	0,08	0,08
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	3	1	0,25	0,15	0,05
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
3. Цена	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
4. Стоимость ремонтов	0,1	5	1	3	0,5	0,1	0,3
5. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	3	5	5	0,24	0,4	0,4
6. Наличие сертификации разработки	0,04	5	5	5	0,2	0,2	0,2
Итого:	1	70	58	58	4,89	4,24	4,29

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная. Выставление позиций осуществляется на базе сравнения показателей и информации, характерных для данных разработок, по каждому критерию. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:
где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$$K = \sum B_i \cdot \Phi_i$$

B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Исходя из оценки конкурентоспособности, можно сделать вывод, что наиболее привлекательным для реализации подходит энергоблок ПГУ-450. Варианты Т-185 и Т-60 сопоставимы, но проигрывают в конкурентоспособности ПГУ-450.

5.1.2 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Оценка стратегического положения и перспектив организации, а также формулировка стратегии часто осуществляется на основе SWOT-анализа. Суть его состоит в том, что во внешней среде организации выявляются факторы, представляющие с одной стороны возможности, а с другой угрозы для ее развития. Одновременно оцениваются слабые и сильные стороны ее внутреннего потенциала, прежде всего в функциональных областях организации – производство, управление финансами, маркетинг. Затем происходит их попарное сопоставление с помощью SWOT – матрицы.

В таблицах 40-41 представлены основные факторы, которые целесообразно учитывать в SWOT-анализе возможных путей расширения Томской ТЭЦ-3:

Таблица 40 – SWOT- анализ для вариантов Т-185 и Т-60

S: Сильные стороны	W: Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> - Большой ресурс работы; - Надёжность; - Сравнительная простота эксплуатации; - Возможность использования различных топлив. 	<ul style="list-style-type: none"> - Низкая конкурентоспособность при участии на ОРЭМ; - Низкая эффективность; - Усложнение конструкции при повышении эффективности; - Большое потребление воды; -длительная подготовка перед пуском; - Высокая стоимость.
O: внешние благоприятные возможности	T: внешние угрозы предприятию
<ul style="list-style-type: none"> - Рост тарифов на электроэнергию и тепловую энергию; - Сохранение рабочих мест; - Энергонезависимость Томской области. 	<ul style="list-style-type: none"> - Снижение платежеспособности потребителей электроэнергии; - Повышение тарифов на топливо.

Таблица 41 – SWOT- анализ для варианта ПГУ-450

S: Сильные стороны	W: Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> - Высокая конкурентоспособность при участии на ОРЭМ; - Снижение затрат на текущий ремонт и эксплуатацию оборудования; - Компактность оборудования; - Снижение удельных затрат на топливо; - Высокая эффективность; - Относительно небольшое потребление воды; - Более низкие тепловые выбросы; - Быстрый пуск оборудования. 	<ul style="list-style-type: none"> - Малый межремонтный интервал при эксплуатации ГТУ; - Существенные капитальные затраты; - Обучение персонала.
O: внешние благоприятные возможности	T: внешние угрозы предприятию
<ul style="list-style-type: none"> - Рост тарифов на электроэнергию и тепловую энергию; - Сохранение рабочих мест; - Энергонезависимость Томской области. 	<ul style="list-style-type: none"> - Снижение платежеспособности потребителей электроэнергии; - Повышение тарифов на топливо

После проведенного SWOT-анализа были сделаны выводы, что вариант ПГУ-450 имеет больше сильных сторон и возможностей по сравнению с вариантами Т-185 и Т-60, поэтому выглядит более привлекательным для реализации.

5.2 Планирование научно-технического проектирования

Таблица 42 – Перечень работ и оценка времени их выполнения

№	Наименование работы	Длительность, дней	Дата начала работы	Дата окончания работы	Исполнитель
1	Составление и утверждение технического задания	3	07.03.20	09.03.20	Научный руковод.
2	Получения задания	1	10.03.20	10.03.20	студент
3	Календарное планирование работ по теме	1	11.03.20	11.03.20	Научный руковод.
4	Аналитический обзор тенденций развития мировой энергетики и России в частности по литературным источникам, подбор литературы	10	11.03.20	20.03.20	студент
5	Сбор данных о существующем оборудовании станции	7	21.03.20	27.03.20	студент
6	Разработка вариантов расширения	14	28.03.20	10.04.20	студент
7	Анализ результатов исследования и оценка эффективности	7	11.04.20	16.04.20	студент
8	Контроль выполнения работ, консультация	2	17.04.20	18.04.20	Научный руковод.
9	Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	7	17.04.20	23.04.20	студент
10	Написание раздела «Социальная ответственность»	7	24.04.20	30.04.20	студент
11	Заключение и выводы	2	01.05.20	02.05.20	студент
12	Оформление пояснительной записки	7	03.05.20	09.05.20	студент
13	Проверка ВКР	9	10.05.20	18.05.20	Научный руковод.,
14	Исправление ошибок	4	19.05.20	22.05.20	студент

Составим диаграмму Ганта

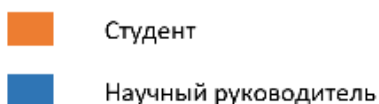
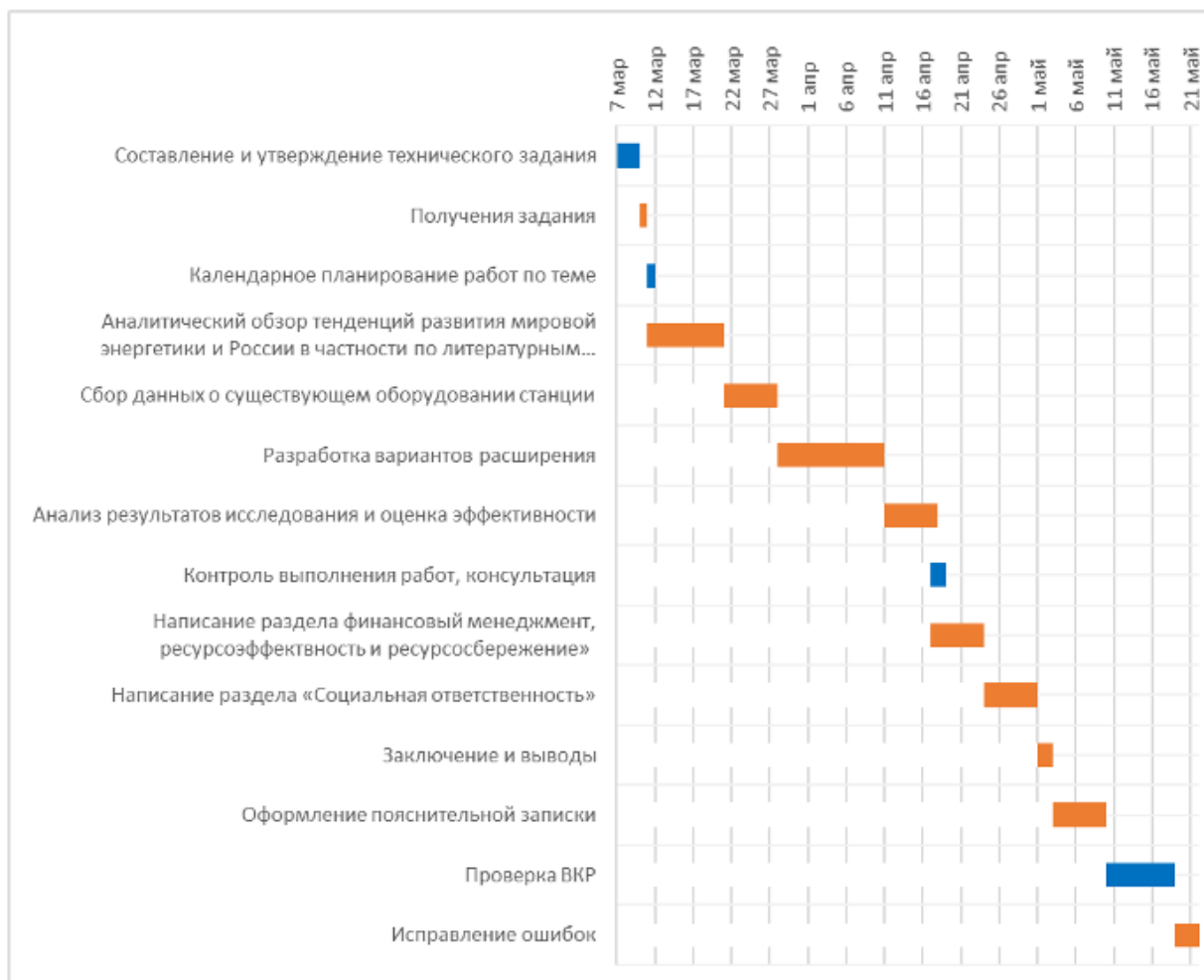


Рисунок 13 – Календарный план-график выполнения ВКР по теме: «Анализ возможных путей расширения Томской ТЭС-3»

5.3 Бюджет проекта

5.3.1 Расчет материальных затрат на выполнение ВКР

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх.i} ,$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования; $N_{расх.i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении ВКР; C_i –

цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов; k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Основные работы для ВКР проводились за персональным компьютером в квартире жилого дома. Время, проведенное за работой у компьютера, примем равным 350 часам. Мощность компьютера: 0,4 кВт. Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле:

$$C = C_{эл} \cdot P \cdot T_{об} = 2,45 \cdot 0,4 \cdot 350 = 343 \text{ руб.},$$

где $C_{эл}$ – одноставочный тариф на электроэнергию для населения, проживающего в городских населенных пунктах Томской области в домах, оборудованных в установленном порядке электрическими плитами (2,45 руб. за 1 кВт·ч); P – мощность оборудования, кВт; $T_{об}$ – время использования оборудования, ч. Затраты на электроэнергию составили 343 рубля.

Все затраты сведем в таблицу 43

Таблица 43 – Материальные затраты на выполнение ВКР

Наименование	Ед. измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты, руб
Бумага	Упак.	1	250	250
Шариковая ручка	Шт.	1	50	50
Эл. энергия	кВт·ч	140	2,45	343
Доступ в интернет	Мес.	2	650	1300
Печать А4	Шт.	160	3	480
Печать А1	Шт.	6	70	420
Брошюрирование	Шт.	1	100	100
Транспортно-заготовительные работы (5%)				148
ИТОГО по статье материальных затрат				3090

5.3.2 Расчет заработной платы

5.3.2.1 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением ВКР, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$C_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата; $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб; T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_d – количество рабочих дней в месяце.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_б \cdot (1 + k_{np} + k_д) \cdot k_p$$

где $Z_б$ – базовый оклад, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Зтс); $k_д$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от Зтс); k_p – районный коэффициент, равный 1,3 в г. Томск.

Пример расчета заработной платы для руководителя:

$$Z_m = Z_б \cdot (1 + k_{np} + k_д) \cdot k_p = 28990 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 56530,5 \text{ руб};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_m}{F_d} = \frac{56530,5}{21} = 2691,9 \text{ руб};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 2691,9 \cdot 15 = 40378,5 \text{ руб.}$$

Таблица 44 – расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{б}$, руб.	$Z_{м}$, руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , дни	$Z_{осн}$, руб.
Научный руководитель	28990	56530,5	2691,9	15	40378,5
Студент	1988	2584,4	92,3	66	6091,8
ИТОГО					46470,3

5.3.2.2 Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей

$$\text{формуле: } Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн}$$

где $k_{дон}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,10 – 0,15).

Таблица 45 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнители	Основная ЗП, руб.	Дополнительная, руб.
Научный руководитель	40378,5	6056,7

5.3.2.3 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды являются обязательными по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда

(ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{дон}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	Внебюджетные фонды, руб
Научный руководитель	13930,6
Студент	1827,5
ИТОГО	15758,1

5.3.3 Накладные расходы

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы. Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$C_{накл} = k_{накл} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где $k_{накл}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$C_{накл} = k_{накл} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,8 \cdot (40378,5 + 6056,7) = 37148,2 \text{ руб.}$$

5.3.4 Формирование бюджета затрат ВКР

Рассчитанная величина затрат ВКР является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на ВКР по каждому варианту исполнения приведен в таблице 47.

Таблица 47 – Расчет бюджета затрат ВКР

Наименование статьи	Сумма, руб.
---------------------	-------------

Материальные затраты	3090
Затраты по основной ЗП	46470,3
Затраты по дополнительной ЗП	6056,7
Внебюджетные отчисления	15758,1
Накладные расходы	37148,2
ИТОГО бюджет затрат	103073,3

5.4 Ресурсоэффективность

Ресурсоэффективность определяется при помощи интегрального критерия ресурсоэффективности, который имеет следующий вид:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 48.

Таблица 48 – Сравнительная оценка характеристик варианта ПГУ-450

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Безопасность	0,25	5
2. Надежность	0,25	5
3. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,20	5
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	3
5. Энергоэкономичность	0,15	3
Итого:	1,00	

Интегральный показатель ресурсоэффективности для разрабатываемого научно-исследовательского проекта:

$$I_{pi} = 0,25 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,20 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 = 4,4$$

Проведенная оценка ресурсоэффективности проекта дает достаточно неплохой результат (4,4 из 5), что свидетельствует об эффективности реализации данного варианта.

5.5 Технико-экономическая эффективность энергоблока ТЭЦ

Принимаем капиталовложения K в расширение Томской ТЭЦ-3 равным аналогичным строительством на других ТЭЦ с пересчетом на текущий год:

Для турбины Т-60/65-130-2М составляет 4492,3 млн.руб;

Для дубльблока Т-185/215-130 составляет 24395,4 млн.руб;

Для ПГУ-450 составляет 15795,6 млн.руб.

Определим удельные капиталовложения $K_{y\partial}$ по формуле:

$$K_{y\partial} = \frac{K}{N_y};$$

$$\text{Для Т-60/65 } K_{y\partial} = \frac{4492,3 \cdot 10^6}{60 \cdot 10^3} = 7471,7 \text{ руб/кВт};$$

$$\text{Для Т-185/215 } K_{y\partial} = \frac{24395,4 \cdot 10^6}{185 \cdot 10^3} = 131867,1 \text{ руб/кВт};$$

$$\text{Для ПГУ-450 } K_{y\partial} = \frac{15795,6 \cdot 10^6}{450 \cdot 10^3} = 35101 \text{ руб/кВт}.$$

Определим затраты на топливо:

$$I_m = B_{\text{год}}^{н.т.} \cdot (C_m + C_{\text{тр.т}}),$$

где $B_{\text{год}}^{н.т.}$ - годовой расход натурального топлива; C_m - цена на топливо; $C_{\text{тр.т}}$ - цена на транспортировку топлива.

Расчет расхода топлива представлен в приложениях 1 и 2 и 3.

Для Т-60/65:

$$I_m = B_{\text{год}}^{н.т.} \cdot (C_m + C_{\text{тр.т}}) = 122,83 \cdot 10^3 \cdot (4284 + 710) = 613,6 \text{ млн.руб/год},$$

$$I_m^{\text{э}} = B_{\text{год.э.}}^{н.т.} \cdot (C_m + C_{\text{тр.т}}) = 49,88 \cdot 10^3 \cdot (4284 + 710) = 249,1 \text{ млн.руб/год},$$

$$I_m^m = B_{год.м}^{н.м} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 72,99 \cdot 10^3 \cdot (4284 + 710) = 364,5 \text{ млн.руб/год.}$$

Для Т-185/215:

$$I_m = B_{год}^{н.м} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 339,5 \cdot 10^3 \cdot (4284 + 710) = 1695,46 \text{ млн.руб/год,}$$

$$I_m^э = B_{год.э}^{н.м} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 135,08 \cdot 10^3 \cdot (4284 + 710) = 674,58 \text{ млн.руб/год,}$$

$$I_m^m = B_{год.м}^{н.м} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 204,42 \cdot 10^3 \cdot (4284 + 710) = 1020,87 \text{ млн.руб/год.}$$

Для ПГУ-450:

$$I_m = B_{год}^{н.м} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 567,1 \cdot 10^3 \cdot (4284 + 710) = 2832,1 \text{ млн.руб/год.}$$

Определение годовых затрат на амортизацию

Норму амортизации $\bar{H}_{ам}$ приближенно определим по формуле:

$$\bar{H}_{ам} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot h_y,$$

где h_y - число часов использования установленной мощности станции.

Для всех вариантов: $\bar{H}_{ам} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 5600 = 0,0396$.

Годовую величину амортизационных $I_{ам}$ определим по формуле:

$$I_{ам} = \bar{H}_{ам} \cdot K,$$

где K - капиталовложения в сооружение блока.

Для Т-60/65: $I_{ам} = 0,0396 \cdot 4492,3 = 177,9 \text{ млн.руб/год,}$

Для Т-185/215: $I_{ам} = 0,0396 \cdot 24395,4 = 966,05 \text{ млн.руб/год,}$

Для ПГУ-450: $I_{ам} = 0,0396 \cdot 15795,6 = 568,6 \text{ млн.руб/год.}$

Определение годовых затрат на заработную плату

Затраты по заработной плате определены как произведение штатного коэффициента для эксплуатационного персонала $n_{шт}^э$, удельного фонда заработной платы $\bar{\Phi}_{зн}$ и мощности станции N_y . Фонд заработной платы принимаем 480000 руб/чел.год, как среднегодовая заработная плата по Томской области. Величины штатных коэффициентов принимаем равными при $N_y = 60$ МВт $n_{шт}^э = 2,09$, при $N_y = 185$ МВт $n_{шт}^э = 1,29$ при $N_y = 450$ МВт $n_{шт}^э = 0,7$.

Затраты по заработной плате $I_{зн}$ определяем по формуле:

$$I_{\text{зн}} = \eta_{\text{шт}} \cdot \bar{\Phi}_{\text{зн}} \cdot N_{\text{y}};$$

Для Т-60/65: $I_{\text{зн}} = 2,09 \cdot 480000 \cdot 65 = 65,2$ млн.руб/год,

Для Т-185/215: $I_{\text{зн}} = 1,29 \cdot 480000 \cdot 185 = 114,55$ млн.руб/год,

Для ПГУ-450: $I_{\text{зн}} = 0,7 \cdot 480000 \cdot 450 = 151,2$ млн.руб/год.

Определение годовых затрат на ремонт

Затраты на капитальный и текущий ремонты принимаем в размере 2% от капиталовложений в сооружение энергоблока. Затраты на капитальный и текущий ремонты $I_{\text{рем}}$ определяем по формуле:

$$I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot K;$$

Для Т-60/65: $I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot 4492,3 = 89,85$ млн.руб/год,

Для Т-185/215: $I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot 24395,4 = 487,91$ млн.руб/год,

Для ПГУ-450: $I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot 15795,6 = 315,9$ млн.руб/год.

Прочие расходы

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

Определим прочие расходы в процентах от суммы затрат на топливо, амортизацию, ремонт и заработную плату. Для блока до 100 МВт -8%, от 100 до 500 - 5%.

Прочие расходы $I_{\text{пр}}$ определяем по формуле:

$$I_{\text{пр}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{рем}}) \cdot 0,08;$$

Для Т-60/65: $I_{\text{пр}} = (613,6 + 177,9 + 69,3 + 89,85) \cdot 0,08 = 76,04$ млн.руб/год,

Для Т-185/215:

$$I_{\text{пр}} = (1695,46 + 966,05 + 114,55 + 487,91) \cdot 0,05 = 163,19 \text{ млн.руб/год,}$$

Для ПГУ-450:

$$I_{\text{пр}} = (2832,1 + 568,6 + 151,2 + 315,9) \cdot 0,05 = 193,39 \text{ млн.руб/год.}$$

Полная величина годовых эксплуатационных расходов

Полная величина годовых эксплуатационных расходов $I_{полн}$ определяем по формуле:

$$I_{полн} = I_m + I_{ам} + I_{зн} + I_{рем} + I_{пр};$$

Для Т-60/65: $I_{полн} = 613,6 + 177,9 + 69,3 + 89,85 + 76,04 = 1024,51$ млн.руб/год.

Для Т-185/215:

$$I_{полн} = 1695,46 + 966,05 + 114,55 + 487,91 + 163,19 = 3427,16$$
 млн.руб/год,

Для ПГУ-450:

$$I_{полн} = 2832,1 + 568,6 + 151,2 + 315,9 + 193,39 = 4061,2$$
 млн.руб/год.

Постоянные издержки

$$I_{пост} = I_{ам} + I_{зн} + I_{рем} + I_{пр}.$$

Для Т-60/65: $I_{пост} = 177,9 + 69,3 + 89,85 + 76,04 = 413,09$ млн.руб/год.

Для Т-185/215: $I_{пост} = 966,05 + 114,55 + 487,91 + 163,19 = 1731,7$ млн.руб/год.

Себестоимость тепловой и эклектической энергии

Для Т-60/65:

$$c_{эз} = \frac{(I_m^{эз} + I_{пост}) \cdot k_p}{\Delta_{отп}} = \frac{(249,1 + 413,09) \cdot 0,4}{317,86} = 0,83$$
 руб/кВт·ч,

$$c_m = \frac{(I_m^m + I_{пост}) \cdot k_p}{Q_{отп}} = \frac{(364,5 + 413,09) \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,4)}{560000} = 833,13$$
 руб/Гкал.

Для Т-185/215:

$$c_{эз} = \frac{(I_m^{эз} + I_{пост}) \cdot k_p}{\Delta_{отп}} = \frac{(674,58 + 1731,7) \cdot 0,4}{981,09} = 0,98$$
 руб/кВт·ч,

$$c_m = \frac{(I_m^m + I_{пост}) \cdot k_p}{Q_{отп}} = \frac{(1020,87 + 1731,7) \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,4)}{1568000} = 1053,28$$
 руб/Гкал.

Для ПГУ-450:

$$c_{эз} = \frac{I_{полн}}{\Delta_{отп}} = \frac{4061,2}{2524,8} = 1,6$$
 руб/кВт·ч,

Стоимость тепловой энергии и электроэнергии от ТЭЦ составляет:

$$Ц_э = 1,2 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч},$$

$$C_{тэ} = 1000 \text{ руб} / \text{Гкал}.$$

Прибыль балансовая:

$$P_{\sigma} = C_{э} \cdot \mathcal{E}_{отт} + C_{тэ} \cdot Q_{отт} - I_{полн}.$$

Для Т-60:

$$P_{\sigma} = 1,2 \cdot 317,86 + 1000 \cdot 560000 \cdot 10^{-6} - 1024,51 = -83,1 \text{ млн.руб.}$$

Для Т-185:

$$P_{\sigma} = 1,2 \cdot 981,09 + 1000 \cdot 1568000 \cdot 10^{-6} - 3427,16 = -681,8 \text{ млн.руб.}$$

Оба варианта являются убыточными и не имеют сроков окупаемости.

Причем вариант с турбиной Т-185/215 более убыточный.

Причиной не окупаемости проекта являются высокие цены на газ, и низкие цены на электрическую и тепловую энергию, т.е. убытки от реализации электрической энергии.

Из чего следует вывод, что на сегодняшний день при существующих ценах строительство паротурбинных установок, работающих на природном газе не имеет перспектив.

Для ПГУ-450:

$$P_{\sigma} = 1,2 \cdot 2524,88 + 1000 \cdot 2348920 \cdot 10^{-6} - 4061,2 = 1317,6 \text{ млн.руб.}$$

Простой срок окупаемости:

$$\text{Для ПГУ-450: } T_{\text{окуп}} = \frac{K}{P_{\sigma}} = \frac{15795,6}{1317,6} = 12 \text{ лет.}$$

В данном разделе выпускной квалификационной работы представлен анализ ВОЗМОЖНЫХ ПУТЕЙ РАСШИРЕНИЯ ТОМСКОЙ ТЭЦ-3 с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Анализ работы был разделен на два этапа: на первом этапе нам предстояло произвести анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения путем сравнения предложений на рынке и выбором наиболее эффективного и экономичного варианта, на втором этапе произвести оценку коммерческого и инновационного потенциала ранее выбранного варианта. Для достижения поставленной цели на первом этапе была создана оценочная карта конкурентных решений, с помощью которой мы проанализировали рынок и подобрали лучший вариант с учетом предъявленных нами требований: ресурсоэффективности и ресурсосбережения. В результате проведенной оценки мы пришли к выводу, что ПГУ-450 наиболее соответствует выдвинутым критериям.

Определившись с вариантом, мы перешли ко второму этапу нашего анализа, а именно использовали: SWOT – анализ, метод стратегического планирования, с помощью которого мы рассмотрели наш вариант в четырех категориях, выделили слабые и сильные стороны выбранного нами варианта, а также возможности и угрозы. Это позволило нам увидеть, как нужно использовать наш вариант, чтобы получить наибольшую отдачу и избежать потерь в будущем, а также как недостатки превратить в наше преимущество, что нужно использовать для устранения угроз и рисков.

Для иллюстрации плана выбора варианта, его наглядности и упорядоченности информации всего процесса работы выбора была составлена диаграмма Ганта. В ней отражены этапы планирования и моделирования варианта работы.

Так же, ключевой меткой нашей работы станет бюджет, с помощью него будет полное понимание, сможем ли соотнести расходы и доходы

Для этого был составлен бюджет проекта, который составил 103073,3руб, в него были заложены основные расходы для реализации нашего выбранного

варианта и просчитана заработная плата участникам процесса. Проведенная оценка ресурсоэффективности свидетельствует об эффективности реализации технического проекта, выбранный вариант полностью отвечает современным критериям производства и соответствует задачам, которые мы ставили перед собой в начале нашей работы.

6 Социальная ответственность.

Введение

Томская ТЭЦ-3 – тепловая электростанция в городе Томске, структурное подразделение АО "Томская генерация". Станция расположена в северо-восточной части Томска, рядом с ТНХК. Численность персонала 360 человек. В состав основного оборудования входит одна турбина и два котлоагрегата. Электрическая мощность 140 МВт, тепловая – 780 Гкал/ч.

В данной работе рассматриваются возможные пути расширения Томской ТЭЦ-3, в виде увеличения тепловых мощностей за счет установки новых энергоблоков (турбины, котлоагрегаты, а также вспомогательного оборудования).

В качестве рассмотрения возьмем рабочее место начальника смены котлотурбинного цеха (КТЦ), которое находится на блочном щите управления (БЩУ). В обязанности начальника смены КТЦ входит эксплуатация энергоблока, в который входит: паровая турбина, энергетические котлы, вспомогательное оборудование (конденсаторы, питательные насосы, сетевые насосы, конденсатные насосы, трубопроводы, вентиляторы и др.), генератор, щит управления энергоблоком. Так же согласно внутренним распоряжениям станции начальник смены ходит в обходы для контроля, вверенного ему оборудования, то есть непосредственно в цех. Он руководит персоналом смены, а также контролирует состояние оборудования.

Персонал обслуживающий оборудование станции может находиться под воздействием каких-либо вредных и опасных производственных факторов. К таким факторам относятся: отклонение показателей микроклимата, превышение уровня шума, повышенным уровнем общей вибрации, недостаточная освещенность рабочей зоны, факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.

В данном разделе рассмотрим источники вредных и опасных производственных факторов, нормы воздействия и мероприятия для снижения уровня воздействия.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Основные организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Эффективный и безопасный труд возможен только в том случае, если производственные условия на рабочем месте отвечают всем требованиям международных стандартов в области охраны труда.

Основная задача по созданию здоровых и безопасных условий труда и защите окружающей природной среды возложена на администрацию предприятия и инженерные кадры, которые обязаны выявлять и предупреждать, ограничивать или устранять опасные и вредные факторы производства, решать вопросы технологии производства и организации труда, нормализации санитарно-гигиенических параметров производственной среды, эргономичности помещений и рабочих мест, организации санитарно-бытового обслуживания работающих.

На БЩУ размещается рабочее место начальника смены КТЦ, включающее в себя панели управления энергоблоком, предназначенные для контроля и управления подсистемами котельного и турбинного отделения.

Основным рабочим положением является положение сидя. Рабочее место для выполнения работ в положении сидя организуется в соответствии с [19]. В этом пространстве начальник смены проводит большую часть своего времени.

Из ГОСТа следует, что конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям. Также стоит принимать во внимание характер работы.

Так, при организации рабочего места начальника смены КТЦ должны соблюдаться следующие условия:

- требуемое для работы оборудование должно быть оптимально размещено;
- рабочее пространство должно быть достаточным и позволять производить необходимые движения в ходе работы;
- для выполнения поставленных задач необходимо наличие естественного и искусственного освещения;
- рабочее пространство должно быть достаточно вентилируемым.

Эргономичность – главное требование при проектировании рабочего места начальника смены КТЦ. К требованиям эргономичного рабочего пространства можно отнести следующее: размеры рабочего пространства; высота рабочей поверхности стола; положение кресла и размеры пространства для ног; возможность регулирования рабочего места и положений кресла; расстояние и углы обзора средств отображения информации.

6.1.2 Социальное страхование работников

Основными принципами обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний являются [20]:

- гарантированность права застрахованных на обеспечение по страхованию;
- экономическая заинтересованность субъектов страхования в улучшении условий и повышении безопасности труда, снижении производственного травматизма и профессиональной заболеваемости;
- обязательность регистрации в качестве страхователей всех лиц, нанимающих (привлекающих к труду) работников, подлежащих обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- обязательность уплаты страхователями страховых взносов.

6.2 Производственная безопасность

К опасным производственным факторам относят факторы, воздействие которых на работающего приводит к травме; к вредным – факторы, которые приводят к заболеванию.

В турбинном цехе ТЭЦ, так же, как и на всей ТЭЦ в целом, имеются опасные и вредные производственные факторы. В таблице 1 приведены возможные опасные и вредные производственные факторы, влияющие на человека при эксплуатации энергоблока.

Таблица 49 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата			+	1. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» 2. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности 3. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 4. ГОСТ 12.1.038-82. «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»; 5. ГОСТ 12.1.012–2004 «Вибрационная безопасность»
2. Превышение уровня шума			+	
3. Отсутствие или недостаток естественного света			+	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны			+	
5. Повышенный уровень вибрации			+	
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека			+	

Управление технологическими процессами осуществляют в основном машинисты блочных щитов управления. Начальник смены руководит работой машинистов.

Далее представлен анализ рабочего места начальника смены КТЦ на предмет возникновения вредных и опасных производственных факторов.

Уровни воздействия на работающих вредных производственных факторов нормированы предельно-допустимыми уровнями, значение которых указаны в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарно-гигиенических правилах.

6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Отклонение показателей микроклимата

Источник возникновения фактора – энергозатраты организма 151 – 200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения, при работе в турбинном цеху.

Физическая природа – изменение температуры воздуха и теплового излучения.

Выполняемые работы начальником смены по энергозатратам относятся к категории Ia с наиболее низкими энергозатратами [21].

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения, не должны превышать 140 Вт/м². При этом облучению не должно подвергаться более 25% поверхности тела [21].

Температура воздуха на рабочих местах не должна превышать 22 °С при категории работ Ia, при наличии источника теплового излучения.

Неблагоприятные микроклиматические условия приводят к ухудшению самочувствия работника, ослаблению внимания, быстрой утомляемости, и при продолжительном воздействии могут вызвать различные заболевания, регламентируют нормы производственного микроклимата [21]. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны начальника

смены представлены в таблице 2, нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры показаны в таблице 3.

Таблица 50 – Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны начальника смены

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	1а	22...24	16...24	40-60	0,1
Теплый	1а	23...25	14...27	40-60	0,1

Таблица 51 – Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на одного человека в час
Объем до 20 м ³ на человека	не менее 30
20...40 м ³ на человека	не менее 20
более 40 м ³ на человека	естественная вентиляция

Для обеспечения комфортных условий используются как организационные методы (рациональная организация проведения работ в зависимости от времени года и суток, чередование труда и отдыха), так и технические средства (вентиляция, кондиционирование воздуха, отопительная система).

Превышение уровня шума

Основными источниками шума являются агрегаты: машины с неуравновешенными вращающимися массами, т.е. турбогенераторы, насосы, вентиляторы и установки, в которых перемещение жидкостей и газов происходит с большими скоростями и сопровождается пульсациями (барабаны котла). Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со

среднегеометрическими частотами, Гц, для вида трудовой деятельности (работа, требующая сосредоточенности, работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами: рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону; в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов, вычислительных машин) составляют:

Таблица 52 - Уровни звукового давления

Гц	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
дБА	103	91	83	77	73	70	68	66	64

Уровни звука и эквивалентные уровни звука – 75 дБА Превышение уровня звука в котлотурбинном цехе примерно на 10дБ, однако в непосредственной близости к котлу и прочему оборудованию может достигать 18дБ.

Превышение уровня шума приводит к ухудшению слуха у работника, приводит к стрессу, а также повышает кровяное давление.

Отсутствие или недостаток естественного света. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Блочный щит управления состоит из панелей с приборами, мониторами ПЭВМ на которых отображаются показатели работы и состояния оборудования, а также ключи для переключений. При эксплуатации энергоблока начальник смены следит за состоянием оборудования на мониторах ПЭВМ. Помещения для ПЭВМ должны иметь естественное и искусственное освещение. Эксплуатация ПЭВМ в помещениях без естественного освещения допускается только при соответствующем обосновании и наличии положительного санитарно-эпидемиологического заключения, выданного в установленном порядке.

Естественное и искусственное освещение должно соответствовать требованиям действующей нормативной документации. Окна в помещениях,

где эксплуатируется вычислительная техника, преимущественно должны быть ориентированы на север и северо-восток.

Рабочие столы следует размещать таким образом, чтобы мониторы были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева.

Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ПЭВМ должно осуществляться системой общего равномерного освещения. В производственных и административно-общественных помещениях, в случаях преимущественной работы с документами, следует применять системы комбинированного освещения (к общему освещению дополнительно устанавливаются светильники местного освещения, предназначенные для освещения зоны расположения документов).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк [22]. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

Следует ограничивать прямую блескость от источников освещения, при этом яркость светящихся поверхностей (окна, светильники и др.), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м².

Следует ограничивать отраженную блескость на рабочих поверхностях (экран, стол, клавиатура и др.) за счет правильного выбора типов светильников и расположения рабочих мест по отношению к источникам естественного и искусственного освещения, при этом яркость бликов на экране ПЭВМ не должна превышать 40 кд/м² и яркость потолка не должна превышать 200 кд/м².

Показатель ослепленности для источников общего искусственного освещения в производственных помещениях должен быть не более 20. Показатель дискомфорта в административно-общественных помещениях - не более 40.

Яркость светильников общего освещения в зоне углов излучения от 50 до 90 градусов с вертикалью в продольной и поперечной плоскостях должна

составлять не более 200 кд/м², защитный угол светильников должен быть не менее 40 градусов.

Светильники местного освещения должны иметь не просвечивающий отражатель с защитным углом не менее 40 градусов.

Для освещения помещений с ПЭВМ следует применять светильники с зеркальными параболическими решетками, укомплектованными электронными пускорегулирующими аппаратами (ЭПРА). Допускается использование многоламповых светильников с электромагнитными пускорегулирующими аппаратами (ЭПРА), состоящими из равного числа опережающих и отстающих ветвей.

Применение светильников без рассеивателей и экранирующих решеток не допускается.

Повышенный уровень вибрации

Причиной возникновения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. В нашем случае основными источниками вибраций являются: компрессорные агрегаты, насосы, вентиляторы. ГОСТ 12.1.012–2004 «Вибрационная безопасность» предусматривает следующие нормы:

категория вибрации по санитарным нормам и критерий оценки: -3, тип «а»

- граница снижения производительности труда. Это технологические вибрации,

воздействующие на операторов стационарных машин и оборудования или передающаяся на рабочие места, не являющиеся источниками вибраций, направление действия Z_0 , Y_0 , X_0 .

Таблица 53 - Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора, общая вибрация, категория 3, тип «а»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0			
	Виброускорения		Виброскорости	
	дБ		дБ	
	в 1/3 окт.	в 1/1 окт.	в 1/3 окт.	в 1/1 окт.
2,0	98	103	102	108
4,0	95	100	93	99
8,0	95	100	87	93
16,0	101	106	87	92
31,5	107	112	87	92
63,0	113	118	87	92
Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения	100		92	

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Согласно [23], в отношении опасности поражения людей электрическим током БЩУ относится к классу 1 – помещения без повышенной опасности (сухие, безпыльные, с нормальной температурой воздуха, с изолирующими полами). Безопасные номинальные значения: напряжение – менее 12В; ток – менее 0,1А; заземление менее 4 Ом.

По [24] напряжения прикосновения и токи при нормальном и аварийном режимах электроустановки с частотой тока 50 Гц и напряжением до 1000 В, не должны превышать значений, указанных в таблице 6, 7.

Таблица 54 – Напряжения прикосновения и токи при нормальном режиме электроустановки при продолжительности воздействия не более 10 мин в сутки

Род тока	U, В	I, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2	0,3

Таблица 55 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме электроустановок с частотой тока 50 Гц и напряжением до 1000 В

Продолжительность воздействия t, с	Нормируемая величина	
	U, В	I, мА
От 0,01 до 0,08	220	220
0,1	200	200
0,2	100	100
0,3	70	70
0,4	55	55
0,5	50	50
0,6	40	40
0,7	35	35
0,8	30	30
0,9	27	27
1	25	25

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие СКЗ [25]: защитные оболочки; защитные ограждения (временные или стационарные); изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную); предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Помещения котлотурбинных цехов относятся к категории особо опасных, т.к. помещение характеризуется наличием (местами) токопроводящих полов (металлические), повышенной температурой в котельном цехе, наличие заземления, большого количества оборудования.

Работа на производстве связана с потенциальной возможностью электропоражения, которая в свою очередь делится на электротравмы и электро-удары.

Практически условиями возникновения электротравм могут быть:

- прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прикосновение к конструктивным частям электросети и электрооборудования, оказавшимся под напряжением при повреждении изоляции (например, прикосновение к корпусу электродвигателя, имеющего замыкание на корпус);
- нахождение вблизи места замыкания на землю (например, вблизи оборванного провода, упавшего на землю); прикосновение к металлическим предметам, случайно оказавшимся под напряжением (например, к мокрой стене, на которой возник потенциал) и другие.

6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия производственных факторов, электробезопасность

Отклонение показателей микроклимата

Поддержание оптимальных величин температуры и влажности воздуха рабочей зоны обеспечивается приточной и вытяжной вентиляцией, которая рассчитана на поглощение тепловыделений. Вентиляторы включаются автоматически при достижении температуры в помещении 33°C и отключаются при температуре 25 °С. Также способами защиты от лучистого потока теплоты являются: 1) теплоизоляция нагретых поверхностей; 2) экранирование тепловых излучений; 3) применение защитной спец. одежды.

Для теплоизоляции оборудования применяют разнообразные материалы и конструкции (специальные бетоны и кирпич, минеральную и стекловату,

асбест и т.д.). Все поверхности нагрева обмуровываются специальным раствором, а на поверхности, к которым необходим доступ во время работы, накладываются «подушки» из стекловаты.

Превышение уровня шума

Для снижения повышенного уровня шума произведены следующие мероприятия: в турбинном зале выполнена отдельно стоящая операторная с постоянным пребыванием рабочего персонала, отделка стен материалами предусматривает защиту от внешних источников шума, не превышая его уровня 40 дБ.

Для обслуживающего персонала, временно находящегося на территории турбинного зала, используются индивидуальные средства защиты: противошумы (ушные пробки, тампоны), наушники и шлемы, позволяющие снизить уровень шума на 10-45 дБ.

Отсутствие или недостаток естественного света. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для создания необходимой освещенности используются лампы дневного света (ЛД) в светильниках типа ПВЛМ. Эти светильники являются взрывовлагопылезащищенными. В них устанавливаются две лампы, что уменьшает пульсацию суммарного светового потока светильника и исключает стробоскопический эффект. Так же используются собственные осветительные приборы (переноски, фонари) для доступа в плохо освещенные места.

Повышенный уровень вибрации

Для снижения уровня вибрации от оборудования (насосов, вентиляторов электрических машин и т.д.) предусмотрено:

1) ограничение окружной скорости рабочих колес вентиляторов и скорости движения воздуха; 2) изолирование воздухопроводов; 3) фундаменты под агрегаты с подвижными элементами выполнены отдельно от фундаментов стен котельного зала, предусмотрена конструкция пола с прокладкой между ним и фундаментом пористой резины; 4) входные и выходные патрубки вентиляторов

соединены с воздуховодами при помощи резиновых вставок; 5) своевременно меняется смазка подшипников качения насосов и вентиляторов; 6) устраняются биения шкивов и соединительных муфт, перекосы ременных передач; 7) поддерживается балансировка рабочих колес вентиляторов, насосов, роторов компрессоров.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Для защиты персонала от поражения электрическим током следует применять защитные средства.

Все защитные средства, применяемые в электроустановках, делят на три группы: изолирующие, ограждающие и вспомогательные.

Средствами коллективной защиты в данном технологическом процессе предусматривают следующее: обеспечивают недоступность токоведущих частей, чтобы не было случайного прикосновения к ним; применяют изоляцию корпуса; снижают напряжение до малой величины; используют защитное заземление; организуют безопасную эксплуатацию электроустановок. Защитные средства изготавливаются по установленным стандартам и имеют клеймо, указывающее, для каких напряжений эти средства предназначены.

6.3 Экологическая безопасность

Для производства электроэнергии требуется сжигания топлива, поэтому загрязнение окружающей среды отходами производства неизбежно.

Отходы производства - обтирочный материал, мусор от уборки помещений, шлак от котлов, дымовые газы в атмосферу. Для сбора и вывоза отходов предусмотрены контейнеры и ёмкости на специально отведённых для них площадках. Шлак котлов с помощью жидкого шлакоудаления отправляется шлакоотвалы. Далее для предотвращения загрязнения от сбросов гидросферы, данная вода отправляется в отстойники осветлители, после чего возвращается на станцию. Земли золошлакоотвалов подвергаются рекультивации. Для защиты атмосферы, применяется очистка дымовых газов, для чего используются скруббера, электрофильтры и фильтры сероочистки.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основными причинами возникновения ЧС могут быть:

- 1) результат стихийных бедствий и особо опасных инфекций;
 - 2) воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению или коррозии металлов, конструкций, сооружений и снижение их физико-механических показателей;
 - 3) проектно-производственные дефекты сооружений (ошибки при изысканиях и проектировании, плохое качество строительных материалов и конструкций, нарушения в технологии изготовления и строительства);
 - 4) нарушение правил эксплуатации сооружений;
 - 5) нарушение правил техники безопасности при ведении работ;
- б) ошибки, связанные с низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и их некомпетентностью и безответственностью.

Согласно ГОСТ Р22.8.01-96 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования», Федеральным законом: «О защите населения от ЧС природного и техногенного характера», повышение устойчивости функционирования объектов в ЧС заключается в заблаговременной разработке и осуществлении комплекса инженерно-технических мероприятий, организационных и экономических, направленных:

- на предотвращение производственных аварий и катастроф; средств поражения, от вторичных факторов и стихийных бедствий;
- на создание условий для восстановления нарушенного производства в минимальные сроки;
- на обеспечение жизнедеятельности населения.

Надежная защита работающих является важнейшей задачей повышения устойчивости работы любого предприятия.

Важнейшим элементом подготовки к защите является обучение работающих умелому применению средств и способов защиты в условиях ЧС.

Пожаробезопасность

Пожарная безопасность характеризуется ФЗ №123 от 22 июля 2008 года. Данный цех относится к категории Г – производства, связанные с обработкой негорючих веществ и материалов в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, сопровождающиеся выделением лучистого тепла, систематическим выделением искр и пламени, а также производства, связанные со сжиганием твердого, жидкого и газообразного топлива.

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

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

Активные (технические) мероприятия противопожарной защиты

Технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности включают в себя: системы обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре; первичные средства пожаротушения.

Предотвращение пожаров и взрывов

Основными причинами возможного возникновения возгорания и пожаров на ТЭЦ являются возгорание изоляции, кабелей, турбинного и трансформаторного масла, водорода, природного газа, мазута. Согласно ГОСТ 12.1.004-90 и ГОСТ 12.1.010-76 предусмотрены следующие мероприятия по предотвращению пожаров и взрывов: 1) предотвращение образования горючей смеси "воздух - водород" обеспечиваем системой уплотнения вала генератора;

2) предотвращение утечки масла и мазута за счет плотности систем перекачки, емкостей хранения и контроля в процессе эксплуатации; 3) предотвращение образования в горячей среде источников замыкания за счет выбора оборудования по ПУЭ в соответствии с планом пожароопасности помещений; 4) защита от короткого замыкания, за счет применения автоматов, плавких вставок, предохранителей и выбора наиболее эффективного сечения проводов.

Выводы по разделу

В разделе «социальная ответственность» рассмотрели возможные вредные и опасные производственные факторы. Проанализировали необходимые мероприятия по снижению их воздействия на персонал. Все перечисленные мероприятия влияют на производственную безопасность. Необходимо следить за выполнением требований установленных норм и правил на предприятии для сохранения здоровья работников и снижения воздействия на окружающую среду.

Заключение

В рамках магистерской диссертации были рассмотрены и проанализированы возможные пути расширения (реконструкции) Томской ТЭЦ-3. В качестве вариантов расширения были рассмотрены: вариант расширения за счет строительства турбины Т-60/65-130-2М без установки дополнительных энергетических котлов; вариант расширения за счет строительства энергоблока с турбиной Т-185/215-130-4М с двумя котлами Е-500-140 и подключением к тепломагистрали №13; вариант расширения за счет строительства парогазовой установки ПГУ-450. При проведении анализа были определены удельные, а также годовые расходы топлива. Выявлены преимущества и недостатки каждого из предлагаемых вариантов. Также произведен выбор вспомогательного оборудования. По анализу можно сделать вывод что все варианты возможно реализовать технически.

В разделе «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» рассмотрели эти варианты с точки зрения конкурентоспособности. Были рассчитаны затраты на научную работу, себестоимость тепловой и электрической энергии, а также сроки окупаемости. Из чего следует вывод что с экономической точки зрения наиболее привлекательным из вышеперечисленных вариантов является строительство ПГУ-450. Простой срок окупаемости составил 12 лет. Остальные варианты оказались убыточными. Это связано с высокой стоимостью природного газа и низкими ценами на отпуск тепловой и электрической энергии.

В разделе «социальная ответственность» рассмотрели организационно-правовые вопросы обеспечения безопасности. Возможные вредные факторы, влияющие на человека при эксплуатации энергоблока. Проработали меры по снижению их воздействия. Рассмотрели возможные чрезвычайные ситуации на электростанции и принятие мер по их недопущению.

Список используемых источников

1. Номенклатурный каталог – Барнаульский котельный завод «СибЭМ–БКЗ» [Электронный ресурс] // URL: <https://energybase.ru/equipment/energeticheskii-parovoi-kotyol-e-500-13-8-560bt-kt>
2. СТО 70238424.27.060.01.007-2009 Вентиляторы центробежные дутьевые котельные типа ВДН-32Б, ВДН-28, ВДН-26, ВДН-24, ВДН-22, ВДН-20, ВДН-18. Групповые технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования
3. Номенклатурный каталог – ЗАО «Уральский турбинный завод»– [Электронный ресурс] // URL: <https://gisprofi.com/catalog/items6744.html>
4. Номенклатурный каталог – ОАО «Электросила»–[Электронный ресурс] // URL:http://www.roselectromash.com/states/turbo_electrosila
5. Тепловые электрические станции (паротурбинные энергетические установки ТЭС): Справочное пособие /Е.А. Бойко, К.В. Баженов, П.А. Грачев. Красноярск: ИПЦ КГТК, 2006,152с.
6. Номенклатурный каталог – НПО «Элсиб»–[Электронный ресурс] // URL:<https://elsib.ru/wp-content/uploads/2016/10/Turbogeneratoriy.pdf>
7. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций, ВНТП 81, Москва – 1981
8. Насосы центробежные типа СЭ, АО "НАСОСЭНЕРГОМАШ" [Электронный ресурс] // URL: <http://nempump.com/produktsiya/tsentrobezhnye-nasosy/>
9. Каталог ООО "Сибэнергомаш-БКЗ" [Электронный ресурс] // URL: <http://www.sibem-bkz.com/ru/contact-us-download-booklet/>
10. Каталог. Паротурбинные установки, 7-8 [Электронный ресурс] // URL: <https://energybase.ru/uploads/docs/.pdf>

11. Тепловые и атомные электростанции : справочник / под ред. А. В. Клименко, В. М. Зорина. — 4-е изд., стер.. — Москва: Изд-во МЭИ, 2007. — 648 с.: ил.. — Теплоэнергетика и теплотехника: справочная серия: в 4 кн.; Кн. 3. — Библиогр.: с. 639
12. Номенклатурный каталог – АО «Силовые машины»–[Электронный ресурс] // URL:
http://www.power-m.ru/upload/iblock/229/SM_all_2018.pdf
13. Насос ПЭ-900-185 [Электронный ресурс] // URL:
www.hms.ru/pumps_catalog/detail.php?ELEMENT_ID=4580
14. Официальный сайт компании «Сумская насосная техника». Каталог продукции [Электронный ресурс] //URL:
https://www.hms.ru/pumps_catalog/detail.php?ELEMENT_ID=1540
15. Описание и характеристики деаэраторов атмосферных ДА, ООО "Теплотех-Комплект" [Электронный ресурс] // URL: <http://ttk.ru/DA.htm>
16. Градирни промышленных и энергетических предприятий: Справочное пособие/ Под общ. ред. В. С. Пономаренко. М.:Энергоатомиздат: 1998г. –376 с.
17. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов/ Под ред. С.В. Царёва – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с., ил.
18. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления 12-529-03
- 19.Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с.
20. Жуков, Виктор Ильич. Защита и безопасность в чрезвычайных ситуациях: учебное пособие / В. И. Жуков, Л. Н. Горбунова; Сибирский федеральный университет (СФУ). — Москва; Красноярск: Инфра-М Изд-во СФУ, 2014. — 392 с.

21. Ларионов Н. М. Промышленная экология [Электронный ресурс]: учебник для бакалавров / Н. М. Ларионов. – Мультимедиа ресурсы (10 директорий; 100 файлов; 740МВ). – Москва: Юрайт, 2013.
22. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»;
23. Р 2.2.2006-05 «Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»;
- 24.36. Безопасность жизнедеятельности. Практикум Бородин Ю. В. и др ТПУ, 2009, 101 с.;
25. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1);
26. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – СПб.: УВСИЗ, 2005;
27. ГОСТ 12.1.038-82. «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»;
28. СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»;
29. ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
30. ГОСТ 12.1.019-2017. «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
31. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»;
32. Консультант плюс – сайт консультант плюс. [Электронный ресурс] / URL: <http://www.consultant.ru/cons/>. Дата обращения 10.02.20 г.;
33. ГОСТ Р 22.0.01-2016. «Безопасность в ЧС. Основные положения»;
34. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;

35. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95»;
36. ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»;
37. ГОСТ 12.1.012–2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
38. Костюк А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухний А.Д., Паровые и газовые турбины для электростанций, учебник для вузов, Москва изд. дом МЭИ-2016

Приложение А

(справочное)

ПАО "Газпром"
ООО "Газпром трансгаз Томск"
Томское линейное производственное управление магистральных газопроводов
г. Томск, Кузовлевский тракт, д. 8/3, стр. 1

СХ

ООП

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер - первый заместитель
директора филиала Томское ЛПУМГ
ООО "Газпром трансгаз Томск"

В.А. Савельев

02 2020 г.



Паспорт № 1311
качества газа горючего природного за январь 2020 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу:

Парабель-Кузбасс

покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го января до 10 часов 1-го февраля через газораспределительные станции (пункты):

ГРС-1 ; ГРС-2 ; ГРС-3 ; ГРС-4 г. Томск ; ГРС-СХК ; ГИС Метанол ; ГРС п. Самусь ; ГРС АГНКС г. Томск ; ГРС п. Апрель ; ГРС с-з Чернореченский ; АГРС "Моряковский затон" ; ГРС с. Мельниково ССК ; ГРС с-з "Тигант" с. Каргала ; АГРС КС "Володино" ; ГРС с. Кривошеино ; ГРС с. Молчаново ; ГРС п. Нарга ; ГРС с. Новоколомино ; ГРС с. Чажемто

2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014

3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.

4. Место отбора проб газа: ГРС-4 г. Томск

5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1

Перепечатка или копирование без разрешения ООО «Газпром трансгаз Томск» запрещена

Паспорт № 1311, Стр. 1 из 2

Таблица 1

№	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля				
1.1	метан	%	ГОСТ 31371.7	не нормируется	91,44
1.2	этан			не нормируется	3,86
1.3	пропан			не нормируется	1,50
1.4	изо-бутан			не нормируется	0,263
1.5	норм-бутан			не нормируется	0,309
1.6	изо-пентан			не нормируется	0,0382
1.7	норм-пентан			не нормируется	0,052
1.8	неопентан			не нормируется	менее 0,0005
1.9	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0235
1.10	диоксид углерода			не более 2,5	0,81
1.11	азот			не нормируется	1,71
1.12	кислород			не более 0,050	0,007
1.13	водород			не нормируется	0,0016
1.14	гелий			не нормируется	0,0149
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369	не менее 31,80	34,94
				не менее 7600	8345
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369	41,20 - 54,50	49,38
				9840 - 13020	11794
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369	не нормируется	0,7393
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не более 0,020	0,0033
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не более 0,036	0,0042
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4	не более 0,001	отс
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ Р 53763	ниже температуры газа	-37,6
9	Температура газа в точке отбора пробы	°С		не нормируется	-10,6
10*	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5	не менее 3	Не определяется Обеспечивается технологией производства

* Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГПП коммунально-бытового назначения. Для ГПП промышленного назначения показатель устанавливается по соглашению с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2 - 4: стандартные условия сгорания газа - температура 25 °С, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа - температура 20 °С, давление 101,325 кПа. При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1.12 - 1.14, 5 - 8 определены в Испытательной лаборатории природного газа ООО "Газпром трансгаз Томск" (Томский сектор).

Значения показателей по п.п. 1.1 - 1.11, 2 - 4 определены потоковыми средствами измерений, установленным на ГРС-4 г. Томск.

Инженер-химик
Испытательной лаборатории природного газа
ООО "Газпром трансгаз Томск" (Томский сектор) Синцова И.Н.



Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана

покупателю (потребителю)

наименование региональной компании по реализации газа или филиала

по его запросу

наименование предприятия

" " 20__ г.

Перепечатка или копирование без разрешения ООО «Газпром трансгаз Томск» запрещена

Паспорт № 1311, Стр. 2 из 2

Приложение Б

(обязательное)

Расчет расходов топлива Т-60/65-130-2М

Параметры и расходы теплоносителя, а также КПД котлов взяты из таблиц 7, 8, низшая теплота сгорания из таблицы 4.

Тепловая мощность, затрачиваемая на подвод тепла к рабочему телу:

$$Q_k = D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) + D_{пр} \cdot (h_{пр} - h_{пв}) = \\ = 77,78 \cdot (3486,5 - 994,15) + 0,89 \cdot (1586,6 - 994,15) = 194382,3 \text{ МВт},$$

где $D_0 = 280 \frac{\text{т}}{\text{ч}} = 77,78 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ – расход пара на входе в турбину;

$h_0 = f(P_0, t_0) = f(12,8; 555) = 3486,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия острого пара;

$P_{пв} = (1,3 \div 1,5) \cdot P_0 = 1,5 \cdot 12,8 = 19,2 \text{ МПа}$, – Давление питательной воды;

$h_{пв} = f(P_{пв}, t_{пв}) = f(19,2; 230) = 994,15 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия питательной воды;

$D_{пр} = 1\% \cdot D_0 = 0,01 \cdot 77,78 = 0,778 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ – расход на продувку;

$P_{пр} = 1,125 \cdot P_{0к} = 1,125 \cdot 12,8 = 14,4 \text{ МПа}$ – давление в барабане парового котла;

$h_{пр} = f(P_{пр}) = 1586,6 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия продувочной воды.

Часовой расход условного топлива на котел:

$$B_k = \frac{Q_k}{\eta_{ка} Q_H^p} = \frac{194382,3}{0,913 \cdot 29300} = 7,265 \text{ кг у. т./с} = 26,15 \text{ т у. т./ч},$$

где $\eta_{ка} = 0,913$ – КПД котлоагрегата;

Часовой расход натурального топлива на котел:

$$B_{\text{час}}^{\text{н.т.к}} = B_{\text{час1к}} \cdot \frac{7000}{Q_H^p} = 7,265 \cdot \frac{7000}{8345} = 6,094 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 21,93 \text{ т/ч}.$$

Расчет показателей тепловой эффективности

Показатели тепловой экономичности рассчитаны на блок.

Тепловая мощность теплофикационных отборов:

$$Q_{от}^m = Q_{отб}^m - Q_{пучка} = 105 - 5 = 100 \text{ Гкал/ч} = 116,3 \text{ МВт},$$

где $Q_{пучка} = 5 \text{ Гкал/ч}$ – тепловая мощность встроенного пучка конденсатора.

Расход тепла на выработку электрической энергии:

$$Q_{\varepsilon} = Q_{\kappa} - Q_{отб}^m = 194,4 - 116,3 = 78,1 \text{ МВт}$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме:

$$B_{\varepsilon} = \frac{Q_{\varepsilon}}{Q_{н}^p \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{\tau i}} = \frac{78,1 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,913 \cdot 0,99} = 2,95 \text{ кг у.т./с} = 10,62 \text{ т у.т./ч},$$

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

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_m = B_{\text{час}} - B_{\varepsilon} = 26,15 - 10,62 = 15,53 \text{ т у.т./ч}.$$

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$b_{\varepsilon}^m = \frac{B_{\varepsilon}}{N_{\varepsilon}^H} = \frac{10,62 \cdot 10^6}{60 \cdot 10^3} = 177 \text{ г у.т./кВт} \cdot \text{ч}.$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{от}^m} = \frac{15,53 \cdot 10^3}{100} = 155,3 \text{ кг у.т./Гкал}.$$

Считаем, что блок постоянно несет установленную мощность 60 МВт в течении суток. Число часов использования установленной мощности принимаем равным установленному сроку работы турбины в течении года:

$$T_{исп}^{год} = 5600 \text{ часов (по заданию)}.$$

Годовая выработка тепла:

$$Q_{выр} = T_{исп}^{год} \cdot N_m = 5600 \cdot 100 = 560 \text{ тыс.Гкал}.$$

Годовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{выр} = T_{исп}^{год} \cdot N_{\varepsilon} = 5600 \cdot 60 = 336 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск электроэнергии на собственные нужды:

$$\mathcal{E}_{сн} = 0,053 \cdot \mathcal{E}_{выр} = 0,053 \cdot 336 = 18,14 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{отп} = \mathcal{E}_{выр} - \mathcal{E}_{сн} = 336 - 18,14 = 317,86 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_m^{zod} = Q_{omn}^{zod} \cdot b_m = 560000 \cdot 155,3 = 86,97 \cdot 10^6 \text{ кг у.т.} = 86,97 \text{ тыс. т у.т. / год.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_9^{zod} = \mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot b_9 = 336 \cdot 177 = 59,47 \text{ тыс. т у.т. / год.}$$

Суммарный годовой расход условного топлива:

$$B_{zod} = B_9^{zod} + B_m^{zod} = 59,47 + 86,97 = 146,44 \text{ тыс. т у.т. / год.}$$

Годовой расход натурального топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{zod.э\text{э}}^{н.т.} = B_9^{zod} \cdot \frac{7000}{Q_n^p} = 59,47 \cdot \frac{7000}{8345} = 49,88 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}$$

Годовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{zod.т}^{н.т.} = B_m^{zod} \cdot \frac{7000}{Q_n^p} = 86,97 \cdot \frac{7000}{8345} = 72,95 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}$$

Суммарный годовой расход натурального топлива:

$$B_{zod}^{н.т.} = B_{zod} \cdot \frac{7000}{Q_n^p} = 146,44 \cdot \frac{7000}{8345} = 122,84 \text{ тыс. м}^3 / \text{год.}$$

Приложение В

(обязательное)

Расчет расходов топлива Т-185/215-130-4:

Тепловая мощность, затрачиваемая на подвод тепла к рабочему телу:

$$Q_k = D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) + D_{пр} (h_{пр} - h_{пв}) = \\ = 218 \cdot (3486,5 - 994,15) + 2,18 \cdot (1586,6 - 994,15) = 544622,5 \text{ кВт.}$$

где $D_0 = 785 \text{ т/ч} = 218 \text{ кг/с}$ – расход пара на входе в турбину;

$h_0 = f(P_0, t_0) = (12,8; 555) = 3486,5 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия перегретого пара;

$h_{пв} = f(1,5 \cdot P_0, t_{пв}) = (1,5 \cdot 12,8; 555) = 994,15 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия питательной воды;

$D_{пр} = 1\% \cdot D_0 = 0,01 \cdot 218 = 2,18 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ – расход на продувку;

$P_{пр} = 1,125 \cdot P_{ок} = 1,125 \cdot 12,8 = 14,4 \text{ МПа}$ – давление в барабане парового котла;

$h_{пр} = f(P_{пр}) = 1586,6 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия продувочной воды.

Часовой расход условного топлива на котел:

$$B_{\text{час}} = \frac{Q_k}{Q_{н.у}^p \cdot \eta_{ка}} = \frac{544622,5}{29300 \cdot 0,913} = 20,36 \text{ кг у. т./с} = 73,29 \text{ т у. т./ч;}$$

$Q_{н.у}^p = 29300 \text{ кДж/кг}$ – низшая теплота сгорания условного топлива.

Часовой расход натурального топлива на котел:

$$B_{\text{час}}^{\text{ф.к}} = B_{\text{час}} \cdot \frac{7000}{Q_{н}^p} = 20,36 \cdot \frac{7000}{8345} = 17,10 \text{ кг/с} = 61,56 \text{ т/ч,}$$

где $Q_{н}^p = 8345 \text{ ккал/кг}$ – низшая теплота сгорания натурального топлива.

Расчет показателей тепловой эффективности

Показатели тепловой экономичности рассчитаны на блок.

Тепловая мощность теплофикационных отборов:

$$Q_{отб}^T = 280 \text{ Гкал/ч} = 325,64 \text{ МВт.}$$

Расход тепла на выработку электрической энергии:

$$Q_{э} = Q_k - Q_{отб}^T = 544,62 - 325,64 = 218,98 \text{ МВт.}$$

Расход условного топлива на выработку электрической энергии в теплофикационном режиме:

$$B_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{э}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{ти}}} = \frac{218,98 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,913 \cdot 0,99} = 8,27 \text{ кг у. т./с} = 29,77 \text{ т у. т./ч.}$$

где $\eta_{\text{ти}} = 0,99$ – КПД, учитывающий потери теплоты при её передаче от одного теплоносителя к другому в сетевых подогревателях, бойлерах и т.д.

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{т}} = B_{\text{час}} - B_{\text{э}} = 73,29 - 29,77 = 43,52 \text{ т у. т./ч.}$$

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$b_{\text{э}}^{\text{т}} = \frac{B_{\text{э}}}{N_{\text{э}}^{\text{н}}} = \frac{29,77 \cdot 10^6}{185 \cdot 10^3} = 160,91 \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_{\text{т}} = \frac{B_{\text{т}}}{Q_{\text{отб}}^{\text{т}}} = \frac{43,52 \cdot 10^3}{280} = 155,43 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Считаем, что блок постоянно несет установленную мощность 185 МВт в течении суток. Число часов использования установленной мощности принимаем равным установленному сроку работы турбины в течении года:

$$T_{\text{исп}}^{\text{год}} = 5600 \text{ часов (по заданию).}$$

Годовая выработка тепла:

$$Q_{\text{выр}} = T_{\text{исп}}^{\text{год}} \cdot Q_{\text{от}} = 5600 \cdot 280 = 1568 \text{ тыс. Гкал.}$$

Годовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}} = T_{\text{исп}}^{\text{год}} \cdot N_{\text{э}} = 5600 \cdot 185 = 1036 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовой отпуск электроэнергии на собственные нужды:

$$\mathcal{E}_{\text{сн}} = 0,053 \cdot \mathcal{E}_{\text{выр}} = 0,053 \cdot 1036 = 54,91 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовой отпуск электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}} = 1036 - 54,91 = 981,09 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{т}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп}}^{\text{год}} \cdot b_{\text{т}} = 1568 \cdot 155,43 = 243,7 \cdot 10^6 \text{ кг у. т.} = 243,7 \text{ тыс. т у. т.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{э}}^{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot b_{\text{э}}^{\text{т}} = 1036 \cdot 155,43 = 161,03 \text{ тыс. т у. т./год.}$$

Суммарный годовой расход условного топлива:

$$B_{\text{год}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} + B_{\text{т}}^{\text{год}} = 161,03 + 243,7 = 404,73 \text{ тыс. т у.т. / год.}$$

Годовой расход натурального топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{год.э.}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 161,03 \cdot \frac{7000}{8345} = 135,08 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}$$

Годовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{год.т.}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{т}}^{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 243,7 \cdot \frac{7000}{8345} = 204,42 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}$$

Суммарный годовой расход натурального топлива:

$$B_{\text{год}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 404,73 \cdot \frac{7000}{8345} = 339,5 \text{ тыс. м}^3 / \text{год.}$$

Приложение Г

(обязательное)

Целью данного расчета является: определение абсолютного электрического КПД ГТУ, расхода воздуха через компрессор и расход топлива в камеру сгорания ГТУ.

При расчете (расчет проводился согласно [38]) тепловой схемы ГТУ (рисунок 1) исходными величинами, заданными или принимаемыми по оценке, являются:

- электрическая мощность $N_e = 160$ МВт;
- температура газов перед газовой турбиной $t_c = 1060$ °С;
- температура воздуха на входе в компрессор $t_a = 15$ °С;
- степень сжатия в компрессоре $\varepsilon = 12,1$;
- число ступеней газовой турбины, $z = 4$;
- коэффициент потерь давления $\lambda = 0,95$;
- коэффициент использования теплоты топлива в камере сгорания $\eta_{к.с.} = 0,995$;
- механический КПД турбины $\eta_m = 0,995$;
- КПД электрогенератора $\eta_{э.г.} = 0,982$;
- изоэнтروпийный КПД турбины $\eta_m = 0,91$;
- изоэнтропийный КПД компрессора $\eta_k = 0,86$;
- коэффициент утечек $\alpha_y = 0,005$;

В качестве топлива принимаем используемый на ТЭЦ-3:

- теплота сгорания $Q_u^p = 34940$ кДж/кг;

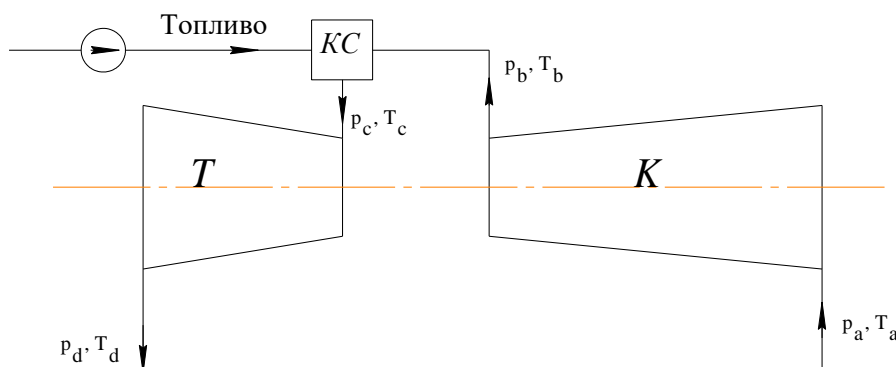


Рисунок Г1 - Схема простой ГТУ

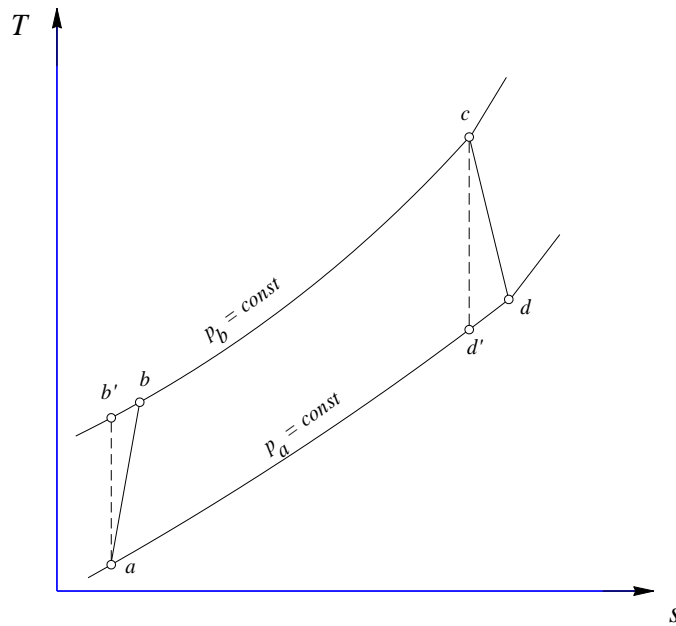


Рисунок Г2 - Цикл простой ГТУ

Газотурбинная установка простого цикла полезной электрической мощностью $N_э$ работает при температурах на входе в компрессор t_0^k и на входе в турбину t_0^T .

Примечание: утечки и расход воздуха на охлаждение деталей газовой турбины не учитываются.

Расчет проводим по методике, изложенной в [2, стр. 391 – 392].

Степень сжатия воздуха в компрессоре принимаем: $\varepsilon = 12,1$.

1.1 Определяем параметры процесса сжатия воздуха в компрессоре:

По значению $R_B = 0,287$ кДж/(кг · К) и $m_B = 0,28$ находим

$$c_{pB} = \frac{R_B}{m_B} = \frac{0,287}{0,28} = 1,025 \text{ кДж/(кг · К)}.$$

Рассчитываем температуру воздуха за компрессором:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon^{m_B-1}}{\eta_{oi}^k} \right) = 288 \cdot \left(1 + \frac{12,1^{0,28} - 1}{0,86} \right) = 626,2 \text{ K} = 353,2^\circ \text{C}.$$

Пользуясь находим энтальпии воздуха за и перед компрессором:

$$h_2 = h_B(353,2) - h_B(25) = 361,5 - 25,08 = 336,4 \text{ кДж/кг};$$

$$h_1 = h_B(15) - h_B(25) = 15,05 - 25,08 = -10,03 \text{ кДж/кг}.$$

Вычисляем среднюю теплоемкость воздуха в процессе сжатия:

$$c_{pB} = \frac{h_2 - h_1}{t_2 - t_1} = \frac{336,4 - (-10,03)}{353,2 - 15} = 1,0243 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Уточняем значение m_B :

$$m_B = \frac{R_B}{c_{pB}} = \frac{0,287}{1,0243} = 0,2802.$$

Уточняем температуру за компрессором:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon^{m_B - 1}}{\eta_{oi}^k}\right) = 288 \cdot \left(1 + \frac{12,1^{0,2802 - 1}}{0,86}\right) = 626,5 \text{ К} = 353,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Уточняем энтальпию за компрессором:

$$h_2 = h_B(353,2) - h_B(25) = 361,85 - 25,08 = 336,77 \text{ кДж}/\text{кг}.$$

1.2 Определяем коэффициент избытка воздуха α , предварительно определив энтальпии воздуха и продуктов сгорания:

$$h_{3B} = h_B(1060) - h_B(25) = 1162,08 - 25,08 = 1137,0 \text{ кДж}/\text{кг};$$

$$h_{3п.с} = h_{п.с}(1060) - h_{п.с}(25) = 1288,57 - 26,77 = 1261,8 \text{ кДж}/\text{кг}.$$

Химический состав по объему природного газа приведен в приложении 4

Стехиометрический расход воздуха:

$$V^o = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot \text{CO} + 0,5 \cdot \text{H}_2 + 1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} + 2 \cdot \text{CH}_4 + 3,5 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 5 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 6,5 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + 8 \cdot \text{C}_5\text{H}_{12} + 9,5 \cdot \text{C}_6\text{H}_{14} - \text{O}_2) = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot 0,81 + 0,5 \cdot 0,0016 + 2 \cdot 91,44 + 3,5 \cdot 3,86 + 5 \cdot 1,5 + 6,5 \cdot 0,3 + 8 \cdot 0,05 + 9,5 \cdot 0,02 - 0,007) = 9,8 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

$$L_0 = V^o \cdot \frac{\rho_B}{\rho_{п.г.}} = 9,8 \cdot \frac{1,225}{0,725} \approx 16,5 \frac{\text{кг}}{\text{кг}},$$

где $\rho_B = 1,225 \text{ кг}/\text{м}^3$ при $15 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$\alpha = \frac{Q_H + L_0 \cdot h_{3B} - (1 + L_0) \cdot h_{3п.с}}{L_0 \cdot (h_{3B} - h_2)} = \frac{34940 + 16,5 \cdot 1137,0 - (1 + 16,5) \cdot 1261,8}{16,5 \cdot (1137,0 - 336,71)} = 2,07.$$

1.3 Находим энтальпию газа перед турбиной:

$$h_3 = \frac{1 + L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_{3п.с} + \frac{(\alpha - 1) \cdot L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_{3B} =$$

$$= \frac{1 + 16,5}{1 + 2,07 \cdot 16,5} \cdot 1261,8 + \frac{(2,07 - 1) \cdot 16,5}{1 + 2,07 \cdot 16,5} \cdot 1137 = 1217,5 \text{ кДж}/\text{кг}.$$

1.4 Определяем параметры процесса расширения газа в турбине:
Определяем температуру газа за турбиной

$$m_r = 0,25;$$

$$T_4 = T_3 \cdot (1 - (1 - \pi_k^{-m_r}) \cdot \eta_{oi}^T) = 1333 \cdot (1 - (1 - 11,49^{-0,25}) \cdot 0,91) = 778,8 \text{ K} = 505,8 \text{ }^\circ\text{C},$$

где π_k – степень расширения газа в турбине.

Определяем энтальпию газа за турбиной, предварительно определив энтальпии воздуха и продуктов сгорания:

$$h_{4B} = h_B(505,8) - h_B(25) = 525,56 - 25,08 = 500,5 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{4п.с} = h_{п.с}(505,8) - h_{п.с}(25) = 574,27 - 26,77 = 547,5 \text{ кДж/кг};$$

$$h_4 = \frac{1 + L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_{4п.с} + \frac{(\alpha - 1) \cdot L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_{4B} =$$

$$= \frac{1+16,5}{1+2,07 \cdot 16,5} \cdot 547,5 + \frac{(2,07-1) \cdot 16,5}{1+2,07 \cdot 16,5} \cdot 500,5 = 523,9 \text{ кДж/кг}.$$

Средняя теплоемкость газа в процессе расширения:

$$c_{pr} = \frac{h_3 - h_4}{t_3 - t_4} = \frac{1217,5 - 523,9}{1060 - 505,8} = 1,25 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{K)}.$$

Определяем объемную долю воздуха в продуктах сгорания:

$$\mu_{п.с} = 28,66; \mu_B = 28,97;$$

$$q = \frac{\mu_{п.с} \cdot L_0}{\mu_B \cdot 1 + L_0} = \frac{28,66 \cdot 16,5}{28,97 \cdot 17,5} = 0,93;$$

$$r_B = \frac{q \cdot (\alpha - 1)}{1 + q \cdot (\alpha - 1)} = \frac{0,93 \cdot (2,07 - 1)}{1 + 0,93 \cdot (2,07 - 1)} = 0,5.$$

Молекулярная масса продуктов сгорания:

$$\mu_r = (1 - r_B) \cdot \mu_{п.с} + r_B \cdot \mu_B = (1 - 0,5) \cdot 28,66 + 0,5 \cdot 28,97 = 28,8.$$

Газовая постоянная продуктов сгорания:

$$R_r = \frac{8,314}{28,8} = 0,29 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{K)}.$$

Уточняем m_r :

$$m_r = \frac{R_r}{c_{pr}} = \frac{0,29}{1,25} = 0,23.$$

Уточняем температуру газа за турбиной:

$$T_4 = T_3 \cdot (1 - (1 - \pi_k^{-m_r}) \cdot \eta_{oi}^T) = 1333 \cdot (1 - (1 - 11,49^{-0,23}) \cdot 0,91) = 811,8 \text{ K} = 538,8 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Температура соответствует указанной заводом изготовителем.

Уточняем энтальпию газа за турбиной, предварительно определив энтальпии воздуха и продуктов сгорания:

$$h_{4B} = h_B(538,8) - h_B(25) = 561,74 - 25,08 = 536,6 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{4п.с} = h_{п.с}(538,8) - h_{п.с}(25) = 614,52 - 26,77 = 587,7 \text{ кДж/кг};$$

$$h_4 = \frac{1 + L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_{4п.с} + \frac{(\alpha - 1) \cdot L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_{4B} =$$

$$= \frac{1+16,5}{1+2,07 \cdot 16,5} \cdot 587,7 + \frac{(2,07-1) \cdot 16,5}{1+2,07 \cdot 16,5} \cdot 536,6 = 562,03 \text{ кДж/кг}.$$

1.5 Работа расширения 1 кг газа в турбине:

$$H_T = h_3 - h_4 = 1217,5 - 562,03 = 655,47 \text{ кДж/кг}.$$

1.6 Работа, затраченная на сжатие 1 кг воздуха в компрессоре:

$$H_K = h_2 - h_1 = 336,77 - (-10,03) = 346,8 \text{ кДж/кг}.$$

1.7 Работа ГТУ на валу агрегата:

$$H_э = H_T \cdot \eta_M - H_K \cdot b = 655,47 \cdot 0,995 - 346,8 \cdot 0,97 = 315,8 \text{ кДж/кг};$$

$$b = \frac{\alpha \cdot L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} = \frac{2,07 \cdot 16,5}{1 + 2,07 \cdot 16,5} = 0,97.$$

1.8 Расход газа через турбину:

$$G_T = \frac{N_э}{H_э} = \frac{160 \cdot 1000}{315,8} = 506,6 \text{ кг/с}.$$

1.9 Расход воздуха через компрессор:

$$G_K = G_T \cdot b = 506,6 \cdot 0,97 = 491,4 \text{ кг/с}.$$

1.10 Расход топлива:

$$B = \frac{G_T}{1 + \alpha \cdot L_0} = \frac{506,6}{1 + 2,07 \cdot 15} = 12,4 \text{ кг/с}.$$

1.11 Мощность газовой турбины:

$$N_T = G_T \cdot H_T = 506,6 \cdot 655,47 = 332,06 \text{ МВт}.$$

1.12 Мощность, затрачиваемая компрессором:

$$N_K = G_K \cdot H_K = 491,4 \cdot 346,8 = 170,4 \text{ МВт}.$$

1.13 Коэффициент полезности работы цикла ГТУ:

$$\varphi = \frac{N_T - N_K}{N_T} = \frac{332,06 - 170,4}{332,06} = 0,49.$$

1.14 Абсолютный электрический КПД ГТУ:

$$\eta_э = \frac{N_э}{B \cdot K_T} = \frac{160 \cdot 1000}{12,4 \cdot 34940} = 0,37.$$

1.15 Определение технико-экономических показателей ПГУ:

$$N_э^{ПГУ} = N_э^{ПТУ} + N_э^{ГТУ} = 150 + 2 \cdot 157,4 = 464,8 \text{ МВт},$$

$$\text{где } N_э^{ГТУ} = K_N \cdot N_э^{АВТ.ГТУ} = 0,984 \cdot 2 \cdot 160 = 314,88 \text{ МВт},$$

где K_N – коэффициент уменьшения КПД производства электрической энергии.

$$Q_c^{ГТУ} = \frac{N_{э}^{АВТ.ГТУ}}{\eta_{э}^{АВТ}} = \frac{314,88}{0,37} = 851 \text{ МВт} \quad \text{– теплота, подводимого в ГТУ}$$

топлива;

$$K_{ПГУ} = \frac{N_{э}^{ГТУ}}{N_{э}^{ПГУ}} = \frac{314,88}{464,8} = 0,68.$$

КПД брутто по производству электрической энергии:

$$\eta_{э.бр}^{ПГУ} = \frac{N_{э}^{ПГУ}}{Q_c^{ГТУ}} = \frac{464,8}{851} = 0,55.$$

КПД нетто по производству электрической энергии:

$$\eta_{э.н}^{ПГУ} = \eta_{э.бр}^{ПГУ} \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 0,55 \cdot (1 - 0,03) = 0,53.$$

Удельный расход топлива на выработку электрической энергии:

$$b_y^{выр} = \frac{123}{\eta_{э.бр}^{ПГУ}} = \frac{123}{0,55} = 223,6 \frac{\text{г у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии:

$$b_y^{отп} = \frac{123}{\eta_{э.н}^{ПГУ}} = \frac{123}{0,53} = 232,1 \frac{\text{г у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии в установившемся режиме, т у.т./год:

$$B_{уст} = B_{ГТУ} \cdot n_{ГТУ} \cdot 3,6 \cdot T_p \cdot n_{Бл},$$

где $B_{ГТУ}$ – расход натурального газообразного топлива на одну газотурбинную установку, кг/с, принимаем из теплового расчета ГТУ;

$n_{ГТУ}$ – количество ГТУ в одном блоке;

$$B_{уст} = 12,4 \cdot 2 \cdot 3,6 \cdot 5600 \cdot 1 = 499968$$

Расход натурального топлива тыс. м³:

$$B_{нат} = \frac{B \cdot 29300}{Q_n^p \cdot \rho_2},$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания природного газа, кДж/кг, $Q_n^p = 34940$;

ρ_2 – плотность природного газа, кг/м³, $\rho_2 = 0,7393$;

$$B_{нат} = \frac{499968 \cdot 29300}{34940 \cdot 0,7393} = 567,1$$

Годовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{выр} = T_{исп}^{год} \cdot N_{э} = 5600 \cdot 464,8 = 2602,9 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{отп} = \mathcal{E}_{выр} \cdot (1 - \alpha_{сн}) = 2602,9 \cdot (1 - 0,03) = 2524,8 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч},$$

где $\alpha_{сн}$ – коэффициент использования электроэнергии на собственные нужды.

Годовая выработка тепла:

$$Q_{выр} = T_{исп}^{год} \cdot Q_{от} = 5600 \cdot 419,5 = 2348920 \text{ Гкал.}$$

Приложение Д

(обязательное)

Выбор вспомогательного оборудования

5.1. Деаэрационная установка

Расход питательной воды [9]:

$$D_{\text{пв}} = D_0 + D_{\text{пр}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ут}} = 218,06 + 2,18 + 4,36 + 1,09 = 225,69 \text{ кг/с},$$

где D_0 – максимальный расход свежего пара [см.табл.4.1];

$D_{\text{упл}} = 0,02 \cdot D_0 = 0,02 \cdot 218,06 = 4,36 \text{ кг/с}$ – расход пара на уплотнения турбины;

$D_{\text{ут}} = 0,005 \cdot D_0 = 0,005 \cdot 218,06 = 1,09 \text{ кг/с}$ – расход утечек пара;

$D_{\text{пр}} = 0,01 \cdot D_0 = 0,01 \cdot 218,06 = 2,18 \text{ кг/с}$ – расход воды на продувку.

Минимальный запас в деаэрационном баке согласно ВНТП-81 [9] (при работе блока 3,5 мин.):

$$V_{\text{мин дб}}^{\text{мин}} = \frac{3,5 \cdot 60 \cdot D_{\text{пв}}}{1000} = \frac{3,5 \cdot 60 \cdot 225,69}{1000} = 47,4 \text{ м}^3.$$

5.2. Питательный насос

5.2.1. Определение давления на входе в питательный насос

Данные приняты согласно ВНТП-81 [9].

Сопротивление водяного тракта от деаэратора до насоса питательных или бустерных насосов не должно превышать 10 кПа [9].

Сопротивление водяного тракта до входа в питательный насос:

$$\Delta P_c = 0,01 \text{ МПа.}$$

Разность высот расположения деаэратора и питательного насоса [10]:

$$H_B = 20 \text{ м.}$$

Плотность воды на входе в насос:

$$\rho_B = \frac{1}{v_B} = \frac{1}{0,0011} = 909,1 \text{ кг/м}^3,$$

где $v_B = f(t_{sd}) = 0,0011 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем воды;

$t_{sd} = f(P_d) = 164,4 \text{ °C}$ – температура насыщения в деаэраторе;

$P_d = 0,69 \text{ МПа}$ – давление питательной воды за деаэратором [см.табл.5.2].

Давление на входе в питательный насос:

$$P_{вх} = P_d - \Delta P_c + \rho_B \cdot H_B \cdot g \cdot 10^{-6};$$

$$P_{вх} = 0,69 - 0,01 + 909,1 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 0,86 \text{ МПа.}$$

5.2.2. Определение давления на выходе питательного насоса

В первом цикле расчета тепловой схемы допустимо основываться на следующих данных для энергоблоков: докритическое давление $p_{пв} = (1,37 \div 1,4)p_0$; сверхкритическое давление $p_{пв} = (1,33 \div 1,35)p_0$; суперкритическое давление $p_{пв} = (1,3 \div 1,32)p_0$ [12].

Давление, создаваемое питательным насосом:

$$P_{вых} = 1,38 \cdot P_0 = 1,38 \cdot 12,8 = 17,66 \text{ МПа,}$$

где $P_0 = 12,8 \text{ МПа}$ – давление свежего пара на турбину [см.табл.4.1].

Давление питательного насоса:

$$P_{пн} = P_{вых} - P_{вх} = 17,66 - 0,86 = 16,8 \text{ МПа.}$$

Согласно ВНТП-81 [9], запас по питательной воде составляет 5%:

$$D_{\text{пн}} = 1,05 \cdot D_{\text{пв}} = 1,05 \cdot 225,69 = 236,97 \text{ кг/с} .$$

Подача воды питательного насоса:

$$V_{\text{пн}} = 3,6 \cdot D_{\text{пн}} = 3,6 \cdot 236,97 = 853,1 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Приложение Е

(обязательное)

Расчет теплофикационной установки

Общий расход сетевой воды:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{T}}^{\text{p}}}{c_p \cdot (t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}})} = \frac{1,163 \cdot 560 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (123,4 - 70)} = 2910 \text{ кг/с,}$$

где $Q_{\text{T}}^{\text{p}} = 560$ Гкал/ч – тепловая нагрузка станции в расчетном режиме.

Температура сетевой воды за ВСП:

$$t_{\text{ВСП}}^{\text{p}} = 123,4 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

Расход добавочной воды:

$$G_{\text{св.доб}} = 0,02 \cdot G_{\text{св}} = 0,02 \cdot 2910 = 58,2 \text{ кг/с} = 209,5 \text{ т/ч.}$$

6.1 Расчёт установки по подготовке добавочной сетевой воды

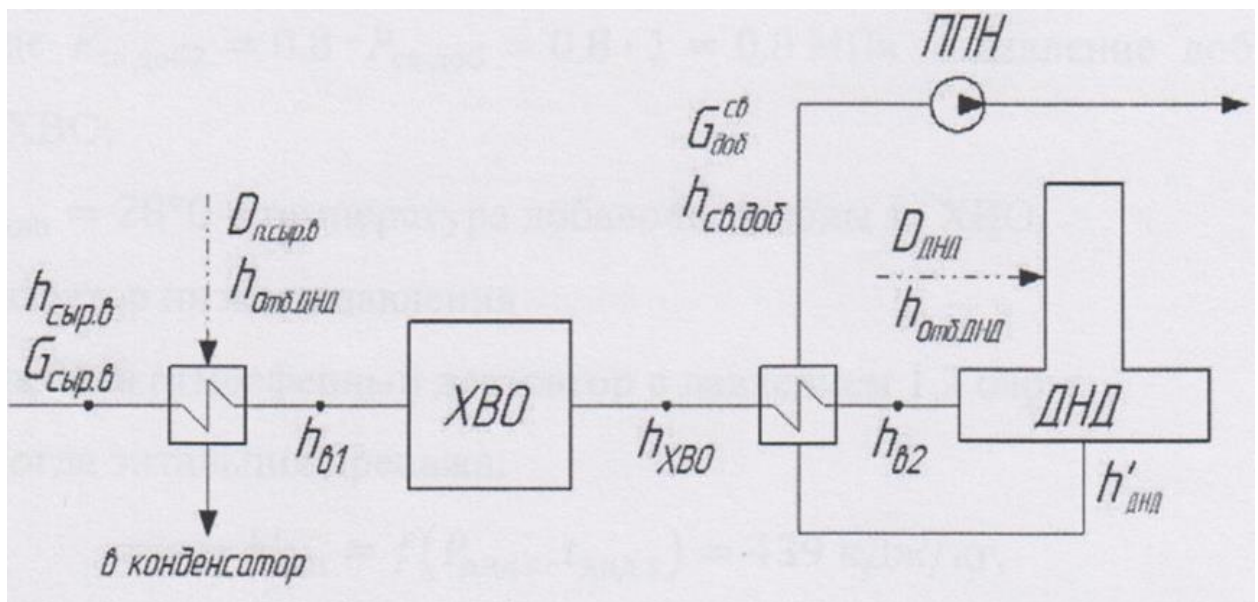


Рисунок Е1 – Расчетная схема установки подпитки теплосети

Пар на подогреватель сырой воды и деаэратор низкого давления (ДНД) подается с верхнего отбора через РУ 0,2/0,006 и РУ 0,2/0,13 с температурой $t_{отб} = 386 \text{ }^\circ\text{C}$ (по характеристикам турбины) [9].

$h_{отб,днд} = f(p_{отб} = 0,13 \text{ МПа}, t_{отб}) = 3249 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия пара на входе в ДНД.

$h_{отб,св} = f(p_{отб} = 0,006 \text{ МПа}, t_{отб}) = 3251 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия пара на входе в подогреватель низкого давления.

6.1.1 Подогреватель сырой воды

Энтальпия воды за подогревателем:

$$h_{в1} = f(P_{св,доб}, t_{п}) = 127 \text{ кДж/кг},$$

где $t_{п} = 30^\circ\text{C}$ – температура сырой воды за подогревателем;

$P_{св,доб} = 1 \text{ МПа}$ – давление сырой воды за подогревателем.

Энтальпия воды перед подогревателем:

$$h_{сыр.в} = f(P_{св,доб}, t_{сыр.в}) = 22 \text{ кДж/кг},$$

где $t_{сыр.в} = 5^\circ\text{C}$ – температура сырой воды перед подогревателем.

Энтальпия дренажа отбора:

$$h'_{отб,св} = f(p_{отб} = 0,006) = 151,5 \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия добавочной воды за ХВО:

$$h_{хво} = f(P_{св,доб2}, t_{хво}) = 118,1 \text{ кДж/кг},$$

где $P_{св,доб2} = 0,8 \cdot P_{св,доб} = 0,8 \cdot 1 = 0,8 \text{ МПа}$ – давление добавочной воды за ХВО;

$t_{хво} = 28^\circ\text{C}$ – температура добавочной воды за ХВО.

6.1.2 Деаэратор низкого давления

Выбран атмосферный деаэратор с давлением 1,2 бар.

Тогда энтальпия дренажа:

$$h'_{\text{днд}} = f(P_{\text{днд},s}, t_{\text{днд},s}) = 439 \text{ кДж/кг},$$

где $P_{\text{днд},s} = 0,12 \text{ МПа}$ – давление насыщения в ДНД;

$t_{\text{днд},s} = f(P_{\text{днд},s}) = 105 \text{ °C}$ – температура насыщения в ДНД.

6.1.3 Промежуточный теплообменник

Энтальпия добавочной воды на выходе из теплообменника:

$$h_{\text{св.доб.}} = f(P_{\text{днд},s}, t_{\text{ос}}) = 293 \text{ кДж/кг},$$

где $t_{\text{ос}} = 70 \text{ °C}$ – температура воды обратной сети.

6.1.4 Уравнения теплового баланса для элементов установки

Уравнение баланса для подогревателя сырой воды:

$$G_{\text{сыр.в}} \cdot (h_{\text{в1}} - h_{\text{сыр.в}}) \cdot \eta_{\text{п}} = D_{\text{п.сыр.в}} \cdot (h_{\text{отб.св}} - h'_{\text{отб.св}});$$

Уравнение баланса для промежуточного теплообменника:

$$G_{\text{сыр.в}} \cdot (h_{\text{в2}} - h_{\text{хво}}) \cdot \eta_{\text{п}} = G_{\text{св.доб.}} \cdot (h'_{\text{днд}} - h_{\text{св.доб.}});$$

Уравнение баланса для атмосферного деаэратора:

$$\begin{cases} D_{\text{днд}} + G_{\text{сыр.в}} = G_{\text{св.доб.}}, \\ D_{\text{днд}} \cdot h_{\text{отб.днд}} + G_{\text{сыр.в}} \cdot h_{\text{в2}} = G_{\text{св.доб.}} \cdot h'_{\text{днд}}. \end{cases}$$

Решая систему уравнений, получаем:

$D_{\text{п.сыр.в}} = 1,81 \text{ кг/с}$ – расход пара в подогреватель сырой воды;

$D_{\text{днд}} = 3,17 \text{ кг/с}$ – расход пара в ДНД;

$h_{в2} = 277$ кДж/кг – энтальпия воды на входе в ДНД;

$G_{сыр.в} = 55$ кг/с = 198 т/ч – расход сырой воды.

Температура воды на входе в ДНД:

$$t_{в2} = \frac{h_{в2}}{4,19} = \frac{277}{4,19} = 66,1 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Подача насоса подпитки теплосети:

$$V_{нптс} = 3,6 \cdot G_{св,доб} = 3,6 \cdot 58,2 = 209,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Необходимое давление на напорной линии: $P_{пнн} = 1,6$ МПа.

Приложение Ж

(обязательное)

Analysis of possible expansion options for Tomsk TPP-3

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Бекмансуров Александр Викторович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев А.С.	к.т.н, доцент		

Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Егорова Ю.И.	к.т.н, доцент		

List of abbreviations

HPC – high-pressure cylinder;

HPH – high-pressure heater;

LPC – low-pressure cylinder;

LPH – low-pressure heater;

MPC – medium-pressure cylinder;

SE – seal ejector;

TDU – thermal distribution unit;

TPP – thermal power plant.

Introduction

Tomsk TPP-3 is a thermal power station in the city of Tomsk, a structural unit of Tomsk Generation Joint Stock Company. The station is located in the northeastern part of Tomsk, next to the Tomsk Petrochemical Plant. The number of employees is 360 people. The main equipment includes one turbine and two boiler units. Electric power 140 MW, thermal - 780 Gcal / h.

Tomsk TPP-3 provides heat supply to consumers in the northern administrative district. TPP-3 was designed and built in the 1970s to cover the electric and thermal loads of the Northern industrial unit, primarily the Tomsk Petrochemical Plant with a large volume of steam loads, as well as to provide heat to consumers in the housing and communal sector of the adjacent areas of the city of Tomsk.

The first power unit of TPP-3 was commissioned in 1996. After which the construction was suspended due to lack of funding. Currently, 5 steam boilers E-160-24 and one power unit as part of two energy boilers E-500-140 and steam turbines PT-140 / 165-130-3 are operated at TPP-3.

Today in Tomsk and the Tomsk region there is a shortage in both thermal energy and electricity. In this final qualifying work, we consider possible expansion options for Tomsk TPP-3. one of these options is to expand through the construction of a 185 MW power unit.

1. Expansion option due to the construction of a power unit with a T-185/215-130-4M turbine with two E-500-140 boilers and connection to heating main №13

1.1 Technical characteristics of the steam turbine T-185/215-130-4M

The power unit includes 2 pieces of BKZ-500-140 boilers, a T-185/215-130-4M turbine unit and a TZV-220-2U3 turbogenerator.

The steam balance from the boilers will be 1000 t/p with the required maximum steam load on the turbine of 810 t/h.

From the numerous fleet of turbines produced in the Russian Federation, the choice was made on a turbine unit of the T-185/215-130-4M type, manufactured by the Ural Turbine Plant as the most suitable for the required parameters (flow rate, pressure, temperature of sharp steam). Stationary steam turbine designed for alternating current generator and steam supply for heating.

Technical characteristics of the selected steam turbine are presented in table A.1.

Table A.1 - Technical characteristics of T-185/215-130-4M [7]

<ul style="list-style-type: none"> • Electric power: • in heating mode, MW • in condensation mode, MW 	 185 215
Steam consumption: <ul style="list-style-type: none"> • rated, t/h • maximum, t/h • at maximum condensation mode, t/h 	 785 810 789
characteristics of fresh steam: - at the entrance to the HPC <ul style="list-style-type: none"> • temperature, °C • pressure, kg/cm² (MPa) 	 555 130 (12,8)
Parameters of steam at the inlet to the condenser: <ul style="list-style-type: none"> • temperature, °C • pressure, kg/cm² 	 130 0,058
Steam flow to condenser: <ul style="list-style-type: none"> • in the heating mode, kg/s (t/h) • in condensation mode, kg/s (t/h) 	 8,3 (30) 128 (461)
Thermal load: <ul style="list-style-type: none"> • rated, Gcal/h (MW) • maximum, Gcal/h (MW) 	 280 (326) 290 (337)

The calculated temperature of the cooling water at the inlet to the condenser, °C	27
Estimated consumption of cooling water, m ³ /h	27000

The steam recovery parameters are presented in table A.2.

Table A.2 - Characteristics of selections [7]

Selection Number	Steam consumer	Steam parameters in the selection chamber		The amount of steam taken, t / h
		Pressure, MPa	Temperature, ° C	
I	HPH №7	4,11	386	31,8
II	HPH №6	2,72	333	50,3
III	HPH №5	1,26	447	5,2
III	deaerator	1,26	447	18,1
IV	LPH №4	0,646	381	27,1
V	LPH №3	0,256	267	20,6
VI	LPH №2	0,098	168	7,3
VII	LPH №1	0,049	114	1,3

Heating taps have the following pressure control limits: upper 0.06 - 0.25 MPa, lower 0.05 - 0.02 MPa.

The heating steam turbine T-185/215-130-4 is designed to drive a turbogenerator with a rotor speed of 50 s⁻¹ and heat supply for heating and hot water supply, and steam supply for production purposes.

The turbine has two heating steam extraction - lower and upper, designed for stepwise heating of network water. During the step-by-step heating of the network water by steam of two heating taps, the automatic control system maintains the set temperature of the network water behind the PSG-2 network water heater (the upper heating stage). When heating the network water with one lower heating selection, the temperature of the network water is gained after the PSG-1 network water heater (lower heating stage). The maximum temperature of the network water behind the PSG-2 with step heating is 125 ° C for the Tp-185/215-130-4 turbine. The regulating diaphragms installed in each flow of the dual-line low-pressure cylinder maintain the steam pressure in the heating taps.

1.2 Turbine design

The turbine is a single-shaft three-cylinder unit. The high-pressure cylinder (HPC) is made of a two-body counter flow. In the right flow directed towards the generator, there are six steps of right rotation, and in the left flow directed towards the front bearing, there is a control step and six steps of left rotation. All disks of a rotor of a cylinder of a high pressure are combined with a shaft. The medium pressure cylinder (MPC) has nine pressure stages. The first four disks of the medium-pressure cylinder rotor are one with the shaft, the other five are mounted.

The low-pressure cylinder (LPC) is two-flow, has 2 stages of right and left rotation. In each flow there is one regulating stage, other pressure stages. All the disks of the low-pressure cylinder rotor are mounted.

The turbine blade is designed and configured to operate at a turbine rotational speed of 50 s⁻¹, which corresponds to an electric current frequency of 50 Hz,

The design and material of the disks and the blade apparatus working in the phase transition zone provide their corrosion resistance during long-term operation.

The rotors of the turbine and generator are connected by rigid couplings.

The turbine is equipped with steam labyrinth seals. Steam is introduced into the penultimate compartments of the seals at a pressure slightly higher than atmospheric and a temperature of at least 130°C. This steam comes from the seal manifold, the pressure of which is automatically maintained by the electronic regulator.

In order to facilitate the start-up of turbines from a hot state and increase their maneuverability during operation under load, the temperature of the steam supplied to the penultimate chamber of the rear HPC seal is increased by mixing hot steam from the control valve rods or from the main steam line. The fixation point of the turbine is located along the axis of the turbine and is defined by transverse keys located on the side support frames of the turbine exhaust pipe from the side of the central cylinder. The expansion of the turbine occurs from the fixation point both towards the front bearing and towards the generator.

The blade of the last stage of the T-185/215-130-4 turbine with a length of 600 mm. The estimated temperature of the cooling water is 27°C. The turbine provides

higher efficiency in modes with a full heat load due to lower losses for ventilation in the last stages.

Figure A.1 shows a longitudinal section of the turbine.

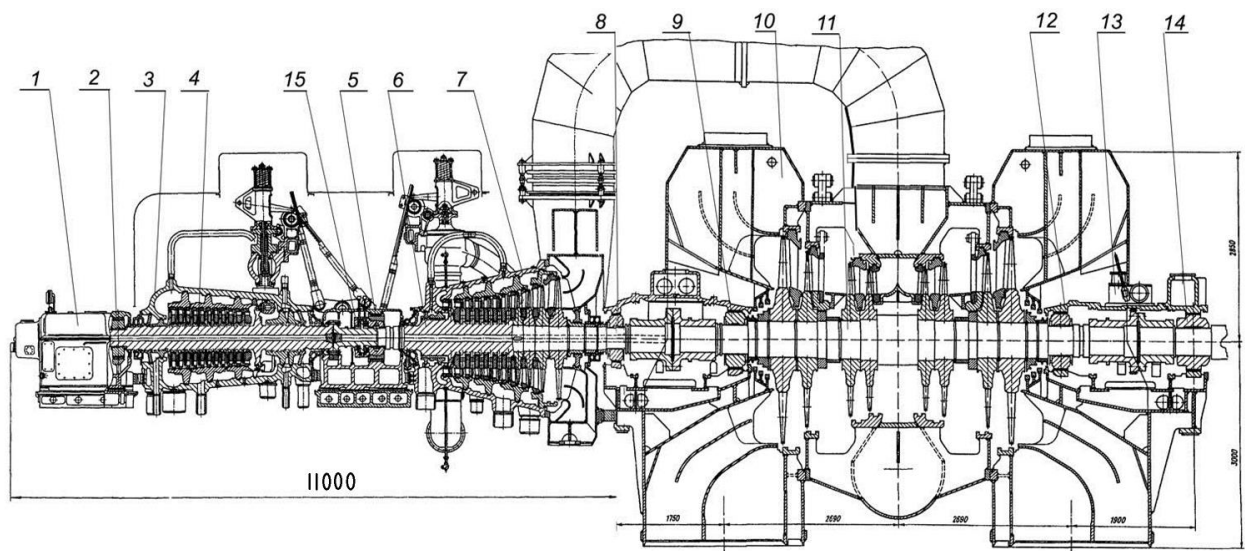


Figure A.1 - Turbine T-185/215-130-4M [7]

1.3 Thermal circuit

The regenerative system of the T-185/220-130-4M turbine provides heating of the feed water with steam taken from the turbine. It includes four LPH, three HPH, coolers for the main ejectors and ejector seals, stuffing box heater, drain pumps, as well as pipelines with the necessary fittings. Deaeration of feed water is provided in a deaerator with a pressure of 0.59 MPa

Figure A.2 shows a schematic diagram of a turbine.

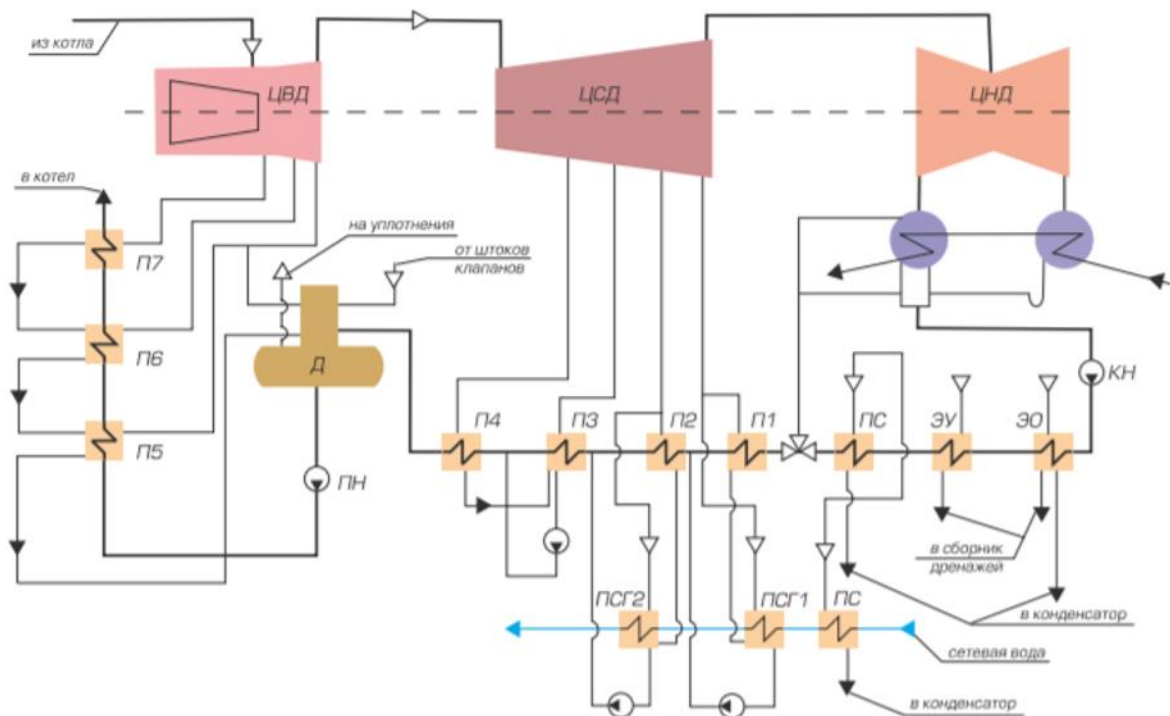


Figure A.2 - Schematic diagram of the turbine T-185/215-130-4M [7]

In the thermal regeneration scheme, high-pressure heaters HPH № 5, 6 and 7 take turns heating the feed water after the deaerator. They consist of a housing with a removable upper part and a pipe system of spiral steel pipes. The HPH are equipped with a quick-acting protective device, which, with an unacceptable level increase in any of the heaters, turns off the entire HPH group for steam and feed water, directing it through the bypass.

Heaters of low pressure (LPH) № 1, 2, 3 and 4 sequentially heat the main condensate before feeding it to the deaerator. LPH consist of a housing, a removable water chamber and a pull-out pipe system consisting of U-shaped pipes.

Condensate of heating steam from LPH № 4 enters through the control valve to LPH № 3, and from LPH № 3 it is supplied by a drain pump to the main condensate line. From LPH № 2, the heating steam condensate is drained by gravity to the condensate collector of the PSG-2 network heater, from LPH № 1 to the condensate collector of the PSG-1 network heater. The condensate of the heating steam of all HDPE can be drained along the backup lines into the condenser condenser expander.

The ejector of seals (SE) is designed to aspirate the vapor-air mixture from the end chambers of the turbine seals and control valve rods. The heat of this mixture is used to heat the main condensate. SE steam-jet, single-stage with end coolers installed in front of it. Which consist of a body and a fixed tube bundle of straight brass pipes. Coolers in the main condensate line are arranged in series. Water chambers are removable. The condensate of the heating steam is discharged into a drainage tank.

The stuffing box heater, which uses a surface-type low-pressure heater, is designed to suck steam from the intermediate chambers of the turbine end seals. The heat of this steam, as well as the ejectors of the seal, is used to heat the main condensate. The condensate of the heating steam from the heater is discharged through a water trap into the condenser expander.

In addition, condensate of continuously operating drains, condensate of the stuffing box heater and ejectors, and additives of chemically purified water are supplied to the condenser.

1.4 Generator TZV-220-2U3.

TZV is a turbogenerator with direct cooling of the rotor and stator windings with water, with indirect water cooling of the active steel of the stator core and filling the internal space of the generator with air at a pressure close to atmospheric.

The design of a turbogenerator with full water cooling is explosion and fireproof and does not require fire extinguishing equipment. The turbogenerator type TZV has the highest reliability, maneuverability and overload capacity due to low levels of heating and vibration, the absence of oil shaft seals, fans and gas coolers built into the stator.

1.5 Steam boiler BKZ-500-140-1

Steam boiler E-500-13.8-560BT (model BKZ-500-140-1) single-drum, vertical-water tube with natural circulation, gas tight, with membrane screens, designed to produce high pressure steam when burning Berezovsky brown coal with hard slag removal and natural gas. [11]

Figure A.3 shows a longitudinal section of the boiler.

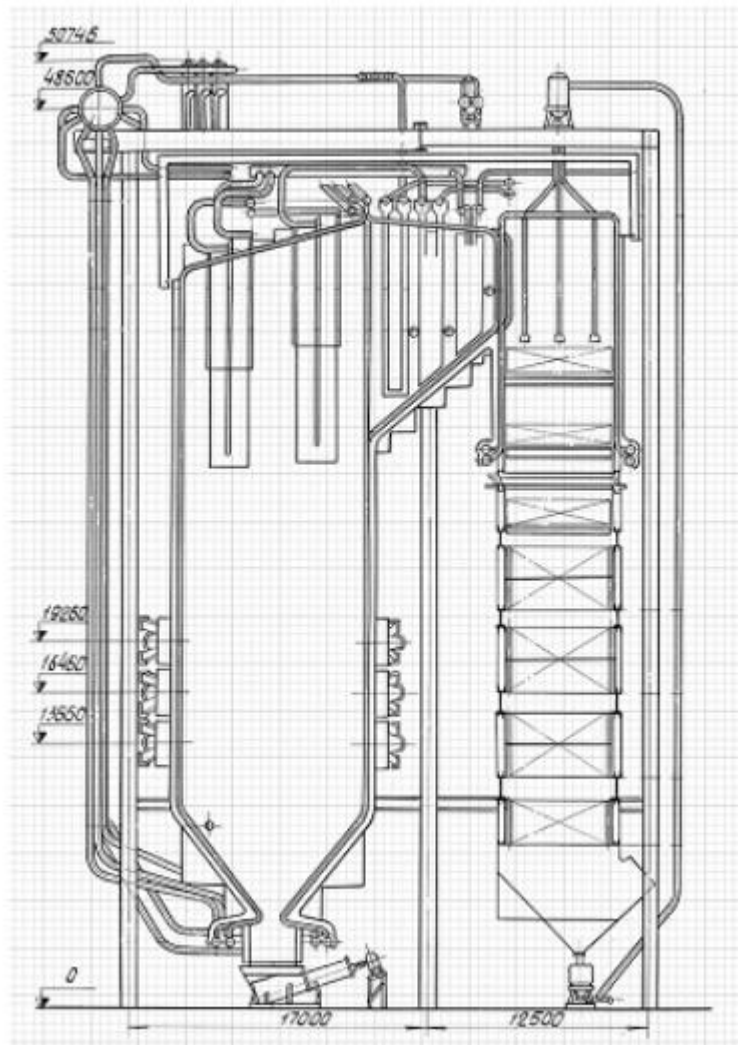


Figure A.3 - A longitudinal section of a steam boiler

The layout of the boiler is made in a U-shaped pattern. The furnace is the first (lifting) gas duct, in the second (horizontal) gas duct there is a superheater. And in the third (lowering) duct, an air heater and an economizer are located. Boiler characteristics are presented in table A.3

Table A.3 - characteristics of the boiler BKZ-500-140-1 [11]

Steam production, t / h	500
The vapor pressure in the drum, MPa (kg / cm ²)	15,9 (162)
Steam pressure at the exit, MPa (kg / cm ²)	13,8 (140)
Steam temperature at the exit, °C	545

Feed water temperature, °C	230
Boiler water volume, m3	96
Boiler steam volume, m3	102
Fire chamber volume, m3	3770

1.6 Ancillary equipment

1.6.1 Feed pumps

In accordance with VNTP-81 [9] for power plants with block schemes, the performance of feed pumps is determined by the maximum feed water consumption for boiler feed with a margin of at least 5%. On units with a vapor pressure of 13 MPa, each unit is usually equipped with one feed pump with a capacity of 100%, in the warehouse one backup pump is provided for the entire station.

Based on the necessary requirements, the project provides for the installation of feed pumps brand PE-900-185 - one pump per block.

The main characteristics of the selected pump are shown in table A.4, according to the manufacturer.

Table A.4 - Characteristics of the pump PE-900-185 [13]

Delivery, m3 / h	900
Head, m	2030
Permissible cavitation reserve, m	15
Pump pressure, MPa	18,1
Inlet pressure, MPa	0,98
Power consumption kW	5500
Efficiency%	82
Weight, kg	16490
Manufacturing plant	JSC "HYDROMASHSERVICE"

1.6.2 Deaerator and feed water tanks

According to VNTP-81 [9], the total capacity of feed water deaerators is selected according to its maximum flow rate. If possible, one deaerator is installed on each block. The total supply of feed water in the tanks of the main deaerators should ensure the operation of block power plants for at least 3.5 minutes.

Based on these requirements, the project provides for the installation of a DP-1000/100 deaerator with a BDP-100-1 deaerator tank.

The main factory characteristics are given in table A.5.

Table A.5 - Characteristics of the DP-1000/100 deaerator [11]

Nominal productivity, t/h	1000
Absolute working pressure, MPa (kgf/cm ²)	0,69 (7,0)
Column	KDP-1000 vertical
Number of columns	1
Diameter of a column, mm	2432
Useful tank capacity, m ³	100
The length of the deaerator (tank), mm	13500
Deaerator height, mm	8130
Weight, kg	30600
The mass of the deaerator with water, kg	165600
Manufacturing plant	Sibenergomash JSC

1.6.3 Cogeneration plant

Figure A.4 shows a schematic diagram of a cogeneration unit of a power unit.

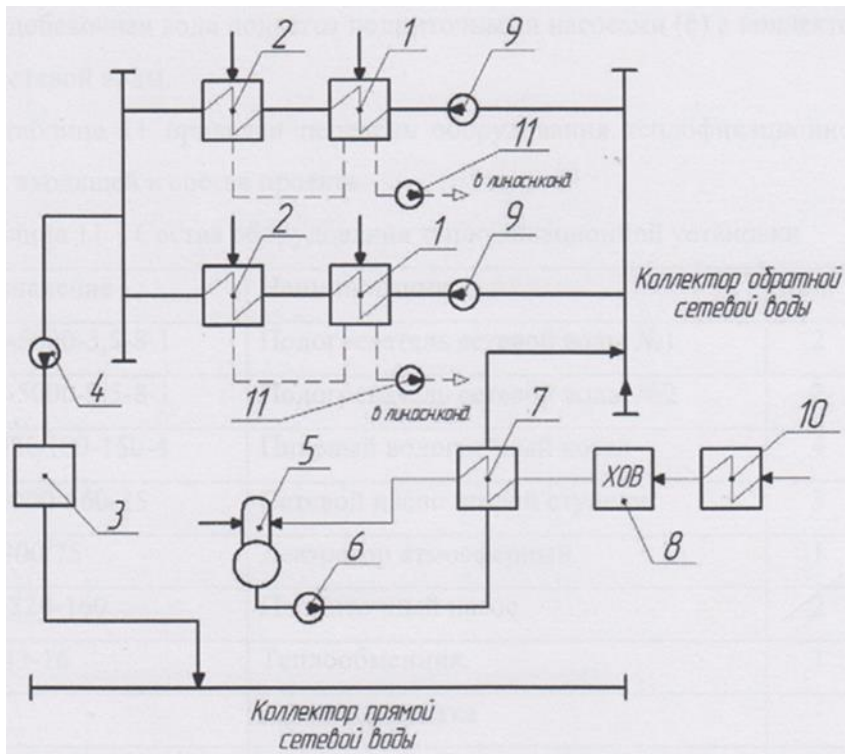


Figure A.4 - Scheme of a heating installation

The mains water from the return mains water collector is supplied by the first stage network pumps (9) to the horizontal network heaters (1, 2) of the first and second units, where it is heated by steam from the turbine offsets. Next, the network water enters the pressure head manifold, from where it is supplied by the second stage network pumps (4) to the peak boiler room (3), where it is heated to the required temperature, and then it is fed to the direct network collector.

To make up for losses of network water, recharge is organized in the scheme. Raw water is preheated to a predetermined temperature in the raw water heat exchanger (10). Then chemically purified water (8) enters the heat exchanger (7), where it is heated and then enters the atmospheric deaerator (5). Steam for deaeration is supplied from the auxiliary collector. After deaeration, additional water is supplied by the heating water recharge pumps (6) to the return mains water collector.

According to the catalog [10], with the T-185 / 215-130-4 steam turbine, the installation of network heaters PSG-5000-2.5-8-I is provided. The main factory characteristics of network heaters are given in table A.6.

Table A.6 - Characteristics of the PSG-5000-2.5-8-I heater [10]

Nominal steam consumption, kg / s	81,9
Vapor pressure, MPa	0,06-0,20
Nominal consumption of water, kg / s	1667
Water pressure, MPa	0,88
Maximum inlet water temperature, ° C	115
Estimated rated heat flow, MW	191,9
Length mm	11620
Case Diameter, mm	3640
Mass, t	98,55
Manufacturing plant	TKZ

According to VNTP-81 [9], when installing network pumps individually for turbines, the number of working pumps is taken as two for each turbine with a capacity of 50% each.

Based on the necessary requirements, the project provides for the installation of network pumps of the first stage of the SE 5000-70-5 type - two pumps per block.

The main characteristics of the pump are given in table A.7, according to the manufacturer.

Table A.7 - Characteristics of the pump SE 5000-70-5 [14]

Delivery, m ³ /h	5000
Head, m	70
Permissible cavitation reserve, m	15
Rotational speed, rpm	1500
Power consumption, kW	1095
Efficiency, %	87
Manufacturing plant	JSC "Nasosenergomash"

According to VNTP-81 [9], in the group installation of three or less working network pumps, one additional backup pump is additionally installed. Based on these

requirements, we install network pumps of the second stage of the brand SE 5000-160-25 in the amount of 3 pumps per station.

The main characteristics are given in table A.8.

Table A.8 - Characteristics of the pump SE 5000-160-25 [14]

Delivery, m ³ / h	5000
Head, m	160
Permissible cavitation reserve, m	40
Rotational speed, rpm	3000
Power consumption kW	2350
Efficiency%	87
Manufacturing plant	JSC "Nasosenergomash"

In accordance with VNTP-81 [9], a drainage pump of network heaters of the KsV 500-150 – type was selected — two pumps for each unit.

The main characteristics of the pump are given in table A.9.

Table A.9 - Characteristics of the KsV 500-150 pump [14]

Delivery, m ³ / h	500
Head, m	150
Permissible cavitation reserve, m	2,5
Rotational speed, rpm	1500
Power consumption kW	272
Efficiency%	75
Manufacturing plant	JSC "Nasosenergomash"

According to VNTP-81 [9], this project provides for the installation of two feed pumps for the heating system brand KsV 320-160-4 and atmospheric deaerator DA-300/75.

The main characteristics are presented in tables A.10 and A.11 respectively.

Table A.10 - Characteristics of the KsV 320-160 pump [14]

Delivery, m ³ / h	320
Head, m	160
Permissible cavitation reserve, m	2
Rotational speed, rpm	1500
Power consumption kW	186
Efficiency%	75
Manufacturing plant	JSC "Nasosenergomash"

Table A.11 - Characteristics of the deaerator DA-300/75 [15]

Nominal productivity, t / h	300
Working pressure, MPa	0,12
Deaerated water temperature, ° C	104,25
Useful capacity of the battery tank, m ³	75
Type of deaerator tank	BDA-75
Diameter of a column, mm	1800

The heating outputs are provided for in the volume of the newly constructed TDU-2 with the installation of network pumps of the first and second elevations, the construction of the corresponding racks of the heat pipelines, including the leads from the main building and their extension along the main building and heating main №13.

1.7 Technical water supply

Technical water supply is envisaged in the scope of construction of one tower cooling tower, installation of two additional circulation pumps in the existing pump station, as well as extension and laying of circulating water pipes and piped water pipelines.

This project provides for the installation of one additional cooling tower of the type BG-3200-73 with an irrigation area $F_{op} = 3200 \text{ m}^2$ from a number of standard

modifications of tower cooling towers. Technical characteristics of the selected cooling tower are presented in table A.12.

Table A.12 - Characteristics of the cooling tower BG-3200-73 [16]

irrigation area F_{ia}, M^2	Tower height, m	Air inlet height, m	Diameter of tower at top of sprinkler, m	The diameter of the output section of the tower, m
3200	88	7,5	65	42

Conclusion

In this chapter, we considered a 185 MW power unit as a possible expansion option for Tomsk TPP-3. We selected the main and auxiliary equipment. In general, the dissertation also considers other options for expanding the station, and conducts a comparative analysis in terms of efficiency, economy and profitability. Social aspects are also considered.

References

7. Catalog. Steam turbine plants, 7-8 [Electronic resource] // URL: <https://energybase.ru/uploads/docs/.pdf>.
8. Nomenclature catalog - Barnaul boiler plant "SibEM – BKZ" [Electronic resource]// URL: <https://energybase.ru/equipment/energeticheskii-parovoi-kotyl-e-420-13-8-560kt-bt>.
9. Standards for the technological design of thermal power plants, VNTP 81, Moscow – 1981 (in Russian).
10. Under the general. ed. h, - correspondent. RAS A.V. Klimenko and prof. V.M. Zorina. Thermal and nuclear power plants: Reference book - 3rd ed., Revised. and add. - M.: Publishing House MPEI, 2003 - 648 p. (in Russian).
11. Catalog of Sibenergomash-BKZ LLC [Electronic resource]// URL: <http://www.sibem-bkz.com/ru/contact-us-download-booklet/>
12. Lavygin V.M., Tsanev S.V. et al. Thermal power plants. Textbook for high schools. - M.: Publishing House MPEI, 2009. - 467 p. (in Russian).
13. Pump PE-900-185 [Electronic resource] // URL: www.hms.ru/pumps_catalog/detail.php?ELEMENT_ID=4580
14. Centrifugal pumps, type SE, JSC "NASOENERGOMASH" [Electronic resource]// URL: <http://nempump.com/>
15. Description and characteristics of atmospheric deaerators DA, Teplotech-Komplekt LLC [Electronic resource] // URL: <http://tt-k.ru/DA.htm>
16. Under the general editorship of V.S. Ponomarenko. Cooling towers of industrial and energy enterprises: Reference manual / M.: Energoatomizdat: 1998 –376 p. (in Russian).