

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>РЕКОНСТРУКЦИЯ БОЙЛЕРНОЙ СИСТЕМЫ ТУРБИНЫ К-800-240-5</b>

УДК 683.97:621.165.004-048.38

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<b>3-5Б2А1</b>	<b>ВОРОНЧИХИН Сергей Александрович</b>		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель АТЭС	<b>В.В. Зайцев</b>	-		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры менеджмента	<b>Н.Г. Кузьмина</b>	-		

По разделу «Социальная ответственность»

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

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых электростанций	<b>М.А. Вагнер</b>	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	<b>А.С. Матвеев</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

Томск – 2017 г.

**Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
Р1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
Р2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
Р3	Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
Р4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
Р5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
Р6	Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
Р7	Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности <i>в широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
Р8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
Р9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию <i>с учетом</i> нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.
Р10	Проводить <i>комплексные</i> научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением <i>базовых и специальных</i> знаний и <i>современных</i> методов.
Р11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать

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

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

---

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

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

\_\_\_\_\_  
(Подпись)

\_\_\_\_\_  
(Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>бакалаврской работы</b>
(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
<b>3-5Б2А1</b>	<b>Ворончихину Сергею Александровичу</b>

Тема работы:

<b>Реконструкция бойлерной установки турбины К-800-240-5</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 609/с03.02.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	<b>12 июня 2017 года</b>
--	--------------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Объект проектирования – энергоблок 800 МВт Березовской ГРЭС Режим работы – непрерывный. Топливо – березовский бурый уголь Параметры острого пара: давление – 23,5 МПа температура – 545 °С</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Представить сведения об электрических и тепловых нагрузках ГРЭС, основном и вспомогательном оборудовании, технологической схеме и оборудовании теплофикационной (бойлерной) установки.</li> <li>2. Выполнить аналитический обзор специальной литературы о принципах отпуска тепла от конденсационных энергоблоков.</li> <li>3. Составить температурный график тепловой сети и годовой график отпуска тепла потребителям Березовской ГРЭС.</li> <li>4. Рассчитать максимально возможное количество отпуска тепла из нерегулируемых отборов турбины. Составить тепловые балансы и рассчитать расходы пара на бойлерную установку при различных режимах ее работы.</li> <li>5. Выполнить тепловые поверочные расчеты сетевых подогревателей, определить их основные конструктивные характеристики.</li> <li>6. Составить рекомендуемую схему бойлерной установки, определить требуемый объем реконструкции.</li> <li>7. Обосновать технико-экономическую целесообразность проекта.</li> <li>8. Проанализировать проектируемое оборудование, рабочие места на предмет выявления основных опасностей и вредностей, оценить степень воздействия их на человека и природную среду.</li> <li>9. Провести анализ полученных результатов проектирования, дать рекомендации по их практическому использованию.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Принципиальная тепловая схема энергоблока. Полная тепловая схема бойлерной установки. Компоновка турбинного отделения главного корпуса. Компоновка бойлерной установки.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент</b></p>	<p><b>Кузьмина Н.Г., старший преподаватель кафедры менеджмента</b></p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p><b>Василевский М.В., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</b></p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках</b>  <b>:</b></p>	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель АТЭС	Зайцев В.В.			11.01.17г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2А1	Ворончихин Сергей Александрович		11.01.17г

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 75 с., 10 рис., 19 табл., 12 источников, \_\_\_\_\_ прил.

Ключевые слова: ТУРБИНА, КОТЕЛ, ТЕПЛОТА, ПАР, КОНДЕНСАТ, БОЙЛЕР, ПОДОГРЕВАТЕЛЬ.

Цель работы – Представить вариант максимального отпуска тепла это энергоблока К-800-240 Березовской ГРЭС.

В процессе исследования проводились: расчет бойлерной на отпуск тепла при сохранении электрической мощности 800 МВт, расчет тепловой схемы, проведен расчет затрат на исследование схемы и экономическое обоснование.

В результате исследования: По данной работе можно сказать, что исследовав систему отпуска тепла Березовской ГРЭС, можно отметить, что вполне возможно более загрузить турбину и отдать больше тепла и при этом не потерять в номинальной электрической мощности.

## Оглавление

Введение.....	10
1 Описание Березовской ГРЭС.....	112
1.1 Характеристика основного и вспомогательного оборудования Березовской ГРЭС.....	14
1.2 Описание бойлерной установки.....	15
2 Отпуск тепла от ТЭС.....	18
2.1 Отпуск тепла от ТЭС с теплофикационными турбинами.....	18
2.2 Отпуск тепла от ТЭС с конденсационными турбинами.....	20
3 Определение потребности тепла г. Шарыпово.....	22
4 Расчет тепловой схемы блока К-800-240-5.....	25
4.1 Построение процесса расширения пара в h,s-диаграмме.....	25
4.2 Составление таблицы параметров.....	30
5 Расчет схемы отпуска тепла.....	33
5.1 Поверочный расчет бойлера.....	35
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	47
6.1 Планирование НИР.....	47
6.2 Смета затрат на разработку проекта.....	48
6.3 Исследование бойлерной установки на теплофикационную нагрузку 800 МВт.....	53
7 Социальная ответственность.....	56
7.1 Производственная безопасность.....	58
7.2 Опасные факторы.....	61
7.3 Экологическая безопасность.....	65
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	65
8 Охрана окружающей среды.....	67
8.1 Золотое хозяйство пылеугольной ТЭС.....	67
8.2 Очистка и удаление дымовых газов в атмосферу.....	68



8.3 Основные принципы золоулавливания.....	71
8.4 Снижение выбросов оксидов серы и азота.....	73
8.5 Шум от энергоустановок и мероприятия по его снижению.....	74
8.6 Удаление дымовых газов в атмосферу.....	74
Заключение.....	77
Список использованных источников.....	78

## Введение

В энергетической стратегии России большое внимание уделяется теплофикации, которая благодаря существенным социальным, экономическим и экологическим преимуществам стала одним из основных направлений развития энергетики нашей страны. Теплофикация является формой централизованного теплоснабжения и рациональным способом использования топливных ресурсов [1]. Преимущество комбинированного способа производства электрической и тепловой энергии по сравнению с отдельным связано с возможностью снижения удельных затрат тепла на выработку электроэнергии в результате снижения потерь в холодном источнике. Создание паротурбинных установок с отпуском тепла позволило реализовать на практике это преимущество [1].

Однако в последнее время конкурентоспособность ГРЭС на рынках электрической и тепловой энергии катастрофически падает. Это связано с высокими тарифами на энергию, величина которых обусловлена как субъективными (действующая методика определения удельных расходов топлива на производство энергии разного типа, ценовая политика в отношении топлива, поставляемого на ТЭЦ и ГРЭС, неплатежеспособность бюджетов различных уровней и др.), так и объективными причинами, которые определяются, прежде всего, уровнем совершенства основного оборудования ТЭЦ и его эксплуатации [1]. Очевидно, что в таких условиях вопросы повышения эффективности отпуска тепла с конденсационных турбоустановок приобретают все большую актуальность. Действующие сегодня турбины проектировались 20 - 40 лет назад. За это время накоплен значительный положительный опыт совершенствования их конструкции, тепловых схем и получены новые знания о процессах, происходящих в проточной части в переменных режимах работы [1].

Так как отборы на теплофикацию конденсационной турбины маломаневренны по сравнению с теплофикационной турбиной для которых характерен широкий спектр режимов работы в зависимости от расхода свежего пара, тепловой нагрузки, давлений в регулируемых отборах, расхода и начальной температуры подогреваемой сетевой воды, условий охлаждения конденсатора и др. То и тепловая нагрузка с нерегулируемых отборов турбины типа К, меньше чем у теплофикационных [1].

Цель этой работы определить, максимальный отпуск тепла с турбины К-800-240 с оптимальным КПД цикла турбоустановки [1].

## 1 Описание Березовской ГРЭС

Топливо-энергетический комплекс Красноярского края занимает значительное место в региональной экономике, обеспечивая около 10% валового регионального продукта и 20% всех налоговых поступлений в бюджет края. Красноярский край, в перспективе, обеспечен собственными топливно-энергетическими ресурсами. Региону принадлежит первенство в России по общегеологическим запасам угля - свыше 20% мировых запасов. Безусловно, будущее Красноярского края неразрывно связано с развитием энергетической отрасли, которая на протяжении многих лет является одной из профилирующих в экономике не только края, но и всего Сибирского региона. В регионе наблюдается устойчивый рост электропотребления. В 2015 был введен третий энергоблок мощностью 800 МВт [1].

Огромные запасы угля в Сибирском регионе (запасы Канско-Ачинского бассейна оцениваются в сотни миллиардов тонн) вселяют надежду на то, что прирост мощностей энергосистем России будет происходить в основном за счет строительства новых угольных энергоблоков и электростанций. Приоритетное участие Сибирского региона в развитии современной, экономически мощной и экологически безопасной теплоэнергетики России позволит эффективно сочетать, с учетом проведения разумной ценовой политики, интересы и центра и региона.

Березовская ГРЭС-1 - одно из крупнейших энергетических предприятий юга Красноярского края, являющееся также градообразующим предприятием, налоговые отчисления которого в районный бюджет составляют основную статью прибыли района. Располагаемая мощность ГРЭС -1440 МВт (два энергоблока по 800 МВт каждый)[1].

Основное оборудование спроектировано для работы на бурых углях разреза "Березовский-1" Канско-Ачинского угольного бассейна. Численность персонала составляет более 3 тыс. человек.

На сегодняшний день ОАО «Березовская ГРЭС-1» - это динамично развивающееся предприятие, расположенное в 250 км от Красноярска, по соседству с Березовским угольным разрезом. ГРЭС - основной потребитель березовского угля - связана с разрезом открытым 15-километровым угольным конвейером производительностью около 4500 т/ч, аналогов которому нет в России. Затраты на транспорт топлива минимальны. Это снижает его стоимость и себестоимость электрической энергии и обеспечивает высокую конкурентоспособность Березовской ГРЭС на рынке.

Уникальный, не имеющий аналогов котлоагрегат П-67 с Т-образной компоновкой и подвесной системой поверхностей нагрева для Березовской ГРЭС-1 был спроектирован Подольским заводом ЗиО. Котлоагрегат имеет паропроизводительность 2650 т/ч и закритические параметры острого пара. Каркас котла и каркас здания совмещены и все поверхности нагрева подвешены к каркасу. В освоении головного образца котла П-67 приняли участие ВТИ, СибВТИ, СКБ ВТИ, ЦКТИ, ОРГРЭС и другие ведущие институты [1].

Опыт эксплуатации показал, что не все технические решения, принятые на стадии проектирования, были оправданными, в связи с чем был проведен ряд мероприятий по реконструкции и модернизации, направленных на повышение надежности и экономичности работы котлоагрегата. После первых лет эксплуатации выявились недостаточная надежность работы поверхностей нагрева и значительное шлакование топки при номинальной нагрузке, для устранения которых с 1992 г. совместно с заводом-изготовителем проведены реконструкция топочно-горелочных устройств и модернизация узлов поверхностей нагрева [1].

Нормальному развитию энергетики должно способствовать внедрение современных высоких технологий. На Березовской ГРЭС-1 сделано многое: накоплен огромный опыт; есть квалифицированный персонал, способный решать сложные вопросы; разработана целевая программа мероприятий по

модернизации и реконструкции оборудования. Эти разработки стали предметом обсуждения на конференции, в которой приняли участие представители проектных организаций и заводов-изготовителей, связанных со станцией на протяжении всего ее существования. Подводя итоги, хочется отметить главное: сегодняшний день открывает большие возможности для повышения эффективности производства и расширения производственных мощностей Березовской ГРЭС-1 для ее дальнейшей успешной работы. А это – стратегически важные моменты в развитии станции, а также всей энергетики региона [1].

### 1.1 Характеристика основного и вспомогательного оборудования Березовской ГРЭС

В таблице 1 представлены характеристики основного оборудования Березовской ГРЭС-1

Таблица 1- Характеристики основного оборудования [2]

№ энергоблока	1 (800 МВт)	2 (800 МВт)	3 (800 МВт)(приостановлен)
Ввод в эксплуатацию	1987	1990	2015
Котлоагрегаты: Тип/мощность	П-67/2650 т/ч		П-67/2650 т/ч
Турбоагрегаты: Тип/мощность	К-800-240-5/800 МВт		К-800-240-5М/800 МВт

В состав энергоблока 800 мВт входит следующее оборудование:

- котел П-67;
- 8 мельниц - вентиляторов типа МВ-3300-800-490;
- 3 дымососа ДОД-43;
- 2 дутьевых вентилятора ВДН-36х2;
- 2 дымососа газовой рециркуляции ДРГ-29х2;
- 4 дымососа воздушной рециркуляции ГД-31;

- 3 электрофильтра типа ЭДГ-2-128-9-6-200-5;
- паровая турбина К-800-240-5, имеет 8 нерегулируемых отборов;
- генератор ТВВ-800-2УЗ ВО.

«Электросила» мощностью 800 мВт, закрытого исполнения.

Предусмотрено охлаждение ротора водородом, статора -водородом и водой;

- конденсационное устройство, состоит из одноходового двухкорпусного конденсатора 800 КЦС-5, воздухоудаляющего устройства, конденсатных и циркуляционных насосов, водяных фильтров;

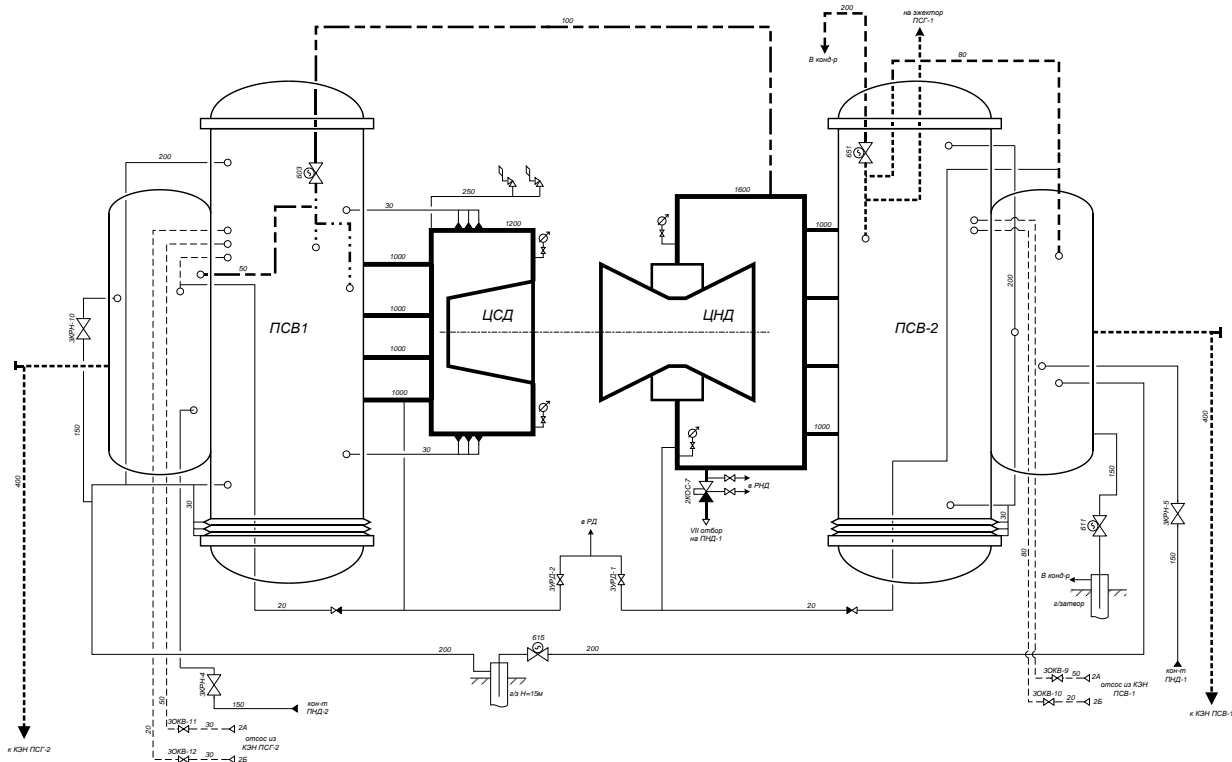
- регенеративная установка включает в себя четыре ПНД, два деаэрата, шесть ПВД, охладитель дренажа, охладители пара лабиринтовых уплотнений турбины, конденсатный и циркуляционный охладители замкнутого контура газоохладителей генератора;

- 2 питательных турбонасоса, состоящие из насоса ПН-1500-300 ЛМЗ и паровой турбины ОК-18ПУ. На одном валу с питательными насосами установлены бустерные насосы СЦД-1630-180.

## 1.2 Описание бойлерной установки

Бойлерная установка энергоблока состоит из подогревателя типа ПСВ-500-3-23, и одного пикового подогревателя типа ПСВ-500-14-23, включенного по сетевой воде последовательно с основным. Установленная тепловая мощность блочнойбойлерной установки составляет 80 Гкал/час.

Схема бойлерной установки представлена на рисунке 1



ОВ - отсос воздуха  
 КРН - конденсат гр. пара реген. НД  
 ДСВ - дренажи тр-дов сетевой воды

Рисунок 1- Схема бойлерной установки

1.2.1 Характеристика подогревателей сетевой воды энергоблока

Характеристика подогревателей представлена в таблице 2.

Таблица 2-Характеристика подогревателей

Наименование оборудования Наименование параметра	ПСВ-500-14-23	ПСВ-500-3-23
Площадь поверхности теплообменника по наружному диаметру труб, м2	500	500
Расчетная тепловая производительность, Гкал/час	35,6	61,5
Расчетное давление пара перед подогревателем	2,6	10,6
Расчетная температура пара перед подогревателями, 0С	220	378
Расчетная температура сетевой воды на входе, 0С	70	109,5
Расчетная температура сетевой воды на выходе, 0С	110	145
Потери напора при расчетном расходе, м.вод.ст.	2,0	6,0
Температурный напор, 0С	8,5	14
Максимальный расход сетевой воды, т/час	1500	1800
Максимальное давление пара, кгс/см2	14	3
Максимальное давление сетевой воды, кгс/см2	23	23



## 1.2.1 Характеристика сетевых и конденсатных насосов энергоблока

Характеристика насосов представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Характеристики насосов схемы теплофикации

Тип насоса Характеристики	СЭ-2500-180-10	СНЦ-2500-18018	КСВ-320-160-2
Производительность, м3/час	2500	2500	320
Напор, м.в.ст.	180	180	160
Давление на входе, кгс/см2	<10	<8	-
Температура перекачиваемой жидкости, 0С	<120	<120	-
Максимальная температура подшипников насоса, 0С	70	70	70
Тип электродвигателя	4АЗМ-1600/ /6000-УХЛИ	4АЗМ-1600//6000-УХЛИ	АВ-113-4М302
Мощность, кВт	1600	1600	250
Частота вращения, об/мин	3000	3000	1480
Питающее напряжение, В	6000	6000	6000
Ток статора, А	179	179	-
Максимальная температура подшипников электродвигателя, 0С	80	80	80

## 2 Отпуск тепла от ТЭС

### 2.1 Отпуск тепла от ТЭС с теплофикационными турбинами

Сетевая подогревательная установка включает в себя сетевые трубопроводы в пределах главного корпуса ТЭЦ, сетевые подогреватели, сетевые насосы I и II ступени, конденсатные насосы сетевых подогревателей и узел подпитки тепловой сети. На рисунке 2 в качестве примера приведена схема сетевой подогревательной установки теплофикационного энергоблока Т-250-240. Сетевая вода из обратной линии 1 посредством сетевого насоса первого подъема 2 прокачивается через сетевые подогреватели 3 к 4. Далее сетевым насосом второй ступени подъема 5 сетевая вода прокачивается через пиковый водогрейный котел 6 и поступает в тепловую сеть. Предусмотрена рециркуляция сетевой воды насосом 17 для поддержания необходимой температуры воды перед водогрейным котлом независимо от заданной температуры прямой сетевой воды. Подпитка тепловой сети осуществляется подпиточным насосом 7, который получает деаэрированную химически обработанную воду из аккумуляторного бака 8. Сырая вода подается насосом сырой воды 9 через подогреватель сырой воды 10 и химическую водоочистку. Химически обработанная вода последовательно подогревается в водо-водяном теплообменнике 11, подогревателе 12 отборным паром и в охладителе выпара 13, деаэрируется в деаэраторе подпитки тепловой сети 14 и затем перекачивающим насосом или самотеком подается в аккумуляторный бак.

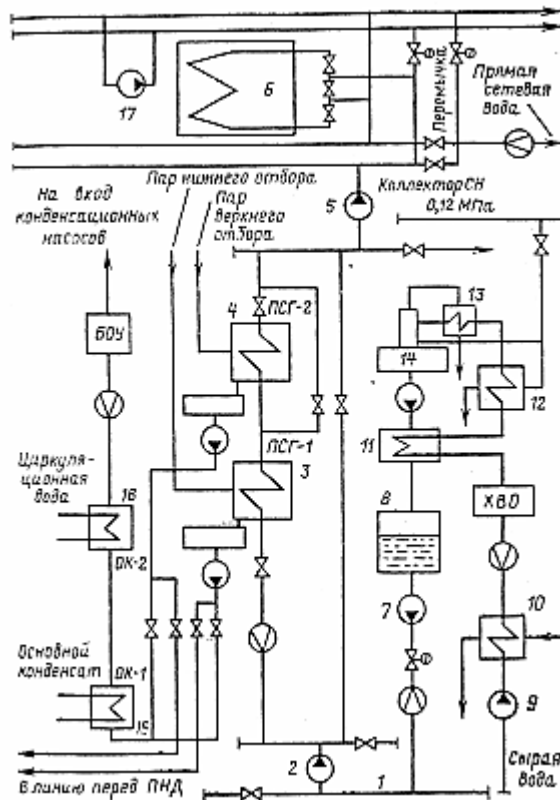


Рисунок 2- Схема сетевой подогревательной установки теплофикационной турбины

В теплофикационных турбинах АО ТМЗ имеется возможность сокращения потерь теплоты в конденсаторе, главным образом за счет перевода конденсатора турбин на работу на сетевой или подпиточной воде, проходящей через встроенный пучок на теплофикационных режимах [4,5]. Встроенный пучок, конденсирующий вентиляционный пропуск пара в ЦНД, служит предвключенной ступенью подогрева сетевой или подпиточной воды. Использование теплоты вентиляционного пропуска пара повышает тепловую экономичность турбины, одновременно увеличивая максимальную тепловую нагрузку.

## 2.2 Отпуск тепла от ТЭС с конденсационными турбинами

На рисунке 3 приводится схема сетевой подогревательной установки, питающейся паром от нерегулируемых регенеративных отборов конденсационной турбины. Пар в пиковый сетевой подогреватель подается из отбора турбины 14, имеющего давление 0,5-0,7 МПа, либо из резервной линии 13. Основные сетевые подогреватели снабжаются паром либо из резервной линии через редукционную установку, понижающую давление пара с 0,7 до 0,2 МПа, либо от отбора турбины 15, имеющего давление 0,2-0,12 МПа. Очевидно, что при редуцировании теплота пара высокопотенциального отбора теряется, что снижает тепловую экономичность данной схемы по сравнению со схемой, применяемой в теплофикационной турбине.

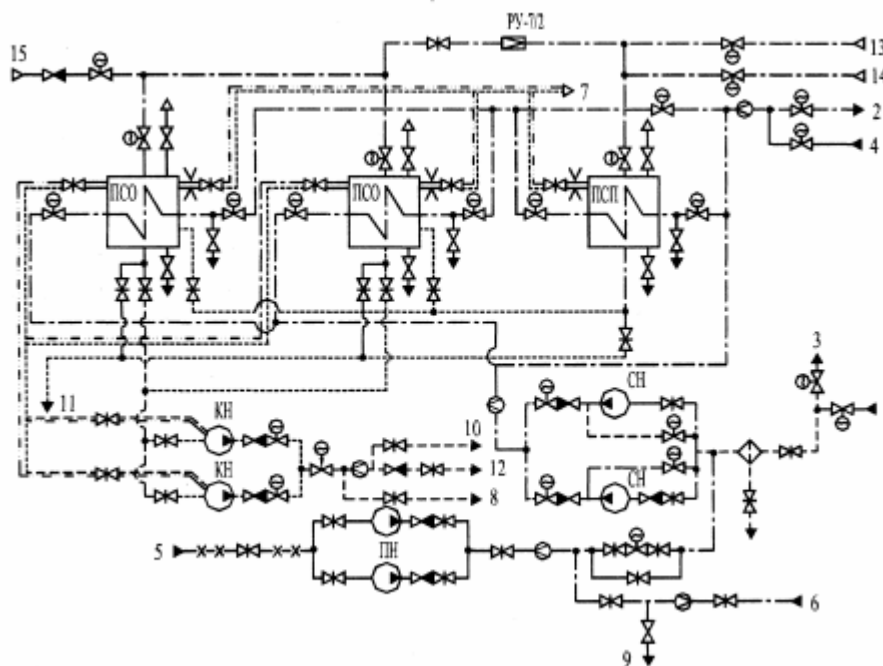


Рисунок 3- Схема сетевой подогревательной установки конденсационной турбины: 1-из теплосети; 2-в теплосеть; 3-в коллектор обратной сетевой воды; 4)т коллектора прямой сетевой воды; 5-из водоподготовительной установки; 6-из технического или питьевого водопровода; 7-отсос в конденсатор; 8-аварийный слив; 9-контрольный слив; 10-в линию основного конденсататурбин; 11-на обессоливающую установку;

12-слив в конденсатор; 13-резервный пар 0,7 МПа;14-отбор турбины 0,5-0,7 МПа; 15-отбор турбины 0,12-0,20 МПа [4,5].

### 3 Определение потребности тепла г. Шарыпово

Шарыпово—город краевого подчинения в Красноярском крае. Город расположен на площади 30 км<sup>2</sup>. Население города 37 258 человек.

Климатические данные для г. Шарыпово приведены в таблице 4

Таблица 4 – Климатические данные г.Шарыпово

Продолжительность отопительного периода, сут	Температура наружного воздуха, °С		
	Расчётная для проектирования отопления	Средняя отопительного периода	Средняя самого холодного месяца
235	- 45	- 7,2	- 17,1

#### 3.1.1 Расчетная нагрузка отопления, МВт

$$Q_0^P = q_0 \cdot A \cdot (1 + k_1) = q_0 \cdot m \cdot f \cdot (1 + k_1) \quad (1)$$

где  $q_0 = 150 \text{ Вт/м}^2$  - укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м<sup>2</sup> общей площади при расчетной температуре -40°C[6]

$A = m \cdot f$  - общая площадь жилых зданий, м<sup>2</sup>;

$f = 13,5 \text{ м}^2/\text{чел.}$  - норма общей площади в жилых зданиях на 1 чел;

$k_1 = 1,5$  - коэффициент, учитывающий долю теплового потока на отопление общественных зданий;

$m = 37258 \text{ чел.}$ , чел. численность населения в г.Шарыпов

$t_o^P = -40^\circ\text{C}$  - расчетная температура для отопления.

$$Q_0^P = q_0 \cdot m \cdot f \cdot (1 + k_1) = 150 \cdot 37258 \cdot 13,5 \cdot (1 + 1,5) = 188 \text{ МВт}$$

### 3.1.2 Расчетная нагрузка вентиляции, МВт

$$Q_B^P = q_0 \cdot A \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (2)$$

где  $k_2$ - коэффициент, учитывающий долю теплового потока на вентиляцию общественных зданий ( $k_2=0,6$  - после 1985 г.).

$$A = m \cdot f = 37258 \cdot 13,5 = 502983 \text{ м}^2$$

$$Q_B^P = 150 \cdot 502983 \cdot 1,5 \cdot 0,6 = 68 \text{ МВт}$$

### 3.1.3 Расчетная нагрузка горячего водоснабжения, Вт (МВт) и ГДж/ч

$$Q_{\text{гв}}^{\text{жс}} = \frac{1,2 \cdot c \cdot m \cdot a \cdot (40 - t_{\text{хв}})}{24 \cdot 3,6} = \frac{1,2 \cdot 4,187 \cdot 37258 \cdot 105 \cdot (40 - 5)}{24 \cdot 3,6} = 7 \text{ МВт} \quad (3)$$

### 3.1.4 Расчетная нагрузка коммунально-бытовых потребителей

$$Q_K^P = Q_O^P + Q_B^P + Q_F^P \quad (4)$$

$$Q_K^P = 188 + 7 + 68 = 263 \text{ МВт.}$$

Потребление по расчету превышает мощность бойлерной установки Березовской ГРЭС 93 МВт. Тепловая нагрузка превышена к максимальной тепловой мощности бойлерных установок трех турбин 318 МВт.

По данным Березовской ГРЭС температурный график теплосети составляет 150/70<sup>0</sup>С. Температурный график в зависимости от температуры наружного воздуха представлен на рисунке 3

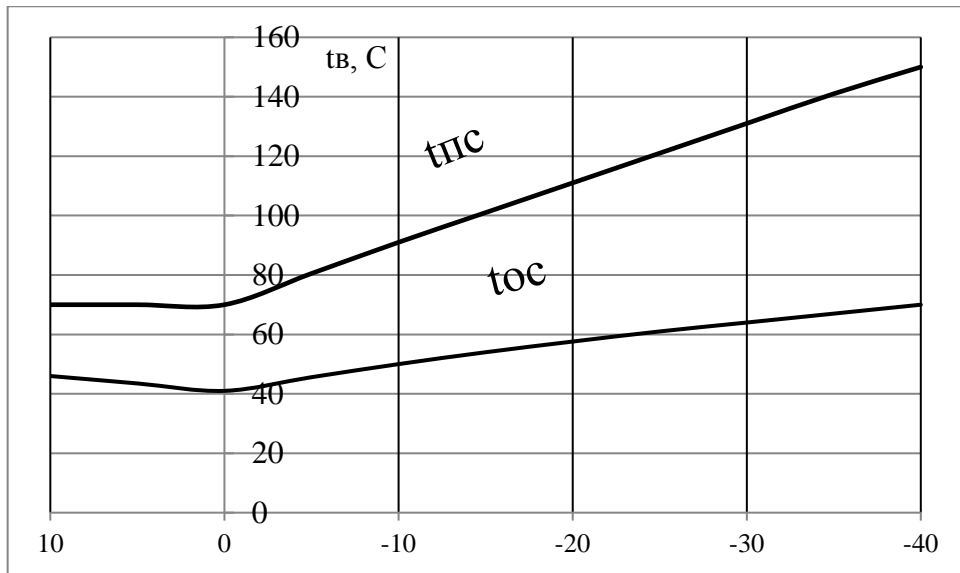


Рисунок 4- Температурный график теплосети Березовской ГРЭС



#### 4 Расчет тепловой схемы блока К-800-240-5

Цель определения максимального возможного отпуска тепла от турбины К-800-240-5 без снижения ее электрической мощности.

Для расчета тепловой схемы блока К-800-240 Березовской ГРЭС мощностью 800 МВт на предложены следующие исходные данные:

- начальное давление 23,5 МПа;
- начальная температура 545°С;
- конечное давление 0,003 МПа;
- давление промперегрева 3,6 МПа;
- температура после промперегрева 545°С;
- температура питательной воды 265°С;
- давление в деаэраторе 0,6 МПа;
- количество отборов 8;
- температурный график теплосети 150/70°С;
- турбопривод подключен ко второму отбору;
- испаритель подключен к 6 отбору;
- схема нагрева сетевой воды состоит из ВСП и НСП.

Давления пара в отборах представлены в таблице 3

На рисунке 5 представлена тепловая схема энергоблока К-800-240

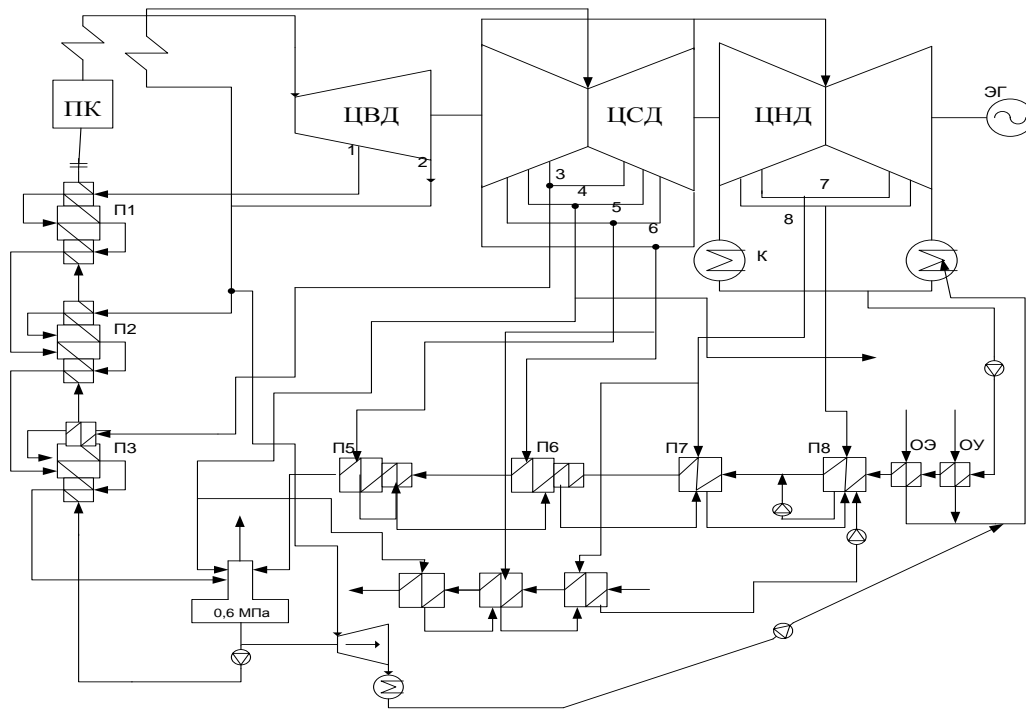


Рисунок 5 – Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-800-240

#### 4.1 Построение процесса расширения пара в $h,s$ диаграмме

Процесс необходим для определения параметров пара в отборах турбины и действительных теплоперепадов турбины.

В процессе расширения на отдельных участках пар подвергается дросселированию из-за гидравлического сопротивления паровпускных органов (стопорного и регулирующих клапанов), тракта промежуточного перегрева, перепускных труб, регулирующих органов регулируемых отборов, выхлопного патрубка.

Параметры пара в отборах турбины представлены в таблице 5

Таблица 5 – параметры пара в отборах турбины

№ Отбора	Точка отбора	Давление, МПа	Температура, С	Расход кг/с (ном)
1	ПВД 8	6,05	343	48,61
2	ПВД 7	3,78	286	58,61
3	ТП	1,64	442	35,28
3	ПВД6	1,64	442	29,72
4	Д	0,98	385	1,39
5	ПНД 4	0,588	311	25,28
6	ПНД 3	0,284	231	24,33
7	ПНД 2	0,114	147	32,86
8	ПНД 1	0,02	61	24,33
	К	0,0034	35	

Процесс расширения пара представлен на рисунке 2.

Определим точку 0 с заданными параметрами пара перед стопорным клапаном турбины  $p_0=23,5$  МПа,  $t_0=540^\circ\text{C}$  и энтальпию  $h_0$

$$h_0 = f(p_0, t_0) = 3324 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определим энтальпии пара в отборах ЦВД

$$h_1 = f(p_1, t_1) = 3022,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$h_2 = f(p_2, t_2) = 2929,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦВД

$$H_i^{\text{ЦВД}} = h_0 - h_2 = 3324 - 2929,6 = 394,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (5)$$

Определим точку III с заданными параметрами на входе в ЦСД  $p_{\text{ОЦСД}}=3,3$  МПа,  $t_{\text{ОЦСД}}=540^\circ\text{C}$  и энтальпию  $h_0$

$$h_{III} = f(p_{\text{ОЦСД}}, t_{\text{ОЦСД}}) = 3544 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определим энтальпии пара в отборах ЦСД

$$h_3 = f(p_3, t_3) = 3345,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$h_4 = f(p_4, t_4) = 3231,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$h_5 = f(p_5, t_5) = 3085,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$h_6 = f(p_6, t_6) = 2929,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦСД

$$H_i^{\text{цсд}} = h_{\text{III}} - h_6 = 3544 - 2929,9 = 614,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (6)$$

Определим энтальпии пара в отборах ЦНД

$$h_7 = f(p_7, t_7) = 2769,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$h_8 = f(p_8, t_8) = 2610,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$h_K = f(p_K, t_K) = 2565 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦНД

$$H_i^{\text{цнд}} = h_6 - h_K = 2921,9 - 2565 = 356,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (7)$$

Действительный теплоперепад турбины

$$H_i = H_i^{\text{цвд}} + H_i^{\text{цсд}} + H_i^{\text{цнд}} = 394,4 + 614,1 + 356,9 = 1365,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (8)$$

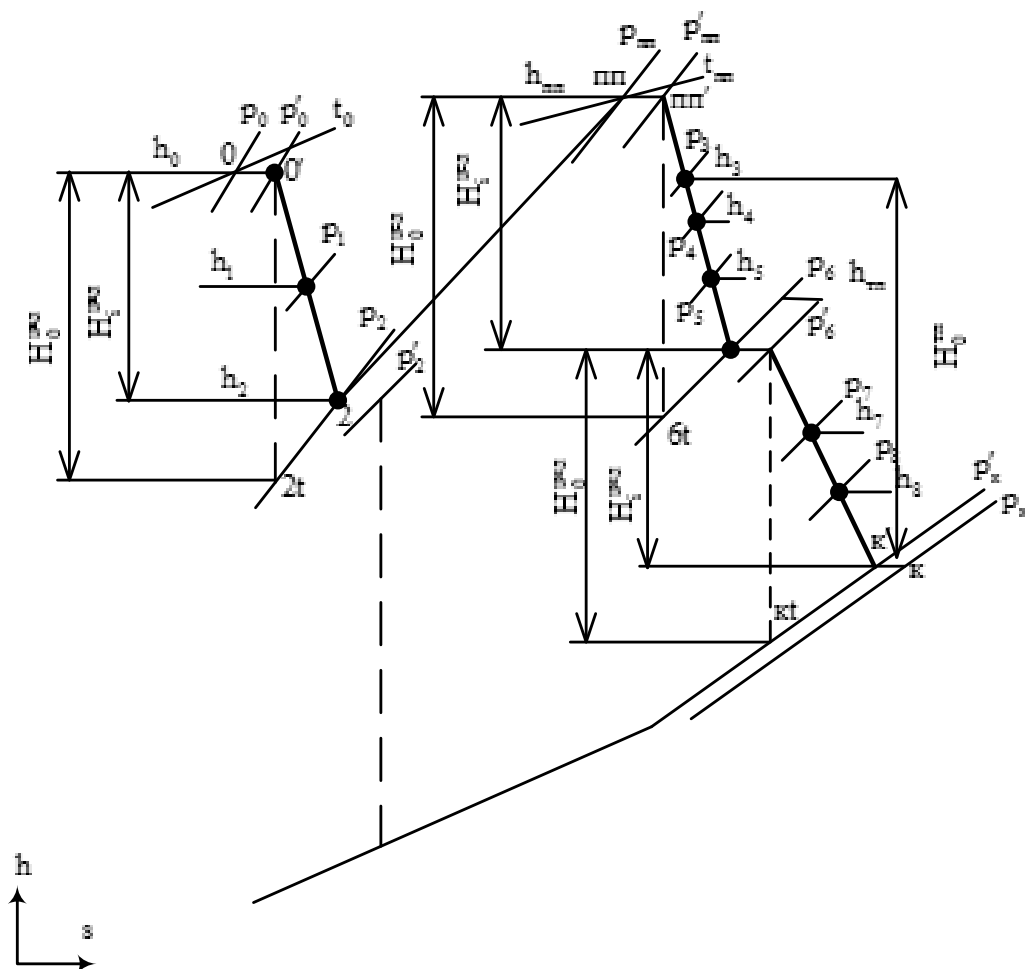


Рисунок 6 – Процесс расширения пара в турбине в h,s-диаграмме энергоблока К-800-240

Расчет мощности на номинальном режиме представлен в таблице 6.

Таблица 6–Расчет мощности на номинальном режиме

№ Отс	Расход пара в отсеке, кг/с	Расход пара в отбор, кг/с	Температурный перепад отсека, кДж/кг	Мощность отсека, кВт
1	736		301,7035	222053,79
2	687,39	48,61	92,71811	63733,505
3	628,78	58,61	198,6042	124878,32
4	563,78	65	112,5716	63465,593
5	562,39	1,39	147,6016	83009,69
6	537,11	25,28	155,3115	83419,36
7	512,78	24,33	160,3398	82219,044
8	479,92	32,86	158,7713	76197,542
9	455,58	24,33	112,8	51389,424
$N_{\Sigma} = \sum (G_{отс} \cdot H_j) \eta_M \cdot \eta_T$				849515,9

Расчет мощность в теплофикационном режиме представлен в таблице 7.

Таблица 7- Расчет мощности турбины К-800-240 при теплофикационном режиме

№ Отс	Расход пара в отсеке, кг/с	Расход пара в отбор, кг/с	Теплоперепад отсека, кДж /кг	Мощность отсека, кВт
1	736		301,7035	222053,8
2	687,39	0	92,71811	63733,5
3	628,78	0	198,6042	124878,3
4	563,78	0	112,5716	63465,59
5	524,16	0	147,6016	77366,88
6	498,88	0	155,159	77405,71
7	439,65	0	160,1885	70426,87
8	385,04	0	159,0752	61250,3
9	360,71	0	112,8	40688,09
$N_{\text{э}} = \sum (G_{\text{отс}} \cdot H_j) \eta_M \cdot \eta_{\Gamma}$				800467,8

Максимальное возможное количество пара в отбор без снижения электрической мощности составит 106 МВт равное 91 Гкал/час.

Расчет мощности при разных теплофикационных нагрузках представлен в таблице 8.

Таблица 8- Расчет мощности при разной тепловой нагрузке

Q, МВт	N, кВт
0	824800
50	811689,2
100	802666,5
120	799093,5
150	793255,8
200	784657
250	775698

## 4.2 Составление таблицы параметров

В колонку №3 заносим значения давлений, найденных в пункте 2.1. В колонку №4 заносим значения энтальпий, определенных при построении процесса расширения пара в турбине в пункте 2.2. Давления и температура насыщения пара в подогревателях также были определены в пункте 2.1, их заносим в колонки 5 и 6 соответственно. Энтальпия воды на линии насыщения определяется по давлению пара в подогревателе по табл. 2 [4].

Давление основного конденсата определяется как

$$p_{ок} = (1,4 \div 1,7) \cdot p_d = 1,4 \cdot 0,6 = 0,84 \text{ МПа}$$

за вычетом гидравлических потерь в подогревателях, равных 0,1 МПа [5].

Давление питательной воды определяется как

$$p_{пв} = (1,3 \div 1,5) \cdot p_0 = 1,3 \cdot 23,5 = 30,55 \text{ МПа}$$

за вычетом гидравлических потерь в подогревателях, равных 0,5 МПа [5].

Давление сетевой воды принимается [3]

$$p_{св} = 1,0 \div 1,5 = 1,2 \text{ МПа.}$$

Значение удельной работы 1 кг пара, идущего в j-й отбор турбины, определяется по формуле  $H_j = h_0 - h_j$  для отборов, осуществляемых до промежуточного перегрева, или по формуле  $H_j = h_0 - h_j + \Delta h_{пп}$  – для отборов после ПП.

Значения коэффициентов недовыработки мощности паром, идущим в j-й отбор, определяется как

$$y_j = \frac{H_i - H_j}{H_i}$$

Таблица 9- таблица параметров пара

Но мер отбора	Точка отбора	Давление, Мпа	Температура, С	Расход кг/с(ном)	Энтальпия в отборе, кДж/кг	Давление пара в подогревателе, Мпа	Температура насыщения, С	Энтальпия дренажа, h', кДж/кг
1	ПВД 8	6,05	343	48,61	3022,296	5,75	272,8	1199,5
2	ПВД 7	3,78	286	58,61	2929,578	3,59	244,0	1056,8
3	ТП	1,64	442	35,28	3345,396	1,56	200,2	853,1
3	ПВД6	1,64	442	29,72	3345,396	1,56	200,2	853,1
4	Д	0,98	385	1,39	3232,824	1,03	181,2	768,4
5	ПНД 4	0,588	311	25,28	3085,223	0,56	156,2	658,9
6	ПНД 3	0,28	231	24,33	2930,064	0,266	129,5	544,1
7	ПНД 2	0,11	147	32,86	2769,875	0,11	102,3	428,8
8	ПНД 1	0,02	61	24,33	2610,797	0,02	60,1	251,4
	К	0,0034	35		2565,448	0,0032	25,2	105,5
4	ПБ	0,98	385	18	3232,824	0,6181	160,0	675,6
6	ВСП	0,28	231	15	2930,064	0,266	129,5	544,1
7	НСП	0,11	147	10,3	2769,875	0,1045	100	422,6
	Точка 0	23,5	540		3324,842			
	ПП	3,3	540		3544,141			

Таким образом возможно увеличить тепловую мощность турбины до 106 МВт. В результате расчета были определены максимальные расходы пара в отбор, 4 отбор составил 18 кг/с, 6 отбор 15 кг/с и 7 отбор 10,3 кг/с. По этим расходам пара рассчитана бойлерная установка состоящая из трех бойлеров.



## 5 Расчет схемы отпуска тепла

Существующее оборудование бойлерной установки турбины реконструировать для увеличения тепловой мощности с этой целью устанавливается дополнительный подогреватель.

Отпуск теплоты на отопление на современных ТЭЦ производится путем нагрева сетевой воды паром из теплофикационных отборов турбины в ПБ и ВСП и НСП представлены на.

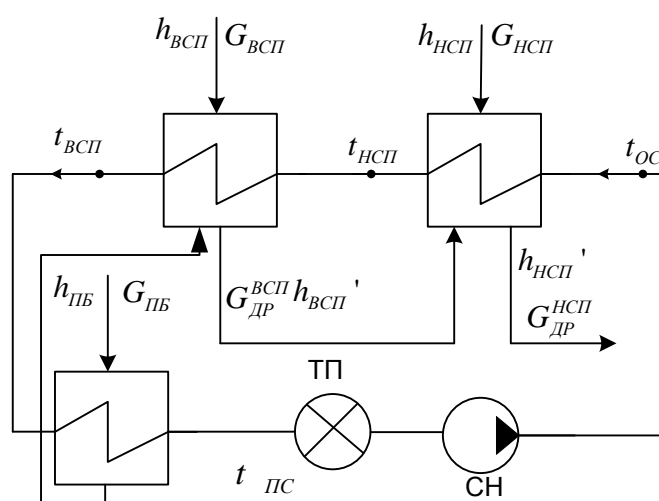


Рисунок 7 – Расчетная схема отпуска теплоты

Сетевая установка состоит из ВСП, НСП. Греющей средой для ПБ является пар четвертого отбора, для ВСП – шестого, для НСП-седьмого

Методом итерационных вычислений определим максимальную теплофикационную нагрузку, так чтобы мощность на клеммах генератора составляла 800 МВт

- тепловая нагрузка сетевой установки  $Q_{сн}=106\text{МВт}$ .

Нагрузку берем максимально возможную на теплофикацию с турбины К-800-240

Температурный график представлен на рисунке 8

$$G_{св} = \frac{Q_{сн}}{(t_{пс} - t_{ос}) \cdot c_p} = \frac{106 \cdot 10^3}{(150 - 70) \cdot 4,2} = 315,4 \text{ кг/с.} \quad (9)$$

Определяем давление в отборе на НСП

$$t_{s \text{ НСП}} = t_{\text{НСП}} + \theta = 90 + 10 = 100^{\circ} \text{C};$$

$$P_{s \text{ НСП}} = f(t_{s \text{ НСП}}) = 0,1014 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{отб НСП}} = P_7 = 0,114 \text{ МПа}.$$

Определяем давление в отборе на ВСП

$$t_{s \text{ ВСП}} = t_{\text{ВСП}} + \theta = 117 + 10 = 127^{\circ} \text{C};$$

$$P_{s \text{ ВСП}} = f(t_{s \text{ ВСП}}) = 0,25 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{отб ВСП}} = P_6 = 0,284 \text{ МПа}$$

Определяем давление в отборе на ПБ

$$t_{s \text{ ВСП}} = t_{\text{ВСП}} + \theta = 150 + 10 = 160^{\circ} \text{C};$$

$$P_{s \text{ ВСП}} = f(t_{s \text{ ВСП}}) = 0,6181 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{отб ВСП}} = P_4 = 1,08 \text{ МПа}$$

Для ПБ:

$$D_{\text{ПБ}} \cdot (h_4 - h'_{\text{ПБ}}) \cdot \eta = G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{ПС}} - t_{\text{ВСП}}) \cdot c_p \quad (10)$$

Для ВСП:

$$\left[ D_{\text{ВСП}} \cdot (h_6 - h'_{\text{ВСП}}) + D_{\text{ПБ}} \cdot (h'_{\text{ПБ}} - h'_{\text{ВСП}}) \right] \cdot \eta = G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{ВСП}} - t_{\text{ос}}) \cdot c_p \quad (11)$$

Для НСП:

$$\left[ D_{\text{НСП}} \cdot (h_7 - h'_{\text{НСП}}) + (D_{\text{ПБ}} + D_{\text{ВСП}}) \cdot (h'_{\text{ВСП}} - h'_{\text{НСП}}) \right] \cdot \eta = G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{НСП}} - t_{\text{ос}}) \cdot c_p. \quad (12)$$

Энтальпии пара в отборе определяются из построения h,s-диаграммы (таблицы параметров) и составляют  $h_4=3231$  кДж/кг  $h_5=2929,9$  кДж/кг и  $h_6=2769,6$  кДж/кг.

Энтальпии дренажа греющего пара подогревателей определяются

$$h'_{пб} = f(p_{пб}) = 675,6 \text{ кДж/кг} \quad \text{и} \quad h'_{всп} = f(p_{всп}) = 535,3 \text{ кДж/кг}$$

$$h'_{нсп} = f(p_{нсп}) = 419 \text{ кДж/кг}$$

Расход пара на ПБ составляет

$$D_{пб} = \frac{315,4 \cdot (150 - 117) \cdot 4,2}{(3231 - 675,6) \cdot 0,98} = 18 \text{ кг/с.}$$

Расход пара на ВСП составляет

$$D_{всп} = \frac{\frac{315,4 \cdot (117 - 90) \cdot 4,2}{0,98} - 18 \cdot (675,6 - 535,3)}{(2929,9 - 535,3)} = 15 \text{ кг/с.}$$

Расход пара на НСП составляет

$$D_{нсп} = \frac{\frac{315,4 \cdot (90 - 70) \cdot 4,2}{0,98} - (18 + 15) \cdot (535,3 - 419,08)}{(2769,6 - 419,08)} = 10,3 \text{ кг/с.}$$

$$Q_6 = Q \cdot (h_{п} - h_{к}) + Q \cdot (h_{п} - h_{к}) + Q \cdot (h_{п} - h_{к}), \quad (13)$$

$$Q_6 = 18 \cdot (3232 - 675) + 15 \cdot (2930 - 536) + 10,3 \cdot (2770 - 420) = 106 \text{ МВт.}$$

## 5.1 Поверочный расчет сетевого бойлера

Поверочный расчет подогревателя делаем для пикового бойлера, мощностью 29,35 МВт [ см. пункт 3.2.3].

### 5.1.1 Характеристика прототипа ПСВ-500

Подогреватель ПСВ-500-14-23 состоит из цилиндрического корпуса с большим патрубком для ввода греющего пара и расположенной над корпусом верхней водяной камеры со сдвоенным патрубком для подвода и отвода сетевой воды. Внутри корпуса размещается поверхность нагрева в виде пучка прямых труб диаметром 19 X 1 мм. Трубы верхними концами развальцованы в

трубной доске, прижатой шпильками к фланцу корпуса. К трубной доске на шпильках крепится фланец верхней водяной камеры [12]. Нижние концы труб развальцованы в другой трубной доске, к которой на фланце присоединяется крышка нижней водяной камеры. Таким образом, нижняя камера подвешена на трубах поверхности нагрева и может перемещаться вверх или вниз при их температурном удлинении или укорочении. Трубы изготавливаются из стали, имеющей более высокий коэффициент температурного удлинения, чем такой же коэффициент стали корпуса. Длина труб составляет 4—4,5 м. Температура сетевой воды на входе в подогреватель и ее подогрев изменяются в зависимости от температурного режима теплосети и режима работы теплофикационной установки. Максимально подогрев сетевой воды в подогревателе составляет 20—40 °С. Соответственно в процессе эксплуатации изменяется и температура труб поверхности нагрева подогревателя. Корпус подогревателя при работе приобретает температуру, близкую к температуре насыщения греющего пара отбора, которая всегда выше температуры сетевой воды. В результате возникает переменная разность температур между корпусом и трубами подогревателя, которая максимально может достигать 20—30 °С [12]. Подвешенную на трубах нижнюю водяную камеру принято называть плавающей камерой, ее вертикальные перемещения компенсируют разность температурных удлинений труб и корпуса подогревателя и тем самым исключают появление в трубах компенсационных усилий и напряжений. Для разгрузки трубных досок от нагрузки, вызванной разностью давлений сетевой воды и греющего пара, используются анкерные связи (их обычно шесть), соединяющие трубные доски с крышками водяных камер. Корпус подогревателя в месте приварки парового патрубка усиливается накладкой. К нему привариваются также лапы для крепления подогревателя на металлоконструкциях. Общий вид подогревателя ПСВ-500-14-23 изображен на рисунке 2. Заглушки необходимы для проведения гидравлической опрессовки трубной системы аппарата и при его монтаже срезаются. В самом низу корпуса подогревателя имеется фланец для присоединения трубопровода отвода

дренажа (конденсата греющего пара). Выше него на корпусе подогревателя на уровне плавающей водяной камеры имеется другой патрубок, служащий для подвода конденсата греющего пара от верхнего (пикового) сетевого подогревателя при каскадном сливе. В нижней части плавающей камеры имеется штуцер для опорожнения трубной системы от сетевой воды перед ремонтом. На корпусе подогревателя выше плавающей водяной камеры расположен штуцер для отсоса воздуха из подогревателя [12]. Для предохранения труб греющей секции от эрозии каплями воды, поступающими с влажным паром из отбора, служит отбойный щиток, устанавливаемый в месте ввода греющего пара.

На патрубках подвода греющего пара, подвода и отвода сетевой воды устанавливаются гильзы для термометров, а у парового патрубка имеется штуцер для присоединения манометра. В нижней части корпуса подогревателя устанавливается водоуказательное стекло для измерения уровня дренажа. Рядом с ним имеется" штуцер для присоединения импульсного устройства для автоматического регулирования уровня дренажа в подогревателе. Поперечное обтекание паром трубного пучка обеспечивается установкой горизонтальных направляющих перегородок, каждая из которых перекрывает немного более

половины площади горизонтального сечения корпуса подогревателя.

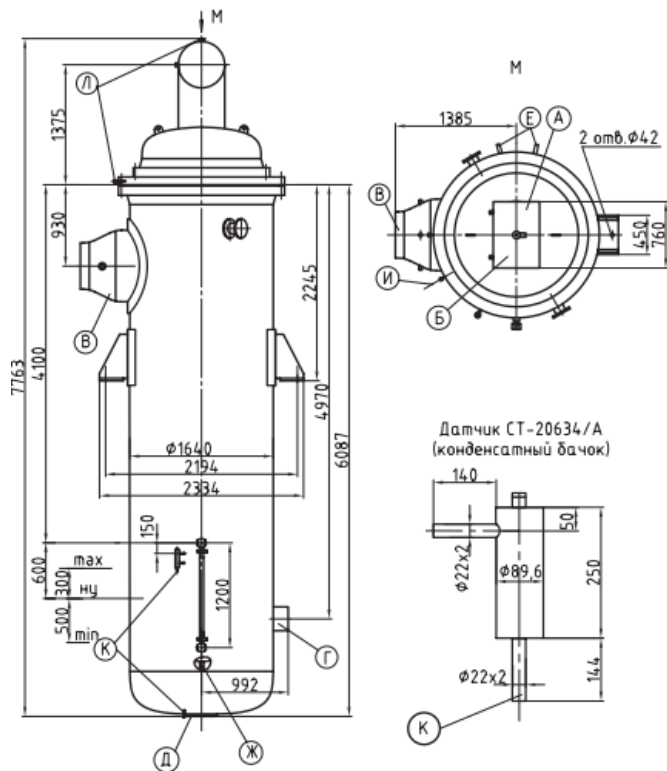


Рисунок 9- Общий вид подогревателя ПСВ-500-14-23 [12]

Исходные данные для расчета представлены в таблице 7

Таблица 7- Исходные данные для расчета

Расход сетевой воды, кг/с	315,4
Недогрев подогревателя, °С	10
Давление воды, МПа	1,2
Давление греющего пара, МПа	1,08
Температура пара, °С	385
Температура воды на выходе, °С	150

Целью поверочного теплового расчета сетевого подогревателя является определение величины теплопроизводительности аппарата и недогрева сетевой воды до температуры насыщения греющего пара при давлении пара на входе в аппарат, а также величины коэффициентов теплоотдачи и теплопередачи в аппарате.

Расчет ведем в соответствии с методикой [12, стр 67-69].

5.1.2 Температура насыщения в подогревателе:

$$t_s = f(P_{II}) = f(0,6181 \text{ МПа}) = 160^\circ \text{C}$$

5.1.3 Температура воды на выходе из подогревателя:

$$t_{B.ВЫХ} = t_s - \theta = 160 - 10 = 150^\circ \text{C}. \quad (13)$$

Где,

$\theta = 10^\circ \text{C}$  - недогрев [таблица 2]

5.1.4 Температура воды на входе в подогреватель:

$$t_{B.ВХ} = 117,4^\circ \text{C}$$

5.1.5 Средняя температура воды в трубках:

$$t_{B.СР} = \frac{(t_{B.ВХ} + t_{B.ВЫХ})}{2} = \frac{(150 + 117,4)}{2} = 133,7^\circ \text{C}. \quad (14)$$

5.1.6 Параметры нагреваемой воды определяются как:

$$f(P_B = 1,2 \text{ МПа}, t_{B.СР} = 133,7^\circ \text{C}):$$

$\rho_B = 0,001073 \text{ м}^3 / \text{кг}$  – удельный объем; [13]

$\mu_B, \text{ Па} \cdot \text{с}$  – коэффициент динамической вязкости;

$\mu_B = 20,68 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ; [13]

$\lambda_B, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$  – коэффициент теплопроводности;

$\lambda_B = 0,6837 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$ ; [13]

$\text{Pr}_B$  – критерий Прандтля;

$\text{Pr}_B = 1,475$ ; [23]

- Коэффициент кинематической вязкости  $\nu_B = \mu_B \cdot \rho_B, \text{ м}^2 / \text{с}$ :

$\nu_B = 2,218 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2 / \text{с}$  [13]

5.1.7 Средний температурный напор:

$$\Delta t_{CP} = \frac{\Delta t_B - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_B}{\Delta t_M}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (15)$$

где  $\Delta t_B = t_S - t_{B.BX}$ ,  $^\circ\text{C}$  – большой температурный напор:

$$\Delta t_B = 160 - 117,4 = 42,6^\circ\text{C};$$

$\Delta t_M = t_S - t_{B.ВЫХ}$ ,  $^\circ\text{C}$  – меньший температурный напор:

$$\Delta t_M = 160 - 150 = 10^\circ\text{C},$$

отсюда следует, что:

$$\Delta t_{CP} = \frac{42,6 - 10}{\ln \frac{42,6}{10}} = 22,5^\circ\text{C}$$

5.1.8 Энтальпии пара и воды в кДж/кг:

пара на входе в подогреватель  $h_{II} = f(P_{II}, t_{II})$ :

$$h_{II} = f(P_{II} = 1,08 \text{ МПа}, t_{II} = 385^\circ\text{C}) = 3231 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; [13]$$

конденсата пара на выходе из подогревателя:

$$h' = f(P_{II} = 0,6181 \text{ МПа}) = 675,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; [13]$$

воды на выходе из подогревателя:

$$h_{B.ВЫХ} = f(P_B = 1,2 \text{ МПа}, t_{B.ВЫХ} = 150^\circ\text{C}) = 632,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; [13]$$

воды на входе в подогреватель:

$$h_{B.BX} = f(P_B = 1,2 \text{ МПа}, t_{B.BX} = 117,4^\circ\text{C}) = 493,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

5.1.9 Внутренний диаметр труб:

$$d_{BH} = d_H - 2 \cdot S;$$

$$d_{BH} = 0,019 - 2 \cdot 0,001 = 0,017 \text{ м}.$$

Принимаем скорость воды в трубах  $\omega_B = (1,6 \div 1,9)$ , м/с (принимаю:  
 $\omega_B = 1,7 \text{ м/с}$ ) [2, стр 64]

5.1.10 Расчетное число труб в одном ходе воды:



$$N = \frac{4 \cdot G_B \cdot g_B}{\pi \cdot d_{BH}^2 \cdot \omega_B} \quad (16);$$

$$N = \frac{4 \cdot 327,3 \cdot 0,00105}{3,14 \cdot 0,017^2 \cdot 1,7} \approx 891$$

#### 5.1.11 Критерий Рейнольдса для воды

$$Re_B = \frac{d_{BH} \cdot \omega_B}{\nu_B} = \frac{0,017 \cdot 1,7}{2,218 \cdot 10^{-7}} = 131000$$

#### 5.1.12 Критерий Нуссельта при $Re_B > 10^4$ , то:

$$Nu = 0,023 \cdot Re_B^{0,8} \cdot Pr^{0,4} = 0,023 \cdot 131000^{0,8} \cdot 1,475^{0,4} = 333.$$

#### 5.1.13 Коэффициент теплоотдачи от трубок к воде

$$\alpha_2 = \frac{Nu \cdot \lambda_B}{d_{BH}}, \frac{Вт}{м^2 \cdot К} \quad (17),$$

$$\alpha_2 = \frac{333 \cdot 0,6837}{0,017} = 13411 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

5.1.14 По температуре насыщения  $f(t_s = 160^\circ C)$  определяем для конденсата:

Удельный объем конденсата

$$\nu_k = f(t_s) 0,0011 м^3 / кг; [13]$$

$\mu_K$  – коэффициент динамической вязкости в  $Па \cdot с$

$$\mu_K = 17,02 \cdot 10^{-4} Па \cdot с$$

$\lambda_K$  – коэффициент теплопроводности,  $\frac{Вт}{м \cdot К}$ ,

$$\lambda_K = 0,6818 Вт / (м \cdot К)$$

$Pr_K$  – критерий Прандтля,

$$Pr_K = 1,083; [3]$$

$r_K$  – удельная теплота парообразования в  $кДж/кг$ ,

$$r_K = 2082 \frac{кДж}{кг};$$

коэффициент кинематической вязкости,  $м^2/с$

$$\nu_K = \mu_K \cdot \nu_k = 1,876 \cdot 10^{-7} м^2 / с.$$

5.1.15 Принимаем коэффициент теплопередачи  $K' = 2,5 \div 4,5 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ ,

Принимаем коэффициент теплопередачи  $K' = 2,5 \div 4,5 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ ,

принимаю

$$K' = 4,5 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

Удельный тепловой поток

$$q = K' \cdot \Delta t_{CP} = 4,5 \cdot 22,5 = 101 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

5.1.16 Число Рейнольдса для пленки конденсата на вертикальных трубах

$$\text{Re}_K = \frac{q \cdot H_A}{\mu_K \cdot r_K} = \frac{101 \cdot 0,4}{1,702 \cdot 10^{-4} \cdot 2082} = 114 \quad (18),$$

где  $H_A$  – активная высота труб, выбирается из диапазона 0,4-1,2 м [12, стр 64]

5.1.17 Коэффициент теплоотдачи при конденсации пара на вертикальных трубах

для  $\text{Re} > 100$  [12, стр 64]:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 1,13 \cdot \left(0,185 + \frac{5,8}{\text{Re}_K}\right) \cdot \left(\frac{g}{(v_K)^2}\right)^{\frac{1}{3}} \cdot \lambda_K = \\ &= 1,13 \cdot \left(0,185 + \frac{5,8}{114}\right) \cdot \left(\frac{9,81}{(1,876 \cdot 10^{-7})^2}\right)^{\frac{1}{3}} \cdot 0,6818 = 12107 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (19) \end{aligned}$$

Где,

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$  – ускорение свободного падения тела

5.1.18 Коэффициент теплопередачи

$$K = \frac{1}{d_{CP} \cdot \left( \frac{1}{\alpha_1 \cdot d_H} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{TP}} \cdot \ln \left( \frac{d_H}{d_{BH}} \right) + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_{BH}} \right) + R_{загр}},$$

где  $d_{CP} = \frac{d_H + d_{BH}}{2} = \frac{0,019 + 0,017}{2} = 0,018 \text{ м}$  – средний диаметр трубки;

$\lambda_{TP} = 25 \frac{Вт}{м \cdot К}$  – коэффициент теплопроводности материала трубок из стали 12Х18Н10Т; [4]

$$K = \frac{1}{0,018 \cdot \left( \frac{1}{12107 \cdot 0,019} + \frac{1}{2 \cdot 25} \cdot \ln \left( \frac{0,019}{0,017} \right) + \frac{1}{13411 \cdot 0,017} \right)} = 4,5 \frac{кВт}{м^2 \cdot К}. \quad (21)$$

Относительная погрешность нахождения коэффициента теплопередачи

$$\delta K = \frac{K - K'}{K} \cdot 100\% = \frac{4,5 - 4,5}{4,5} \cdot 100\% = 0\% , \text{ что не превышает } 2\%.$$

Площадь поверхности теплообмена

$$F = \frac{G_{CB} \cdot C_P (t_{B.ВЫХ} - t_{B.ВХ})}{K \cdot \Delta t_{CP}} = \frac{315,4 \cdot 4,2(150 - 117,4)}{4,5 \cdot 22,5} = 426 \text{ м}^2 \quad (22)$$

Расчет других подогревателей сведем в таблицу 8 задавшись коэффициентом теплопередачи  $K = 4,5 \frac{кВт}{м^2 \cdot К}$

Температура насыщения пара в подогревателе

$$t_s = t_{BX} + \frac{(t_{ВЫХ} - t_{BX})}{1 - \exp\left(-\frac{K \cdot F}{G_B \cdot C_P}\right)} = 117,4 + \frac{(150 - 117,4)}{1 - \exp\left(-\frac{4500 \cdot 500}{327,3 \cdot 4190}\right)} = 159,7^\circ \text{С}. \quad (23)$$

Так как вода на выходе из ПСВ должна быть на выходе  $150^\circ\text{С}$  и с учетом недогрева  $10^\circ\text{С}$ . Расчет можно считать закончен. Так как существующий подогреватель нагреет воду до  $150^\circ\text{С}$ .

Таблица 9 – Определение поверхности, тепловой мощности и температурного напора сетевых подогревателей

Элемент	Расход сетевой воды, кг/с	Те-тура воды на входе, С	Те-тура насыщения, С	Те-тура воды на выходе, С	К-нт теплопередачи, кВт/Вт*м2	Тепловой напор, С	Тепловая мощность подогревателя, МВт	Площадь поверхности, м2
ПБ	327,3	117,4	160	150	4,5	22,5	45,7	442,12
ВСП	327,3	90	127,4	117,4	4,5	20,8	38,4	411,1778
НСП	327,3	70	100	90	4,5	18,2	28,1	342,4531

Для реконструкции бойлерной установкой проверяем хватает ли у нас поверхности существующих бойлеров, расхода воды сетевых насосов, конденсатных насосов.

Для ПБ и ВСП оставляем прежнее оборудование,

Для НСП устанавливаем:

Расход сетевой воды: 315,4 кг/с.

Температура воды на входе: 70<sup>0</sup>С.

Температура воды на выходе: 90<sup>0</sup>С.

Температура отборного пара: 147<sup>0</sup>С.

Требуемая площадь теплообмена: 342м<sup>2</sup>.

Требуемая теплопроизводительность: 28,1МВт

Таким образом основные бойлера подключаем 6 и 7 отбору и тепловая мощность бойлерной составляет 106 МВт итого при работе трех энергоблоков составит 318 МВт это обеспечит нагрузку на г. Шарыпово и собственных нужд станции. Для этого требуется реконструкция бойлерной установки и выбираем подогреватель ПСВ-500-3-23. Заменены сетевые насосы с уменьшением расхода сетевой воды и конденсатные насосы подогревателей.

Расчетная подача сетевых насосов

$$V = G_{св} \cdot v \cdot 3500 = 3 \cdot 315,4 \cdot 0,0010 \cdot 3500 = 3312 \text{ м}^3/\text{ч},$$

Для бойлерной устанавливаем два насоса СЭ-1250-70

Количество конденсата на одну линию

$$D_{\text{КОН}}=(D_{\text{ПБ}}+D_{\text{ВСП}}+D_{\text{НСП}})/2=(18+15+10,3)/2=21,6\text{кг/с.}$$

Расчетная подача конденсатных насосов

$$V = D_{\text{КОН}} \cdot \nu \cdot 3500 = 3 \cdot 21,6 \cdot 0,0010 \cdot 3500 = 227 \text{ м}^3/\text{ч},$$

Устанавливаем два насоса КсВ 120-85 в замен так как КсВ 320-70. У таких насосов большая производительность, в то время как расход конденсата бойлеров будет изменяться от 134 м<sup>3</sup>/час до 152 м<sup>3</sup>/час.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5Б2А1	Ворончихин Сергей Александрович

<b>Институт</b>	<b>ИнЭО</b>	<b>Кафедра</b>	<b>АТЭС</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

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

:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Должностной оклад инженера 17000 р Должностной оклад старшего преподавателя 19500 р
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации основных фондов: 20%
3. Социальные отчисления	Социальные отчисления-30% от заработной платы

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Планирование НИР
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Смета затрат на проект
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Исследование бойлерной установки на теплофикационную нагрузку 800 МВт.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

--

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

--	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст. преподаватель	Кузьмина Наталия Геннадьевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-5Б2А1	Ворончихин Сергей Александрович		10.03.2017

## 6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе рассчитывается себестоимость исследования «Максимального отпуска тепла на потребителя от нерегулируемых отборов турбины К-800-240» на Березовской ГРЭС. Как показали технические расчеты, отпуск тепла от турбины К-800-240 может составлять не более 110 МВт без потери номинальной мощности.

### 6.1 Планирование НИР

Для выполнения работы, составляется план, в нем подсчитывается по пунктам трудоемкость работ, количество исполнителей участвующих в проекте, расходы и текущие затраты: заработная плата, социальные отчисления.

Поэтапный список работ, работающие исполнители, оценка объема трудоемкости отдельных видов работ сведена в таблице 10.

Таблица 10 - Перечень работ и оценка времени их выполнения

	Наименование работ	Время для выполнения задания в днях	
		Инженер	Руководитель
1	Составление задания	1	1
2	Краткая характеристика Березовской ГРЭС	18	
3	Анализ работы энергоблока	25	
4	Расчет энергоблока с максимальным отпуском тепла	33	3
5	Утверждение ВКР руководителем	3	3
6	Итого	80	7

## 6.2 Смета затрат на разработку проекта

Капитальные вложения в проект включают следующие элементы расходов с последующим суммированием:

$$K_{np} = K_{mat} + K_{am} + K_{з/пл} + K_{со} + K_{np} + K_{np} \quad (24)$$

Где,

$K_{mat}$  – материальные затраты;

$K_{am}$  – затраты на амортизацию;

$K_{з/пл}$  – затраты на заработанную плату;

$K_{со}$  – затраты на социальные отчисления;

$K_{np}$  – прочие затраты;

$K_{np}$  – накладные расходы.

### 6.2.1. Материальные затраты при проведении работы



В данной работе были использованы материальные затраты, принимаем в размере 1000 рублей на канцелярские товары.

### 6.2.2. Амортизация компьютерной техники.

К основным фондам при выполнении проекта относятся электронная вычислительная техника (компьютер, ноутбук) и печатающее устройство (принтер), данные приведены в таблице 11.

Таблица 11- Амортизация компьютерной техники

Вид техники	Количество	Стоимость техники, Цк.т.	Норма амортизации, Там.	Иам.
Компьютер	1	25000руб.	20%	1095руб.
Принтер	1	8000руб.	20%	31 руб.

Затраты на амортизацию основных фондов рассчитываются по следующей формуле:

$$K_{ам} = \frac{T_{исп.к.т.}}{T_{кал.дней}} \cdot Ц_{к.т.} \cdot \frac{1}{T_{ам.}} \quad (25)$$

Где,

$T_{исп.к.т.}$  - время использования компьютера (дней);

$T_{кал.дней}$  - количество календарных дней;

$Ц_{к.т.}$  - стоимость компьютерной техники;

$T_{сл} = 5$  лет - срок службы компьютерной техники.

$$K_{ам. Комп} = \frac{80}{365} \cdot 25000 \cdot \frac{1}{5} = 1095 \text{ руб.}$$

$$K_{ам. Прин.} = \frac{7}{365} \cdot 8000 \cdot \frac{1}{5} = 31 \text{ руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$$K_{ам.осн}^{\Sigma} = K_{ам.комп} + K_{ам.прин.} = 1095 + 31 = 1126 \text{ руб.}$$

### 6.2.3 Затраты на заработную плату

В состав затрат на оплату труда включаются:

- выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, исходя из должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии нормами и системами оплаты труда;
- выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда (выплаты по районным коэффициентам);
- оплата в соответствии с действующим законодательством очередных ежегодных и дополнительных отпусков (компенсация за неиспользованный отпуск);

Фактическая заработная плата рассчитывается по формуле

$$K_{факт.зп} = \frac{ЗП_{мес.пл}}{21} \cdot n \quad (26)$$

Где:

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

n – количество фактически затраченных дней,

Для инженера n = 80 дней, а для руководителя n = 7 дней. Данные берем согласно таблицы № 5

Зарплата рассчитывается по следующей формуле:

$$ЗП_{мес} = ЗПо \cdot K1 \cdot K2 \quad (27)$$

Где,

ЗПо = 17000 - оклад инженера;

ЗПо = 19500 руб – оклад старшего преподавателя;

K1 = 1,1 (10%) – коэффициент, учитывающий отпуск;

K2 = 1,3 (30%) – районный коэффициент.

Зарплата инженера

$$ЗП_{мес.з.п.ин} = 17000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 24310 \text{ руб.}$$

Зарплата руководителя

$$ЗП_{мес.зн.рук} = 19500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 27885 \text{ руб.}$$

Расчет фактической заработной платы:

$$K_{факт.зн.ин} = \frac{24310}{21} \cdot 80 = 92609 \text{ руб.}$$

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

Затраты на заработную плату составят:

$$K_{з/пл} = K_{факт.зн.ин} + K_{факт.зн.рук}$$

$$K_{з/пл} = 92609 + 9295 = 101904 \text{ руб.}$$

#### 6.2.4 Социальные отчисления

Отчисления на социальные нужды» отражаются обязательные отчисления по установленным законодательным нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования от элемента «затраты на оплату труда» (30% с 2012 г)

$$K_{соц.} = 30\% \cdot K_{з/пл} \quad (28)$$

$$K_{соц.} = 0,3 \cdot 101904 = 30571 \text{ руб.}$$

#### 6.2.5 Прочие затраты

К элементу «Прочие затраты» себестоимости продукции (работы, услуг) относятся налоги, сборы, отчисления в специальные внебюджетные фонды, платежи по обязательному страхованию имущества, платежи за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ; вознаграждения за изобретения и

рационализаторские предложения; затраты на командировки; плата сторонним организациям за пожарную и сторожевую охрану; за подготовку кадров; оплата услуг связи, вычислительных центров, банков; плата за аренду; представительские расходы; затраты на ремонт.

Прочие затраты это  $10\% \cdot \sum$  всех предыдущих затрат.

$$K_{np} = 10\% \cdot (K_{mat} + K_{ам} + K_{з/нл} + K_{соц})(29)$$

$$K_{np} = 0,1 \cdot (1000 + 1126 + 101904 + 30571) = 13460,1 \text{ руб.}$$

### 6.2.6 Накладные расходы

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

$$K_{НР} = 2 \cdot K_{з / нл} \quad (30)$$

$$K_{НР} = 2 \cdot 101904 = 203808 \text{ руб}$$

Таким образом общие капитальные вложения в проект составляют:

$$K_{np} = 1000 + 1126 + 30571 + 101904 + 13460,1 + 203808 = 351869 \text{ руб.}$$

Таблица 12- Затраты на разработку проекта

Затраты	Сумма, руб
Накладные расходы	203808
Прочие затраты	13460,1
Социальные отчисления:	30571
Фактическая заработная плата	101904

Продолжение таблицы 12

Амортизационные отчисления по основным фондам	1126
Материальные затраты	1000
Итого	351869

6.3 Исследование бойлерной установки на теплофикационную нагрузку 800 МВт.

Расчет мощности на номинальном режиме представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет мощности на номинальном режиме

№ Отс	Расход пара в отсеке, кг/с	Расход пара в отбор, кг/с	Теплоперепад отсека, кДж /кг	Мощность отсека, кВт
1	736		301,7035	222053,79
2	687,39	48,61	92,71811	63733,505
3	628,78	58,61	198,6042	124878,32
4	563,78	65	112,5716	63465,593
5	562,39	1,39	147,6016	83009,69
6	537,11	25,28	155,3115	83419,36
7	512,78	24,33	160,3398	82219,044
8	479,92	32,86	158,7713	76197,542
9	455,58	24,33	112,8	51389,424
$N_{\Sigma} = \sum (G_{отс} \cdot H_j) \eta_M \cdot \eta_{Г}$				849515,9

Методом итерационных вычислений определим максимальную теплофикационную нагрузку, так чтобы мощность на клеммах генератора составляла 800 МВт

- тепловая нагрузка сетевой установки  $Q_{ст} = 106 \text{ МВт}$ .

Нагрузку берем максимально возможную на теплофикацию с турбины К -800-240.

Расчет мощности в теплофикационном режиме представлен в таблице 14.

Таблица 14- Расчет мощности турбины К-800-240 при теплофикационном режиме.

№ Отс	Расход пара в отсеке, кг/с	Расход пара в отбор, кг/с	Температурный перепад отсека, кДж /кг	Мощность отсека, кВт
1	736		301,7035	222053,8
2	687,39	0	92,71811	63733,5
3	628,78	0	198,6042	124878,3
4	563,78	0	112,5716	63465,59
5	524,16	0	147,6016	77366,88
6	498,88	0	155,159	77405,71
7	439,65	0	160,1885	70426,87
8	385,04	0	159,0752	61250,3
9	360,71	0	112,8	40688,09
$N_{\text{э}} = \sum (G_{\text{отс}} \cdot H_j) \eta_M \cdot \eta_T$				800467,8

Расчет мощности при разных теплофикационных нагрузках представлен в таблице 15.

Таблица 15- Расчет мощности при разной тепловой нагрузке

Q, МВт	N, кВт
0	824800
50	811689,2
100	802666,5
120	799093,5
150	793255,8
200	784657
250	775698

В результате проведенных расчетов, можно сделать вывод, что в случае электрической мощности и без ухудшения ее экономичности дополнительной потребности г. Шарыпово в тепле, у турбины К-800-240 есть очень большой резерв, так как на данный момент два энергоблока отдают тепла 118 МВт, а один энергоблок может отдавать около 318 МВт. Поэтому тепловой резерв города достаточно большой и нет надобности ввода котельных.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 3-5Б2А1	<b>ФИО</b> Ворончихину Сергею Александровичу
--------------------------	---

<b>Институт</b>	<b>ИнЭО</b>	<b>Кафедра</b>	<b>АТЭС</b>
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Исследование максимального отпуска тепла от турбины К-800-240-5
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	- шум; - защита от вибрации; - электробезопасность;
<b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Охрана окружающей среды</li> <li>- Очистка и удаление дымовых газов в атмосферу</li> <li>- Основные принципы золоулавливания</li> <li>- Снижение выбросов оксидов серы и азота</li> <li>- Удаление дымовых газов в атмосферу</li> </ul>	Вредные выбросы
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Василевский М.В	К.Т.Н.		

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2А1	Ворончихин Сергей Александрович		10.03.17

## 7 Социальная ответственность

Тема корпоративной социальной ответственности (КСО) приобретает особую актуальность не только в мире, но и России, поскольку она представляет собой принципиально новую модель ведения бизнеса при взаимодействии с обществом. В настоящее время успех ведения бизнеса во многом связан с его оценкой со стороны общества, которая может быть как позитивной, так и негативной. Повышение роли бизнеса в общественном развитии требует его открытости и прозрачности.

Социальную роль бизнеса, с одной стороны, можно рассматривать по отношению его субъектов к качеству предоставляемых обществу товаров, работ или услуг, к способам их предоставления, для оказания благоприятного воздействия на потребителя, когда потребление не приносит вреда их жизни и здоровью. С другой стороны, социальную ответственность бизнеса можно оценить по масштабам участия в общественной деятельности и объемам реализации различных благотворительных программ.

Как особый, комплексный вид деятельности, КСО включает в себя ряд направлений :

1) принципы корпоративного управления, предполагающие подотчетность корпорации за финансово-хозяйственные результаты своей деятельности перед множеством акционеров;

2) политика в отношении персонала, направленная на заботу об экономическом и социальном благополучии сотрудников корпорации;

3) ответственность перед потребителем путем предоставления ему качественной продукции и достаточной информации о ней;

4) ответственные отношения с партнерами за счет добросовестного исполнения обязательств, построения долгосрочных, взаимовыгодных отношений;



5) социальная политика, включающая в себя реализацию социальных программ, благотворительность, участие в решении социальных проблем и другие добровольные действия, направленные на улучшение жизни общества;

б) охрана окружающей среды путем снижения на нее негативного воздействия, как побочного результата ведения бизнеса.

Соблюдение правил и норм по безопасности жизнедеятельности позволяет улучшить и облегчить условия труда, обеспечить широкие возможности для высокопроизводительной работы.

Деятельность российских предприятий по реализации в своей деятельности принципов КСО оказывает благоприятное влияние на процессы социального развития в стране. Результатами социальной ответственности российского бизнеса для общества можно считать: получение корпоративной пенсии в дополнении к государственной; развитие добровольного медицинского страхования, со стороны российских компаний, осуществляющих около 85% взносов в фонды ДМС; содействие образованию и повышению квалификации сотрудников компании; реализация мероприятий по поддержанию здоровья на рабочем месте; организация досуга и отдыха; решение жилищных вопросов [1]. В настоящее время около 75% поступлений в благотворительные фонды осуществляют крупные компании.

Березовская ГРЭС, как одна из крупнейших станций страны уверенными темпами внедряет принципы корпоративной и социальной ответственности. К примеру в моей работе подразумевается расчет максимального отпуска тепла от турбины К-800-240. Что это может дать городу при росте потребности в тепле?

Не нужно строить котельные- при этом сохранится и улучшится экологическая ситуация в городе Шарыпово. А если смотреть на экологическую ситуацию в городе, то отпуск тепла от станции без увеличения нагрузки котла, уменьшит выбросы в окружающую среду. Мое исследование подразумевает, сколько максимум тепла для потребителей можно получить от нерегулируемых отборов пара. В качестве еще одного примера для ведения концепций социальной ответственности, можно привести техническое решение по возврату на дожигание шлака в топку котла. Это на 90% уменьшит вредное влияние на литосферу и не произойдет пререполнения золоотвала Березовской ГРЭС.

## 7.1 Производственная безопасность

### 7.1.1 Промышленная санитария

Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96

"Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"  
(утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21)

Показатели микроклимата производственных помещений, рабочих мест санитарным правилам.

Показатели характеристик микроклимата производственных помещений:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Допустимые параметры микроклимата приведены в таблице 16

Таблица 16-Допустимые параметры микроклимата

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт.	Температура воздуха, °С.		Температура поверхностей, °С.
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин	
Холод	Ia (до 139)	20,0-	24,1-25,0	19,0-26,0
	Iб (140-174)	21,9; 19,0-20,9	23,1-24,0 21,1-23,0	18,0-25,0; 16,0-24,0
	IIa (175-232)	17,0-18,9	19,1-22,0	14,0-23,0
	IIб (233-290)	15,0-	18,1-21,0	12,0-22,0
Тепль	III (более 290)	16,9 13,0-15,9		
	Ia (до 139)	21,0-	25,1-28,0	20,0-29,0
	Iб (140-174)	22,9; 20,0-21,9	24,1-28,0 22,1-27,0	19,0-29,0; 17,0-28,0
	IIa (175-232)	18,0-19,9	21,1-27,0	15,0-28,0
	IIб (233-290)	16,0-	20,1-26,0	14,0-27,0
III (более 290)	18,9 15,0-17,9			

Продолжение таблицы 16

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт.	<b>Ошибка</b> влажность воздуха, %.	Скорость движения воздуха, м/с.	
			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до 139)	15-75	0,1	0,1
	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,2
	IIa (175-232)	15-75	0,1	0,3
	IIб (233-290)	15-75	0,2	0,4
	III (более 290)	15-75	0,2	0,4
Теплый	Ia (до 139)	15-75	0,1	0,2
	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,3
	IIa (175-232)	15-75	0,1	0,4
	IIб (233-290)	15-75	0,2	0,5
	III (более 290)	15-75	0,2	0,5

Допустимые микроклиматические условия не оказывают нарушений или повреждений состояния здоровья в течении 8 - часовой рабочей смены, но могут привести к ухудшению самочувствия и снижению работоспособности.

При невозможности устранить неблагоприятное воздействие микроклимата из-за технологических требований к производственному процессу или экономической нецелесообразности считаются вредными или опасными. Для снижения неблагоприятного воздействия микроклимата используются: системы местного кондиционирования, воздушного душирования, перерывы в работе, спецодежда, средства индивидуальной защиты, помещения отдыха, дополнительный отпуск, сокращение рабочего времени.

### 7.1.2 Освещенность производственных помещений

По нормам СанПиН освещенность производственных помещений должна соответствовать нормам т.к. она один из важных факторов приводящий к снижению профессиональных заболеваний и травм. При соответствующей освещённости снижается утомляемость зрения, которая напрямую связана с качеством выполняемых работ и снижает риск травматизма.

Степень освещенности помещения рассчитывают специалисты исходя из установленных норм освещенности.

### 7.1.3. Системы вентиляции производственных помещений

Система состоит из технических средств которые создают правильный воздухообмен и удаляют избыточную влагу, вредные газы, излишнее тепло.

Создавая при этом благоприятный микроклимат в рабочих помещениях. Для создания в производственных помещениях продуктивной вентиляции учитывающей особенность помещения и производственных факторов (загазованность, температура) специалисты рассчитывают и подбирают необходимый вид вентиляции.

Виды вентиляций:

- Аспирация. Удаление газов и пыли что образуются во время работы оборудования.
- Дымоудаление. Во время пожара уберезёт от удушья угарным газом.
- Приточная - вытяжная вентиляция. Удаляет, очищает, а также насыщает очищенным воздухом производственные помещения.

7.1.4. Защита персонала от вредных воздействий производственной вибрации, шума

Шум и вибрация ещё один из вредных факторов, воздействующих на персонал, работников ПСХ.

Часть рабочего времени рабочие находятся в отдельных помещениях за закрытыми дверьми. При обходе и подготовке к сдачи смены оборудования распределяется по очередности и по времени, а также используются средства индивидуальной защиты (беруши, наушники) для сокращения воздействия на работника вредных условий.

Результатом неблагоприятного действия шума и вибрации на рабочий персонал: снижается устойчивость ясного видения и острота зрения, нарушения вестибулярного аппарата и функций желудочно-кишечного тракта, повышается внутри черепное давление. В следствии нарушается восприятие информации, правильность работ и в результате качество работ падает и увеличивается риск травматизма на рабочем месте.

Устранение вредного воздействия шума на человека в производственных условиях достигается рядом мер, в соответствии с ГОСТ 12.1.003ССБТ:

- рациональное размещение оборудования;
- строительно-акустические мероприятия;
- экранирование площадок обслуживания оборудования;
- дистанционное управление шумным оборудованием;
- звукоизоляция рабочего места и оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты;

## 7.2 Опасные факторы

### 7.2.1 Пожарная безопасность

Оборудование в котельной представляет пожарную опасность. В связи с этим разработаны организационные мероприятия, которые включают в себя:

- выбор ответственных, за пожарную безопасность в организации
- противопожарный режим в организации

- организацию хранения взрывчатых и горючих веществ в соответствии с требованиями безопасности
- обучение работников правилам пожарной безопасности
- разработка инструкций о мерах противопожарной безопасности для каждого взрывопожарного и пожарного участка
- недопущение посторонних лиц на объекты, где хранятся, используются, транспортируются взрывчатые вещества
- организацию пожарной охраны
- наличие первичных средств пожаротушения

Котельная имеет противопожарный трубопровод с установленными гидрантами на лестничных пролетах по 2 шт. и на каждом этаже здания по 3шт., а также огнетушители пенные и углекислотные на лестничных пролетах по 2шт. и каждом этаже здания по 2шт., в электрощитовой дополнительные. В наличии ящики с песком и противопожарный щит с инвентарем (ведра, багор, лопата).

### 7.2.2 Электробезопасность

Требования электробезопасности направлены на охрану жизни и здоровья персонала от воздействия на них электрического тока, повышения надежности работы оборудования, исключает инциденты и аварии с электроустановками.

Опасные и вредные факторы воздействия электрического тока на человека:

- воздействие электрической дуги;
- поражение электрическим током;
- воздействие электромагнитного излучения;
- воздействие электростатического поля;

Средства индивидуальной электробезопасности персонала, обслуживающего электроустановки:

- изолирующие штанги
- изолирующие и электроизмерительные клещи
- указатели напряжения всех видов и классов
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения
- изолированный инструмент
- Диэлектрические перчатки, боты, галоши, ковры, изолирующие костюмы, изолирующие подставки.

В наличии таблички предупреждающие

- указательные - под каким напряжением электроприборы, заземлено
- запрещающие - (не включать работают люди)
- предупреждающие – (не влезай убьет, стой - напряжение)
- разрешающие - (работать здесь)

Электротравмы по степени воздействия на человека

- 1- слабые, судорожные сокращения мышц;
- 2- судорожные сокращения мышц, потеря сознания;
- 3- потеря сознания, нарушение сердечной и дыхательной деятельности;
- 4- клиническая смерть, т.е. отсутствие дыхания и кровообращения.

### 7.2.3.Механизмы рабочего оборудования

Движущиеся части машин и механизмов - электроприводы, части работающих механизмов, вращающиеся валы, рабочие колеса дымососов и вентиляторов.

Для исключения травматизма используются ограждения, ограждающие поверхности, сигнальные стопы, концевые, средства контроля и защиты, предупреждающие знаки, проводятся инструктажи, наличие средств защиты

работников от воздействия движущихся частей производственного оборудования, устройство ограждений трубопроводов, предохранительных клапанов, электросиловых кабелей и других элементов, повреждение которых может вызвать опасность, наличие устройств (ручек) для перемещения частей производственного оборудования, приспособлений и инструментов вручную при ремонтных и монтажных работах; исключение опасности, вызванной разрушением конструкций, элементов зданий.

#### 7.2.4 Тепловые излучения и опасность термического ожога

В режиме работы котлов в котельном зале имеет место тепловое (инфракрасное ) излучение. Источником теплового излучения являются котлы и трубопроводы.

Для снижения интенсивности теплового выделения и снижения вероятности термических ожогов по ГОСТ 12.4.123-83«Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты от инфракрасных лучей. Общие технические средства» устанавливаются следующие меры безопасности:

- тепловая изоляция на трубопроводах и котлов, там где температура поверхностей более 45 °С.;
- ограждение мест, в районе которых сильное выделение тепла;
- вентиляция рабочих мест;
- применение спецодежды в соответствии нормам

В таблице 5.2 приведены допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела рабочих от производственных источников, в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96.



Таблица 17-Допустимые величины интенсивности теплового облучения

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт. /м., не более
50 и более	35
25-50	70
Не более 25	100

### 7.3 Экологическая безопасность

#### 7.3.1 Вредные выбросы

Концентрация золы в приземном слое меньше ПДК при сжигании обоих топлив, концентрация золы в дымовых газах меньше массовой концентрации по нормативным удельным выбросам. Но второе топливо более экологично из-за меньших выбросов золы и меньшей концентрации.

### 7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под оперативной ликвидацией аварий следует понимать отделение поврежденного оборудования (участка сети) от энергосистемы, а также действия, имеющие целью:

- предотвращение развития аварии;
- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, незатронутого аварией;
- восстановление в кратчайший срок, в первую очередь в зоне поражения, питания наиболее ответственных потребителей;
- создание надежной послеаварийной схемы;
- выяснение состояния отключившегося во время аварии оборудования и возможности его включения в работу.

Что касается социальной и экологической роли котельной у которой износ оборудования составляет более 80 %. То замена топлива никак не окажет большую роль на экологичность котельной. Нужно комплексно менять все оборудование и устанавливать, высокоэффективные золоуловители. А золошлаковым отходам искать применение или делать строительные блоки из них, может быть удобрения или задействовать теплоту от химического недожога. Это все конечно очень трудозатратно, но менее затратно чем рекультивировать земли на золоотвалах. А нам с такой окружающей средой еще жить.

## 8 Охрана окружающей среды

### 8.1 Золовое хозяйство пылеугольной ТЭС

Сжигание на электростанциях наименее качественного твердого топлива (с высокой теплотой сгорания, многозольного) приводит к большому выходу золошлаковых материалов.

Для сбора золы и шлака котельных установок, отпуска их потребителям, транспорта золошлаковых материалов внутри главного корпуса, на площадке ТЭС и за ее пределами, для складирования их в золоотвалах и предотвращения вредного воздействия последних на окружающую среду создаются системы золошлакоудаления, образующие золовое хозяйство тепловой электростанции. Системы золошлакоудаления должны быть допустимыми в экологическом и эффективными в технико-экономическом отношении.

В настоящее время на большинстве действующих электростанций зола и шлак удаляются гидравлическим способом и складировются на поверхности земли в золоотвалах. Наряду с определенными достоинствами – полная механизация процесса золошлакоудаления и возможность транспортировки на большие расстояния – этому способу присущ целый ряд недостатков. К основным из них относятся большой расход воды на транспортировку золы и шлака, изъятие больших площадей земли под золоотвалы, попадание загрязненных сточных вод системы ГЗУ в водоемы.

Для осветления сточной воды золоотвалов до состояния, позволяющего использовать ее в оборотном водоснабжении системы ГЗУ ТЭС, на золоотвалах устраивают отстойные пруды, в которых должен быть объем воды, необходимый и достаточный для восполнения возможных потерь из системы ГЗУ.

## 8.2 Очистка и удаление дымовых газов в атмосферу

Современный этап научно-технической революции характеризуется широким вовлечением в сферу человеческой деятельности всех основных ресурсов оболочки Земли. В таблице 6.1 приведены данные о загрязняющих выбросах веществ в мировом масштабе в атмосферу в целом и в том числе в результате человеческой деятельности (антропогенных).

Как видно из таблицы 6.1, по большинству веществ (твердые частицы, оксиды серы и углерода) антропогенные выбросы оказываются соизмеримыми с естественными выбросами соответствующих веществ, а в некоторых случаях превосходят их. Из последней графы следует, что из общих антропогенных выбросов на долю энергетики приходится около 20-30 %.

Таблица 18- Ежегодное количество примесей, поступающие в атмосферу Земли

Вещество	Загрязняющие выбросы			
	суммарные, Гт/год	в том числе антропогенные		
		всего	В том числе от энергетики	
		%	Гт/год	Гт/год
Твердые частицы	3 - 5,5	15 – 50	1 – 2,6	0,1 – 0,5
Оксиды серы	0,25 – 0,35	25 – 55	0,1 – 0,15	0,01 – 0,1
Оксиды азота	1, 2 – 1,5	3 – 6	0,04 – 0,08	0,015 – 0,025
Оксид углерода	0,3 – 0,38	60 – 90	0,2 – 0,35	0,02 – 0,04
Диоксид углерода	70 – 150	15 – 30	15 – 25	1 – 5

На рисунке 10 показаны основные источники выбросов вредных веществ ТЭС, оказывающих влияние на состояние атмосферы в районе ее расположения. Потребляя огромное количество топлива и воздуха, котельная установка ПК выбрасывает в атмосферу через дымовую трубу ДТ продукты сгорания, содержащие оксиды углерода  $CO_x$ , сернистый ангидрид  $SO_2$ , оксиды азота  $NO_x$ .

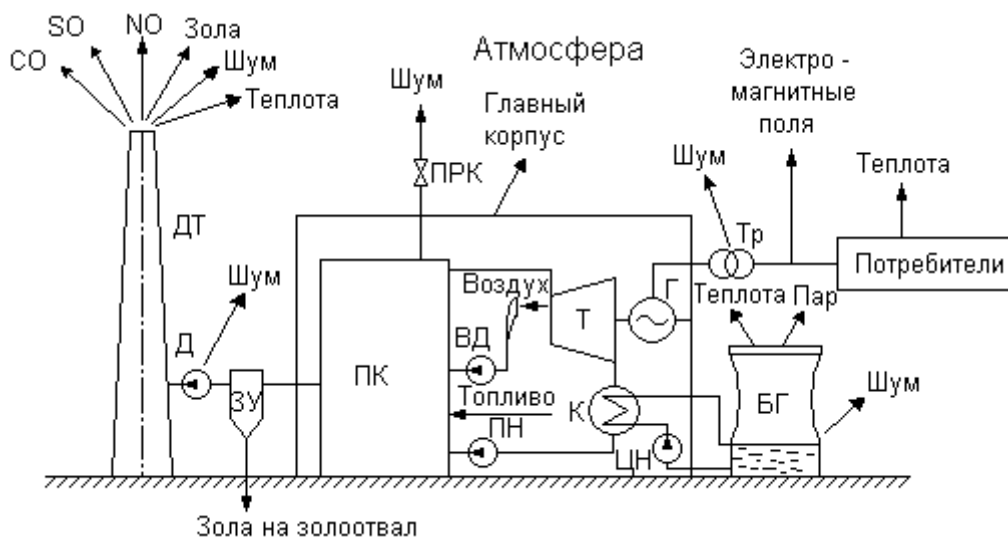


Рисунок 10- Схема взаимодействия ТЭС с атмосферой

Основное количество углерода выбрасывается в форме  $CO_2$  и не относится к числу токсичных компонентов, но в глобальном масштабе может оказывать некоторое влияние на состояние атмосферы и даже климат планеты. Оксид углерода  $CO$  является токсичным компонентом, однако при рационально построенном процессе горения в топке парового котла он содержится в незначительном количестве.

Главными компонентами, определяющими загрязнение атмосферы в районе расположения ТЭС, является сернистый ангидрид  $SO_2$  и оксиды азота  $NO$  и  $NO_2$ . В топочной камере образуется в основном монооксид азота. Однако при движении в атмосфере происходит частичное доокисление, вследствие чего расчет обычно ведут на более токсичный диоксид азота.

Следующим важным компонентом, загрязняющим атмосферу в районе расположения ТЭС, работающих на твердых топливах, является летучая зола,

не уловленная в золоуловителе ЗУ. Уловленная зола направляется на золоотвал, на сооружение которого отводится значительная часть полезной территории, причем в процессе хранения золы некоторая ее часть уносится в атмосферу (пыление золоотвалов). Поступление пыли в атмосферу может наблюдаться также со складов твердого топлива.

В атмосферу поступает вся теплота, внесенная топливом либо на самой ТЭС, либо у потребителей энергии. Главная часть (около 50%) теплоты топлива удаляется через охлаждающие устройства циркуляционной воды (БГ – башенная градирня). В случае прямоточного водоснабжения теплота с циркуляционной водой сбрасывается в гидросферу (реки, озера); 5 – 7 % теплоты удаляется с дымовыми газами из дымовой трубы. Остальное количество теплоты выделяется у потребителей электроэнергии и теплоты.

В районе расположения крупной ТЭС в воздушный бассейн попадают шумы в основном от источников, расположенных на открытом воздухе. Сюда относятся периодические сбросы пара через предохранительные клапаны ПРК, постоянный шум от повышающих трансформаторов Тр, градирен. Особенно вреден шум от осевых дымососов Д, который может распространяться на большой район из устья дымовой трубы ДТ.

На окружающую среду могут оказывать некоторое влияние электромагнитные поля высоковольтных линий электропередачи между ТЭС и потребителями электроэнергии.

Минздравом установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе, которые являются практически безвредными для людей, животных, растительности (таблица № 6.2).

Таблица 19 -Предельно допустимые концентрации некоторых (мг/м<sup>3</sup>) вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест (извлечения из ГН 2.1.6695-98)

Вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	
	Максимальная разовая	Среднесуточная
Пыль нетоксичная	0,50	0,15
Сернистый ангидрид	0,50	0,05
Диоксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,0
Ванадия пентаоксид	–	2*10 <sup>-3</sup>
Бенз(а)пирен	–	1*10 <sup>-5</sup>

### 8.3 Основные принципы золоулавливания

Вследствие того, что частицы золы уноса являются твердыми (в отличие от прочих газообразных продуктов сгорания), их выделение из потока может быть осуществлено физическими методами. Наибольшее распространение в энергетике получили методы инерциального отделения и отделения заряженных частиц в электростатическом поле.

Циклонные золоуловители. В циклонных (инерционных) золоуловителях отделение твердых частиц осуществляется вследствие возникновения центробежных сил при движении пылегазового потока по кольцевому каналу.

Для достижения степени улавливания на уровне 0,88 – 0,90 диаметр циклона принимается возможно меньшим ( $D=0,25 - 0,5$  м). Поэтому для пропуска больших объемов газов после паровых котлов устанавливают батарейные циклоны, состоящие из сотен циклонов, в каждый из которых попадает соответствующая часть общего пылегазового потока.

Мокрые золоуловители. Недостатком работы сухих циклонов является возможность вторичного захвата осевшей на их стенках золы, что снижает

эффективность работы аппарата. Простейшим методом предотвращения вторичного уноса со стенок является смачивание их стекающей пленкой воды. В этом случае практически все золовые частицы, достигшие стенок, удаляются вместе с водой в золовой бункер.

Электрофильтры. Степень улавливания золы в электрофильтре возрастает с ростом эффективной напряженности электрического поля и падает с увеличением скорости дымовых газов. Эффективная напряженность электрического поля определяется свойствами пылегазового потока.

Эффективная напряженность электрического поля, а следовательно, скорость дрейфа и кинематический параметр связаны с удельным электрическим сопротивлением.

На степень улавливания большое влияние оказывает скорость газов, причем в отличие от циклонных золоуловителей степень улавливания золы в электрофильтрах растет с уменьшением скорости. Поэтому для углей с высоким УЭС золы приходится принимать малые скорости газового потока ( $u=1-1,2$  м/с), а для прочих топлив  $u=1,6-1,8$  м/с. Низкие скорости газов требуют установки электрофильтров очень большого поперечного сечения, что ведет к большим расходам металла и высоким капитальным затратам. Электрофильтры, как и механические золоуловители, лучше улавливают крупные частицы золы, однако зависимость их работы от диаметра частицы меньше, чем у циклонных золоуловителей.

Тканевые фильтры. В настоящее время в энергетике получают применение тканевые фильтры, применявшиеся ранее в других отраслях промышленности для улавливания пыли. Фильтрация осуществляется через гибкую ткань, выполняемую из тонких нитей (диаметр нитей около 100 – 300 мкм). Ткань имеет цилиндрическую форму, поэтому фильтры получили название рукавных. С помощью тканевых фильтров можно получить очень высокую степень улавливания – более 99%. Длительность работы ткани составляет 1 – 3 года.



## 8.4 Снижение выбросов оксидов серы и азота

Очистка от соединений серы. Для снижения выбросов серы существуют два подхода: очистка от соединений серы продуктов сгорания топлива или удаление серы из топлива до его сжигания.

Подавление образования оксидов азота. Оксиды азота могут образовываться в процессе горения в топках мощных паровых котлов при высоких температурах в ядре факела.

Большинство мероприятий по подавлению образования оксидов азота связано со снижением температуры в ядре зоны горения. К числу таких мероприятий относятся следующие:

1) рециркуляция дымовых газов с помощью специального дымососа, забирающего дымовые газы после экономайзера и подающего их в топку. Подмешивая приблизительно 20% дымовых газов, удается снизить концентрацию NO на 40%;

2) двухстадийное сжигание топлива, когда в нижний пояс горелочных устройств подается все топливо и часть воздуха, необходимого для сжигания (0,8 – 0,9 теоретически необходимого количества). При этом происходит частичная газификация топлива при пониженной температуре в ядре факела по сравнению с полным сжиганием. Далее в верхний пояс подается остальное количество воздуха для дожигания продуктов неполного горения, однако температура при этом возрастает не сильно;

3) ввод воды вместо пара в мазутные форсунки в количестве 8 – 10 % массы топлива позволяет уменьшить концентрацию оксидов азота на 20 – 30 %;

4) существенно снижается образование оксидов азота при низких избытках воздуха.

## 8.5 Шум от энергоустановок и мероприятия по его снижению

Поскольку звук распространяется прямолинейно, то исключительное значение имеет высота расположения источника над уровнем земной поверхности. Чем выше расположен источник звука, тем на больший район вокруг ТЭЦ он может оказывать воздействие. Охлаждаемая поверхность градирни, трансформаторы, газораспределительные устройства располагаются сравнительно низко; их влияние ограничивается зданиями, расположенными в непосредственной близости от них. Для снижения вредного воздействия от шума этих устройств бывает достаточно установить экранирующую звуковую стенку вблизи источника. Сложнее обстоит дело с борьбой против шума из высотных источников.

Высокое значение звуковой мощности имеют место у газотурбинных установок, получающих все большее распространение в качестве агрегатов, снимающих суточные пики электрической нагрузки. Наибольшие звуковые давления порядка 140 дБ возникают на входе в ГТУ со стороны установки воздушных компрессоров. Поэтому в месте забора воздуха устанавливаются шумоглушители.

## 8.6 Удаление дымовых газов в атмосферу

Определение размеров труб. Весьма ответственным устройством в системе охраны биосферы от вредных выбросов ТЭС являются газоотводящие устройства – дымовые трубы. Для того, чтобы не были превышены концентрации вредных веществ на уровне дыхания, соответствующие значениям, приведенным в табл.17, требуется уменьшение концентраций вредных веществ в дымовых газах на четыре порядка (примерно в 10 тыс. раз). Такую степень очистки дымовых газов по оксидам серы, в частности, нельзя обеспечить ни

одним известным способом: лучшие сероулавливающие установки могут обеспечивать снижение концентрации лишь в 10 – 20 раз.

Таблица 19-Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005-88(извлечение).

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства	Класс опасности
Азота диоксид	2	П	3
Ангидрид сернистый (диоксид серы)	1	А	2
Водород пористый (в пересчете на фтор)	0,5/0,1	П	1
Медь	1/0,5	П	2
Оксид углерода	20	П	4

Условные обозначения: П-пары, А-аэрозоль.

Поэтому природоохранные мероприятия в отношении уменьшения концентраций токсичных веществ, включают две обязательные стадии – очистка в возможных пределах дымовых газов в газоочистных устройствах ТЭС и последующее рассеивание остаточных вредностей за счет турбулентной диффузии в больших объемах атмосферного воздуха.

Вывод:

исследование на тему « максимального отпуска тепла от турбины К-800-240» позволит городу в случае потребности в тепле очень легко это удовлетворить. А так как не нужно увеличивать нагрузку котла это еще будет и экологически благоприятно для окружающей среды нашего города. Предприятие должно стремиться, на мой взгляд не только к защите окружающей среды, но и

развитию персонала. Ведь у нас в г.Шарыпово растут наши дети, а сотрудника, которого мотивируют и о котором заботятся, будет всегда относиться к своей работе с «особой эффективностью», а это скажется на эффективности станции. Это на мой взгляд социальная значимость реконструкции бойлерной.

## Заключение

По результатам данной работы можно сказать, что исследовав систему отпуска тепла Березовской ГРЭС, можно отметить, что вполне возможно более загрузить турбину и отдать больше тепла и при этом не потерять в номинальной электрической мощности. Для реконструкции схемы отпуска тепла нам потребуется подогреватель ПСВ-500-14-23, так как согласно поверочному расчету подогревателей других подогревателей по расходам, по поверхности нам хватит.

## Список использованных источников

1. “ Электрические станции” , НТФ “Энергопрогресс”., 2003г.- Москва.,84 с
2. Документы станции
3. Подогреватели сетевой воды в схемах теплоснабжения ТЭС и АЭС-Ю.М.Бродов, В.И.Великович, М.А.НиренштейнК.Э.Аронсон, А.Ю.Рябчиков., УрГТУ., Екатеринбург, 1999.,-132с
4. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины / Под ред. Д.П. Бузина. М.: Энергоатомиздат, 1986. 264 с.
5. Бродов Ю.М., Савельев Р.З. Конденсационные установки паровых турбин.М.: Энергоатомиздат, 1994. 288 с
6. Теплоснабжение района города. А.К. Тихомиров, 2006.,Хабаровск -132 с
7. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов. - М.: Энергия, 1976; М.: Энергоатомиздат, 1987.
8. Расчет показателей работы электростанций. Методические указания для студентов направления 550900 "Теплоэнергетика", специальностей 100500 «Тепловые электрические станции» и 101000 «Атомные электрические станции и установки». - Томск: Изд. ТПУ, 2001.- 44 с.
9. Рубинштейн Я.М., Щепетильников М.И. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС.–М.:Энергоиздат, 1982.–272 с.
10. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Тепловые электрические станции. Учебник для учащихся техникумов. – М.: Энергия, 1973. -240 с.
11. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник/Под общ.ред. В.А.Григорьева, В.М. Зорина.–М.:Энергоатомиздат, 1989.–608с.
12. Галашов Н.Н. Тепломеханическое и вспомогательное оборудование электростанции: учебное пособие. НИ ТПУ. – Томск: ИздательствоТомскогополитехническогоуниверситета, 2010. – 244 с.