

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

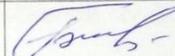
Тема работы
АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАСШИРЕНИЯ КУЗНЕЦКОЙ ТЭЦ НОВЫМ ГЛАВНЫМ КОРПУСОМ

УДК 621.311.22-048.53(571.17)

Студент

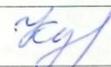
Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б11	ВЛАСОВ Игорь Сергеевич		16.05.16

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	В. И. Беспалов	к.т.н., доцент		20.05.16

КОНСУЛЬТАНТЫ:

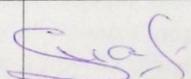
По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры менеджмента	Н.Г. Кузмина	-		17.05.16

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	М.Э. Гусельников	к.т.н., доцент		16.05.16

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций	В.Н. Мартышев	-		18.05.16

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016 г.

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

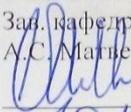
Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
P3	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.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	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>	
P7	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.
P8	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.
P9	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.
P10	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.
P11	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 Энергетический  
 Направление подготовки 140100 Теплоэнергетика и теплотехника  
 Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой АТЭС ЭНИИ  
 А.С. Матвеев  
  
10.12.15.  
 (Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
 на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

ВКР бакалавра	
---------------	--

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б11	ВЛАСОВУ И.С.

Тема работы:

Анализ вариантов расширения Кузнецкой ТЭЦ новым главным корпусом	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	10.03.2016 №1815/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10 июня 2016 года
--	-------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p>	<p>Исходные данные:                  - технологическое оборудование Кузнецкой ТЭЦ;                  - данные научно-технической и учебной литературы, периодических изданий.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение.</li> <li>2. Кузнецкая ТЭЦ и ее роль в энергосистеме региона.</li> <li>3. Характеристика существующего оборудования основных цехов Кузнецкой ТЭЦ.</li> <li>4. Технический анализ состояния оборудования Кузнецкой ТЭЦ и принятие основных решений.</li> <li>5. Нереализованный проект по расширению Кузнецкой ТЭЦ.</li> <li>6. Анализ и корректировка проекта расширения Кузнецкой ТЭЦ.</li> <li>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> </ol>

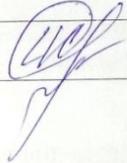
	9. Социальная ответственность 8. Заключение.
<b>Перечень графического материала</b>	Принципиальная схема, презентация.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	Старший преподаватель, кафедры Менеджмента. Кузьмина Н.Г
<b>Социальная ответственность</b>	Доцент кафедры Экологии и безопасности жизнедеятельности, к.т.н Гусельников М.Э

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18 декабря 2015 года
---	----------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Беспалов В.И.	к.т.н.		10.12.2015

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б11	Власов И.С.		10.12.2015

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 84с., 8рис., 17табл., 11 источников, 3 прил.

Ключевые слова: Кузнецкая ТЭЦ, анализ, паротурбинная установка, расширение.

Объектом исследования является Кузнецкая ТЭЦ.

Цель работы: анализ расширения Кузнецкой ТЭЦ.

В процессе исследования проводились – анализ существующего оборудования, анализ по расширению.

В результате исследования – необходимо расширение Кузнецкой ТЭЦ.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: КПД станции по отпуску тепла 88,4%, по электрической энергии 40%.

Степень внедрения: максимальная.

Область применения: топливно-энергетический комплекс г. Новокузнецка.

Экономическая эффективность/значимость работы: чистый доход 33,3 млрд рублей.

В будущем планируется: рекомендовать к применению его на практике.

## Обозначения и сокращения

БРОУ – Быстродействующая редукционно-охладительная установка;  
ВПУ – Водопитательная установка;  
ГВС – Горячее водоснабжение;  
ГЗУ – Гидрозолошлакоудаление;  
Гц – Герц;  
дБ – Децибел;  
КПД – Коэффициент полезного действия;  
КТЦ – Котлотурбинный цех;  
МВт – Мегаватт;  
ОАО – Открытое акционерное общество;  
ОВК – Общестанционный водоподготовительный корпус;  
ПДК – Предельно допустимая концентрация;  
ПВД – Подогреватель высокого давления;  
ПВК – Пиковый водогрейный котел;  
ПНД – Подогреватель низкого давления;  
ПТЭ – Правила технической эксплуатации;  
ПС – Подогреватель сальниковый;  
ПСГ – Подогреватель сетевой горизонтальный;  
ПУ – Подогревательная установка;  
ПЭ – Подогреватель эжекторов;  
ПЭН – Питательный электронасос;  
РОУ – Редукционно-охладительная установка;  
СН – Санитарные нормы;  
ТЭЦ – Теплоэлектроцентраль;  
ХВО – Химводоочистка;  
ХЦ – Химический цех;  
ЦВД – Цилиндр высокого давления;  
ЦНД – Цилиндр низкого давления;

ЦСД – Цилиндр среднего давления;

ЦТАИ – Цех тепловой автоматики и измерений;

ЦТП – Цех топливоподачи;

ЧС – Чрезвычайная ситуация;

ЭЦ – Электрический цех.

## Оглавление

Введение.....	10
1. Кузнецкая ТЭЦ и ее роль в энергосистеме региона.....	12
1.1 Тип электростанции, ее роль в энергосистеме, виды продукции.....	12
1.2 Основные и вспомогательные цеха и их назначение.....	12
2. Характеристика существующего оборудования основных цехов Кузнецкой ТЭЦ.....	14
3. Технический анализ состояния оборудования Кузнецкой ТЭЦ и принятие основных решений.....	16
4. Расширение и реконструкция Кузнецкой ТЭЦ предусмотренный ОАО “Укрэнергопром”.....	25
4.1 Общие данные проекта.....	27
4.2 Основные предложения проекта.....	27
4.3 Основные рабочие процессы проекта.....	28
4.4 Охрана окружающей среды, предусмотренная проектом.....	30
4.5 Основные выводы по не реализации данного проекта.....	30
5. Анализ и корректировка проекта расширения Кузнецкой ТЭЦ.....	32
5.1 Определение показателей энергетической эффективности при максимально зимних нагрузках.....	35
5.2 Определение показателей энергетической эффективности при средних зимних нагрузках.....	39
5.3 Система технического водоснабжения.....	46
5.4 Топливное хозяйство.....	47
5.5 Водоподготовка.....	48
5.6 Электрическое хозяйство.....	48
5.7 Принятие основных решений реконструкций.....	49
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	52
6.1 Расчет затрат и договорной цены на проектирование и проведение ВКР.....	52
6.2 Техничко –экономический расчет вариантов расширения ТЭЦ.....	55
7. Социальная ответственность проекта.....	60
7.1 Производственная безопасность на Кузнецкой ТЭЦ.....	60
7.2 Экологическая безопасность проекта.....	66
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях на Кузнецкой ТЭЦ.....	69
7.4 Требования по учету и расследованию несчастных случаев на производстве.....	71
Заключение.....	73
Список используемых источников.....	75
Приложение А принципиальная схема старого корпуса.....	77
Приложение Б показатели Кузнецкой ТЭЦ за 2015 год.....	78
Приложение В принципиальная схема паротурбинной установки Т – 110/120–13,0 .....	84
Фюра311000 Принципиальная схема нового главного корпуса	

## **Введение.**

Одной из главных задач энергетики является улучшение качества на базе модернизации фактического энергетического оборудования, режимов его работы, образования современных мощных технологических установок и способов их эксплуатации. Нынешние энергосистемы квалифицируются большим использованием крупных блоков генерирующих агрегатов. Энергетический комплекс - один из основных элементов экономики области, обеспечивающий устойчивое социально-экономическое развитие Кемеровской области. Существующий технический уровень действующих мощностей становятся критическими.

На нынешней фазе, при ограниченном инвестировании развития электроэнергетики, вынуждена использовать один из самых дешёвых способов реконструкции тепловых электростанций и отопительных котельных – увеличение срока их эксплуатации посредством замены некоторых узлов, деталей и компонентов увеличивающий срок службы металла и т.п. С точки зрения экономики оправданной является не замена некоторых узлов и элементов, а полная замена основного оборудования связанного со вспомогательным оборудованием усовершенствованными прототипами с улучшенными технико–экономическими показателями.

В связи с большими запасами угля в Кемеровской области, где доля использования и добычи угля постоянно растёт и не планируется снижать рост добычи, не смотря на различные предложения, по сокращению выбросов оксидов серы и оксида азота путем перехода на газ и ввода налога на использования угля, все-таки приоритетным направлением является развитие угольной генерации.

Чтобы добиться более качественного топливо использования, не обходимо использовать на практике комбинированное производство электрической и тепловой энергии.

Возможности использования возобновляемых и нетрадиционных источников энергии в Кемеровской области практически невозможно в виду своего географического положения.

Дальнейшая тарифная и ценовая политика топливно-энергетического комплекса Кемеровской области направлена на принятие цен, на топливо и энергию, которые могут показывать в полной мере расходы на производство и использование топливно-энергетических ресурсов.

## 1 Кузнецкая ТЭЦ и ее роль в энергосистеме региона

### 1.1 Тип электростанции, ее роль в энергосистеме, виды продукции

Кузнецкая ТЭЦ размещена в промышленном узле юго–восточной части города Новокузнецка и в настоящее время является самым крупным источником теплоснабжения города, а так же обеспечивает пароснабжение группы предприятий расположенных непосредственно вблизи ТЭЦ. Основной функцией Кузнецкой ТЭЦ является выработка электроэнергии и отпуск тепла с паром и горячей водой. Максимальная установленная электрическая мощность станции составляет 108 МВт. Максимальная установленная тепловая мощность 976 Гкал/ч.

### 1.2 Основные и вспомогательные цеха и их назначение

Станция состоит из пяти основных цехов:

- 1) Цех топливоподачи (ЦТП)
- 2) Котлотурбинный цех (КТЦ)
- 3) Цех тепловой автоматики и измерений (ТАИ)
- 4) Электрический цех (ЭЦ)
- 5) Химический цех (ХЦ)

В цехе топливоподачи осуществляется приемка, разгрузка, хранение, переработка и подача угля в котельный цех.

На данный момент на шести очередях Кузнецкой ТЭЦ установлено восемь котлоагрегатов трех типов с различным способом сжигания топлива, суммарной паропроизводительностью 1200 т/ч и семь турбоагрегатов среднего и высокого давления мощностью 108 МВт. В турбинах потенциальная энергия пара преобразуется в кинетическую энергию вращения ротора, а в электрическом генераторе кинетическая энергия преобразуется в электрическую. Принципиальная схема Кузнецкой ТЭЦ показана в приложении А.

Для теплоснабжения города в 1989 – 2004 годах пущены в работу два водогрейных котла КВТК–100–150, теплопроизводительностью по 100Гкал/ч и два паровых котла Е–160–1,4–250КБТ, теплопроизводительностью по 95Гкал/ч. Водогрейные котлы работают в основном режиме, топливом для них служит природный газ, для паровых котлов – уголь.

Электрический цех покрывает потребности станции в электроэнергии, а так же осуществляет отпуск электрической энергии потребителям.

В химическом цехе подготавливается вода для подпитки теплосети и добавочная вода котлов.

Цех тепловой автоматики и измерений обеспечивает автоматизацию технологических процессов, защиту оборудования от возникновения нештатных ситуаций, точность измерения параметров работы оборудования, расходов жидких и газообразных сред.

## **2 Характеристика существующего оборудования основных цехов Кузнецкой ТЭЦ**

Как отмечалось выше, станция состоит из четырех основных цехов: ЦТП, КТЦ, ЭЦ, ХЦ. Рассмотрим оборудование каждого цеха в отдельности.

ЦТП оснащен двумя кранами–перегрузчиками на открытом угольном складе емкостью 160000 тонн, конвейерами для транспортировки угля в две нитки, двумя дробилками, разгруз–сараем с щелевыми бункерами и лопастными питателями, бульдозерами для формирования штабеля угля.

В КТЦ находится 8 котлоагрегатов трех типов имеющих П-образную компоновку, с разными параметрами пара на котлах № 5–8 давление пара 5МПа, подключены к паровому коллектору 6 МПа через две нитки РОУ 60/30 пар подается в турбинное отделение на РОУ и на три турбогенератора, на котлах № 15–18 давление пара 10 МПа, данные котлы подключены к общему коллектору 10 МПа, из данного коллектора пар поступает в турбинное отделение

Пар на производство отпускается от противодавленческой турбины №9 типа Р–12–90/18 через РУ 15/7 и резервные РОУ 30/15. Тепло с горячей водой отпускается от бойлерных установок №1,2,3, двух водогрейных котлов КВТК–100 и бойлерных «А» и «Б» на водогрейной котельной. Бойлерные объединены по пару и воде. Горячее водоснабжение осуществляется по открытой схеме с водоразбором из обратного коллектора и подпиткой теплосети от пяти подпиточных установок ТЭЦ.

Подогрев циркуляционной воды для ХВО станции производится в конденсаторе списанного турбоагрегата ст № 1 (ПУ–4) и подогревательной установки №1.

Пар на подогрев сетевой воды в основных бойлерах поступает от отборов турбин № 6,4,11 и от РОУ 30/1,2. Сетевая вода греется также в конденсаторе турбины № 11, работающей в режиме ухудшенного вакуума или в конденсационном режиме. Турбины №12,13 работают как предвключенные для

турбин среднего давления 4, 6. Недостающий пар для турбин среднего давления поступает от котлов II очереди или от котлов III-IV очереди через РОУ 60/30.

В здании водогрейной котельной располагаются водогрейные котлы марки КВТК–100–150, теплопроизводительностью по 100Гкал/ч предназначены для нагрева сетевой воды в максимальные зимние нагрузки, так же в водогрейной котельной располагаются два паровых котла марки Е–160–1,4–250КБТ которые работают для обеспечения паром сетевых подогревателей основным топливом для котлов является уголь.

Летом на ТЭЦ остается только производственная паровая нагрузка и горячее водоснабжение города. Это определяет выработку электроэнергии.

Характеристики турбогенераторов и котлоагрегатов приведены в приложении Б, таблицы Б1–Б3.

### **3 Технический анализ состояния оборудования Кузнецкой ТЭЦ и принятие основных решений**

Как говорилось ранее на Кузнецкой ТЭЦ установлено семь турбин общей мощностью 108 МВт, а так же восемь котлов общей паропроизводительностью 1052 т/ч, два водогрейных котла и два паровых котла водогрейной котельной.

Ранее были приведены таблицы характеристик котлоагрегатов и турбогенераторов с марками и годом ввода. На основе этих таблиц можно сделать вывод, что оборудование работает достаточно продолжительное время и имеет высокую степень износа оборудования. На данный момент времени проведен анализ износа основного, оборудования который, отражен в Приложении Б, таблицы Б4–Б8 .

По данным таблицам делаем вывод, что степень износа основного оборудования достаточна, высока это примерно 75% износа. Высокий износ оборудования приводит к значительным проблемам к таким как надежность оборудования, от которой зависит бесперебойное отпуск тепловой и электрической энергии к ответственным потребителям, что приносит значительный материальный ущерб. Важнейшей характеристикой теплоэлектроцентрали является коэффициент эффективности использования установленной мощности. Данный коэффициент равен отношению средней мощности к установленной за определенный интервал времени. Важность коэффициента эффективности использования установленной мощности заключается в том, что он характеризует эффективность оборудования станции. Тем самым при высоком износе основного оборудования для повышения данного коэффициента необходимо во время производить ремонт и снижать время его проведения, а так же необходимо снижать аварийные ситуации на станции. Коэффициент эффективности использования установленной мощности по Кузнецкой ТЭЦ за 2014–2015 год приведен в приложении Б, таблица Б9.

Коэффициент эффективности использования установленной мощности увеличился на 1,5 % против прошлого года, за счет снижения продолжительности фактических и аварийных ремонтов генерирующего оборудования, а также за счет снижения аварийных отключений оборудования.

Загрузка Кузнецкой ТЭЦ осуществляется согласно выполнению диспетчерского графика. Выполнение годового задания по производству электроэнергии и отпуска тепла показано в приложении Б, таблицы Б10–Б11.

План по выработке электроэнергии как видно из приложения был увеличен на 6,82%. Увеличение выработки против плана объясняется увеличением загрузки ТГ-11 в конденсационном режиме.

План по отпуску тепловой энергии выполнен на 99,92 %, за счет того что снизился отпуск пара промышленным потребителям на 4 %.

Выработка электроэнергии по сравнению с прошлым годом увеличилась на 0,3 %, в связи с увеличением выработки электроэнергии от турбоагрегата ст.№11 при работе в конденсационном режиме.

Снижение отпуска тепла на 4 % относительно прошлого года произошло за счет повышения среднемесячной температуры наружного воздуха на 2–7<sup>0</sup>С в зимние месяцы.

Так же важной характеристикой является отклонения удельного расхода электроэнергии на собственные нужды от норматива. Основной расход электроэнергии на собственные нужды осуществляется на привод вращающихся механизмов. Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии и тепла приведен в приложении Б, таблицы Б12–Б13.

Фактический удельный расход электроэнергии в 2015 г. ниже норматива на 0,02 %, что позволило сэкономить электрическую энергию. Экономия электроэнергии получена в результате сжигания угля лучшего качества от принятого. Снижение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии по сравнению с прошлым годом объясняется снижением затрат электроэнергии цехов при работе оборудования на повышенной среднеагрегатной электрической нагрузке станции.

Фактический удельный расход электроэнергии на отпущенную теплоэнергию в 2015 году ниже норматива, что позволяет станции сэкономить часть электроэнергии. Экономия электроэнергии как говорилось ранее получена в результате сжигания угля лучшего качества от принятого.

Увеличение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды на отпуск тепла против прошлого года объясняется снижением отпуска тепла потребителям.

В целях оптимизации расходов электроэнергии на собственные нужды на Кузнецкой ТЭЦ проводятся следующие мероприятия:

- 1) Ежемесячные анализы причин отклонений от норматива.
- 2) Разрабатываются режимы оптимальной загрузки оборудования на основании утвержденных нормативных характеристик.
- 3) Испытание и наладка оборудования с целью корректировки режимных карт.
- 4) Ремонт и техперевооружение основного и вспомогательного оборудования с целью повышения его экономичности.
- 5) Внедрение современных приборов учета электрической и тепловой энергии.
- 6) Оценка работы вахтенного персонала на основе нормативных технико-экономических показателей.

Так же важным показателем для ТЭЦ является удельный расход топлива на отпуск и производство энергии в виде тепла от Кузнецкой ТЭЦ для потребителей.

Удельный расход топлива всего, в том числе по конденсационному и теплофикационному циклу приведен в приложении Б.

Фактический удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию ниже норматива, что позволяет сэкономить 45 т.у.т. Экономия топлива получена в результате роста экономичности котельного цеха при уменьшении потерь тепла с механическим недожогом при снижении зольности угля снижения температуры уходящих газов в результате ведения

оптимального топочного режима на котлах при стабильности тепловых нагрузок.

Увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии от прошлого года произошло за счет изменения режима работы турбоагрегата №11 при переводе в конденсационный режим что привело к снижению доли выработки по теплофикационному циклу на и уменьшению экономичности турбинного цеха при увеличении удельного расхода тепла на выработку. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии и тепла приведен в приложении Б, таблицы Б14–Б15.

Фактический удельный расход топлива на отпущенную теплоэнергию ниже норматива на 0,03 кг/Гкал, что позволило сэкономить 64 т.у.т. Снижение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла от прошлого года на 1,15 кг/Гкал произошло за счет, снижением потерь с отпуском тепла в зимние месяцы при увеличении температуры наружного воздуха на 2–7<sup>0</sup> С.

В качестве системы охлаждения на Кузнецкой ТЭЦ используется обратная система водоснабжения. Охлаждение, которой осуществляется в искусственном пруду охладителе общей площадью сто гектаров, охлаждение воды в водохранилище происходит за счет испарения части воды и за счет конвективного теплообмена. Восполнение потерь воды осуществляется за счет подачи добавочной воды с реки Томь с береговой насосной станции первого подъема в подводящий канал тремя насосами типа Ц–18 производительностью 15000 м<sup>3</sup> длина подводящего канала 3600 м. В конце подводящего канала располагается здание второго подъема в котором находится шесть циркуляционных насосов марки 48–Д–22 производительностью 12000 м<sup>3</sup> вода к ним подается через вращающиеся сетки. Насосами вода подается в четыре циркуляционных водовода, которые распределяют ее в разные направления для разных нужд станции, таких как охлаждение, подготовка воды для котлоагрегатов и подпитки теплосети, а так же для работы турбогенератора № 11 в конденсационном режиме путем подачи воды в конденсатор паровой турбины. Охлаждающая вода, которая прошла

цикл охлаждения и вода на выходе из конденсатора сливается в сливные колодцы откуда направляются в пруд охладитель.

Для подготовки воды для котлоагрегатов и подпитки теплосети используется исходная вода которая подготавливается в химическом цехе.

Химический цех является одним из технологических цехов станции. В течение 70-ти лет работники цеха обеспечивают надежную и безаварийную работу предприятия. Строительство цеха начиналось в тяжелые военные годы одновременно с монтажом главного корпуса I очереди.

Растущая потребность города в горячей воде в начале 80-х годов требовала расширения схемы теплосети на базе существующего оборудования с применением новых технологий.

В 1983 году была внедрена схема подкисления. Изменение технологии приготовления воды позволило увеличить ее производительность почти в два раза, в 1999 году был построен новый комплекс.

ОВК-1 это мощный комплекс с реагентным хозяйством, с баками запаса воды, с баками повторного использования сточных вод, с автоматическими системами управления технологическими процессами.

Подготовка добавочной воды для подпитки тепловых сетей осуществляется в двух корпусах (главный корпус ХВО и ОВК-1), работающих как самостоятельные подразделения.

В здании ХВО находятся две схемы обработки воды:

1) Схема обработки воды для подпитки теплосети

Исходная вода из реки Томь, пройдя подогревательные установки, подается в химический цех на оборудование схемы предварительной очистки и ионного обмена на Na-катионитовых фильтрах.

Обработанная вода поступает на подпиточные установки и насосами подается в сеть горячего водоснабжения с целью восполнения потерь.

2) Схема подготовки воды для подпитки котлов

Двух ступенчатое обессоливание с предварительной коагуляцией и доочисткой в механических фильтрах.

В здании ОВК-1 находится две схемы обработки воды:

Схема обработки воды для подпитки теплосети – с предварительной коагуляцией и доочисткой в механических фильтрах, далее подкисление серной кислотой с одноступенчатым Na–катионированием и декарбонизацией.

Вторая схема для подпитки котлов состоит из двухступенчатого умягчения в Na –катионитовых фильтрах.

Программа производственного контроля за качеством подаваемой воды населению согласована с Роспотребнадзором, выполняется в полном объеме химическим цехом, также исследуется исходная вода, подпиточная, подаваемая потребителям.

На Кузнецкой ТЭЦ электрическое оборудование закреплено за электрическим цехом, это распределительные устройства, генераторы и двигатели вращающихся механизмов. Как было приведено выше состав парка генераторов наряду с основным оборудованием большую степень износа, в приложении Б приведем фактическое состояние трансформаторов

Установленная мощность Кузнецкой ТЭЦ составляет 108 МВт.

Выдача мощности в энергосистему производится на напряжении 110кВ девятью ВЛ–110 кВ.

В последние годы проведена большая работа по модернизации электротехнического оборудования: проведена замена трансформатора собственных нужд, введены в эксплуатацию элегазовые выключатели 110 кВ вместо отработавших свой ресурс масляных выключателей, что повысило надежность снабжения потребителей и пожарную безопасность. Принята в промышленную эксплуатацию и аттестована система автоматического коммерческого учета электроэнергии и система телемеханики.

После проведенного анализа по основному оборудованию можно сделать несколько выводов.

Во-первых, станция работает достаточно эффективно по отношению к состоянию износу оборудованию, и за 2015 год поднялась с шестьдесят восьмого места на второе место в рейтинге “Эффективность работы

генерирующего оборудования”. В рейтинге сопоставляли такие показатели работы генерирующих компаний, которые работают в ценовых зонах оптового рынка. Степень износа основного оборудования показана на рисунке 1.



Рисунок 1 – Степень износа основного оборудования.

Во-вторых, оборудование имеет высокую загрузку и используется на пределе своих мощностей, что недопустимо на протяжении долгого времени так имеет большую степень износа, что может привести к различным аварийным ситуациям и перебою в снабжении потребителей как электрической, так и тепловой нагрузок, что может повлечь за собой невыполнение обязательств по поставке мощностей которые наказываются штрафами по условию договора поставок.

В-третьих, согласно постановлению “Кузнецкая ТЭЦ” получила статус единой теплоснабжающей организацией города Новокузнецка. На основе данного постановления была разработана в Иркутском представительстве НИИПИ “Энергопром” схема теплоснабжения города Новокузнецка и утверждена в марте 2015 года в министерстве Российской Федерации. Данная схема устанавливает приоритет комбинированной выработки тепла и предусматривает поэтапную замену шести неэффективных котельных с высокой себестоимостью производства тепла и не отвечает экологическим нормам соответственно не устраивает потребителей тепла.

На основе данных заключений можно принять решение, что в данном состоянии Кузнецкая ТЭЦ с данным оборудованием и его состоянием не сможет в полной мере исполнить все свои планы по реализации замены устаревших котельных, так же работать на пределе своих мощностей достаточно долгое время, что непременно придется делать при подключении новых потребителей тепловой нагрузки.

Проанализировав состояние на данном этапе времени, станция требует расширения с вводом новых мощностей и демонтажем исчерпавшего свой ресурс оборудования. Необходимость расширения станции вызвана не только в связи с подключением тепловых потребителей, но и дефицитом электрической мощности, которая составляет 7 млрдкВт·часов в Кемеровской области.

На основании этого предлагаю рассмотреть два варианта расширения станции.

Один из них был разработан Украинским отделением ВНИПИ “Энергопром” в 1979 году, (в настоящее время ОАО “Укрэнергопром” ) не был реализован в следствии перестройки в нашем государстве что привело к дефициту денежных средств, и поэтому данный проект успел лишь частично реализоваться. Данный вариант расширения будет рассмотрен ниже с более точными предложениями и разъяснениями.

Второй вариант расширения предлагается рассмотреть после нереализованного варианта расширения, так как он составлен и будет включать несколько предложений по расширению из существовавшего проекта. Данный вариант будет детально рассмотрен и проанализирован.

## **4 Расширение и реконструкция Кузнецкой ТЭЦ предусмотренный ОАО “Укрэнергопром”**

### 4.1 Общие данные проекта

Проект расширения и реконструкции Кузнецкой ТЭЦ был выполнен Украинским отделением “ВНИИПИэнергопром” (в настоящее время ОАО “Укрэнергопром”) в 1979 году, согласован с управлением “Кузбассэнерго” и утвержден приказом Министерством энергетики СССР от 30.01.80 г.

Данным проектом предусматривалось расширение Кузнецкой ТЭЦ в составе нового главного корпуса с двумя котлами марки Е–670/140–540/540 и двумя турбоагрегатами Т–180/210–130 ленинградского металлического завода

и пиковой водогрейной котельной с установкой в ней семи водогрейных котлов КВТК–100–150.

Необходимость и целесообразность расширения и реконструкции Кузнецкой ТЭЦ была определена “схемой теплоснабжения г. Новокузнецка”, выполнена Томским отделением “Теплоэлектропроект” и утвержденной Министерством энергетики СССР.

#### 4.2 Основные предложения проекта

Предложенный проект, как говорилось ранее, был частично реализован и с 1989 по 2000 годам были введены в эксплуатацию два водогрейных котла ст.№1,2 типа КВТК–100–150, два паровых котла ст. №3,4 марки Е–160–1,4–250,увеличена вместимость склада угля, увеличена производительность химводоочистки путем возведения нового корпуса ОВК–1, а так же золоотвал был расширен.

Кроме того по материалам сейсмического микрорайонирования для площадки ТЭЦ определена сейсмичность 8 баллов. В качестве основного вида топлива сохранялся ранее выделенный Кузнецкий уголь марок ГРСШ, ГРОК-1, ГР. В качестве растопочного топлива – мазут марки 100.

Из оборудования существующего главного корпуса предлагалось сохранить в работе:

- 1) три котлоагрегата “Лопульки” (ст. № 6-8)
- 2) два котлоагрегата ТП–170 (ст. № 15-16)
- 3) два котлоагрегата БКЗ-220–10 (ст. № 17-18)
- 4) два турбоагрегата Р–12–9,0/3,1М (ст.№12-13)

А так же ожидаемые вводом после замены по статье техперевооружения турбины.

- 1) Р–12–3,5/0,5 (ст.№4)
- 2) Р–12–9,0/1,8(ст. №9)
- 3) ПТР–30–2,9/0,6 (ст. №6)

Тепловая схема ТЭЦ принята с поперечными связями. Восполнение стационарных потерь в цикле производится дистиллятом от испарительной установки.

Компоновочные решения главного корпуса разработаны с учетом требований технологического процесса, наиболее рационального размещения оборудования, удобством обслуживания, эксплуатации и ремонта. Для проведения ремонтных работ в главном корпусе предусматривается система грузоподъемных средств, а так же необходимые ремонтные площадки.

#### 4.3 Основные рабочие процессы проекта

В качестве исходной воды для водопитательной установки подпитки теплосети, существующей установки обессоливания и ВПУ питания котлов среднего давления используется циркуляционная вода которая подается с насосной станции второго подъема с учетом замены устаревшего насосного оборудования на новое.

Обеспечение добавка питательной воды энергетических котлов нового главного корпуса осуществляется дистиллятом испарителей и химобесоленной водой из существующей установки.

Данным проектом предусматривается подготовка воды для теплосети по схеме: осветление воды путем коагуляции сернокислым алюминием в осветлителях, механическая фильтрация на осветлительных фильтрах, натрий-катионирование шестьдесят процентов воды, декарбанизация, силикатирование, термическая деаэрация.

Подготовка воды для питания испарителей предусматривается по схеме: умягчение едким натрием и содой с коагуляцией в осветлителях, фильтрация, двухступенчатое натрий-катионирование, подкисление, декарбанизация.

Предусматривается термическая деаэрация питательной воды и фосфатирования котловой воды, а так же химическое дообескислороживание питательной воды путем ввода раствора гидразина и поддержание необходимых значений рН питательной воды путем дозирования раствора аммиака на всас насосов питательной воды энергетических котлов.

Питательная вода подается в котлы четырьмя питательными насосами типа ПЭ–580–185–3. На всас насоса как говорилось ранее питательная вода поступает из бака – деаэратора 0,7 МПа. Из насоса питательная вода под рабочим давлением 18,2 МПа, через три ПВД, идет в котёл.

Бойлерная установка включает в себя два горизонтальных подогревателя ПСГ–500–2,5–8–1, включающихся последовательно по ходу сетевой воды. В ПСГ–1 вода нагревается паром от нижнего отопительного отбора, в ПСГ–2 – от верхнего. Изменение нагрева сетевой воды в соответствии с температурным графиком производится путем изменения давления пара в отборах или изменения расхода сетевой воды через ПСГ. При этом паротурбинная установка может работать по тепловому графику и по электрическому в конденсационном режиме. Догрев сетевой воды после ПСГ до температуры 150<sup>0</sup>С осуществляется в пиковых водогрейных котлах КВТК–100–150.

Насосная группа теплофикационной установки состоит из шести сетевых насосов СЭ – 1250 –70 и СЭ – 5000 – 70 первого подъема и девяти насосов СЭ–2500–180 и СЭ–1250–140 второго подъема, четырех перекачивающих насосов СЭ–2500–70 и подпиточных насосов типа Д800–57.

Для выдачи мощности ТЭЦ на напряжении 110 кВ принята блочная схема подключения турбогенераторов к шинам закрытого распределительного устройства. В новом главном корпусе устанавливаются два генератора ТГВ–200–2 МУЗ.

Вспомогательное оборудование в главном корпусе устанавливается в соответствии с расчетами проекта.

#### 4.4 Охрана окружающей среды, предусмотренная проектом.

В соответствии с действующими нормами и правилами по охране окружающей среды данным проектом предусматривается малосточная схема водоподготовки и ТЭЦ в целом. С этой целью принимаются схемы водоподготовки с утилизацией засоленных стоков. Продувочные воды паровых котлов направляются на питание испарительной установки.

Сточные засоленные воды после регенерации подпитки теплосети, питания котлов, питания испарителей существующей ХВО разделяются на два потока. Концентрированные стоки направляются на ГЗУ, а маломинерализованные направляются в бак сбора засоленных вод и далее в осветлители ВПУ питания испарителей, где смешиваются и используются в качестве исходной воды.

Эвакуация дымовых газов от котлов после электрофильтров, расширяемой части предусматривается в реконструируемую дымовую трубу высотой 250 м. с диаметром устья 9,6 м.

#### 4.5 Основные выводы по не реализации данного проекта

Реализация данного проекта расширения и реконструкции Кузнецкой ТЭЦ позволило бы:

- 1) Снизить дефицит электрической мощности в энергосистеме Кемеровской области.
- 2) Полностью устранить дефицит тепловой мощности в городе Новокузнецке.
- 3) Компенсировать выбывающую мощность ТЭЦ в связи с выводом из работы физически устаревшего оборудования.
- 4) Повысить надежность энергоснабжения потребителей.

Как видно данный проект имел место быть, судя по приведенному краткому анализу. Данный проект удовлетворял все необходимые производственные и технические решения.

Ранее было сказано, что данный проект был реализован частично и функционирует не в полной мере, это связано с тем, что расширение и реконструкция станции пришлось на время перестройки государственного строя в результате финансирование проекта было свернуто на том месте, на котором он функционирует.

Таким образом, проблемы, которые предполагалось решить данным проектом актуальны до сих пор, и требуют скорейшего их решения. Поэтому

предлагается рассмотреть другой проект расширения станции за основание которого предлагается взять проект, который не был до конца реализован.

Основные данные и решения предлагаемого проекта будут приведены в следующей главе.

## **5 Анализ и корректировка проекта расширения Кузнецкой ТЭЦ**

В проекте расширения предлагается установить новое прогрессивное оборудование которое, предполагает поиск (максимальной или минимальной) величины определенного условия при соблюдении заданных некоторых критериев. В зависимости от разных факторов выбор оптимизации для различных ТЭЦ оказывается весьма спорным. Это может быть сбережение денежных средств при варьировании отпуска и выработки потребителям энергии, расход использованного топлива, электрическая или тепловая нагрузка. [1] Тем не менее, в основе всех предложений лежит энергетическая эффективность работы оборудования.

В данном разделе работы предлагается проанализировать расширение Кузнецкой ТЭЦ путем установки в нем четырех парогенераторов марки Е-500-13,8-560КБТ и трех турбин марки Т-110/120-13,0-8, а так же одного водогрейного котла марки КВТК-100-150. В настоящее время на Кузнецкой ТЭЦ эксплуатируют два водогрейных котла с общей теплопроизводительностью 232 Гкал/ч необходимо установить еще один водогрейный котел для покрытия пиковых нагрузок. В принципиальную тепловую схему паротурбинной установки Т-110/120-13.0 входит четыре ПНД. Также в схему включены сальниковый подогреватель и вакуумный охладитель уплотнений. Принципиальная тепловая схема представлена в приложении В.

Конденсат турбины Т-110/120-13.0 из конденсатора поступает поочередно в охладители эжекторов, охладитель пара отсасываемого из концевых уплотнений турбины, проходя через четыре ПНД и направляется в деаэрактор питательной воды 0,6 МПа. Пар со штоков и уплотнений в количестве  $D_{шт} = 0,003 \cdot D_0$  идет в деаэрактор 0,6 МПа. Пар с камер уплотнений идет в подогреватель уплотнений. Конденсат из ПС и ПЭ направляется сразу в конденсатор. Для эффективной работы основных эжекторов предусматривается рециркуляция конденсата. Система регенеративного подогрева питательной воды высокого давления подогрев питательной воды, которая подогревается за счёт охлаждения и конденсации пара из отборов турбины и тем самым повышает экономичность станции, в конечном счете.

Подогреватели высокого давления относятся к поверхностным. Питательная вода проходит через трубную систему, а греющий пар омывает трубный пучок и тем самым конденсируется на их поверхности. Температура плёнки конденсата на трубках независима от состояния пара примерно одинакова с температурой насыщения пара при соответствующем давлении в паровом пространстве подогревателя. При отдаче тепла от пара к воде в данных подогревателях температура нагреваемой воды будет всегда ниже температуры насыщения пара из-за термического сопротивления трубок так же и из отложения примесей как на наружной и внутренней её поверхности. Величина

недогрева, т.е. разность температуры насыщения греющего пара и температуры воды на выходе из подогревателя обычно 1–3 °С. Недогрев воды в подогревателях является эффективностью их работы. [2]

Для того чтоб проанализировать режим работы теплофикационной турбины при изменении расхода пара на теплофикацию необходимо произвести расчет на максимальную зимнюю нагрузку отопительного периода, в рассматриваемом регионе максимально зимняя температура составляет минус 39 градусов и сравнить режим работы паротурбиной установки в данном режиме, а так же проанализировать технико-экономические показатели со средней зимней нагрузкой.

При изменении температуры наружного воздуха изменяются тепловые нагрузки и расходы пара в отборах турбины, так же изменяется температура обратной и прямой сетевой воды. В зависимости от температурного графика теплосети выделяют три характерных области изменения параметров.

- 1) Область когда включены два отопительных отбора и водогрейные котлы. В данной области тепловая нагрузка на отборы регулируется только за счет изменения температуры сетевой воды, которая регулируется изменением давлений в отборах турбины. В данном случае турбина работает только по тепловому графику. В таком случае при снижении давления в оборе мощность турбины возрастает, а удельный расход тепла падает.
- 2) Область, где включены только два отопительных отбора, водогрейные котлы отключены, в данной области тепловая нагрузка изменяется за счет изменения температуры сетевой воды. В данном случае турбина может работать как по тепловому, так и по электрическому графику. При этом при работе турбины по тепловому графику при понижении тепловой нагрузки электрическая мощность паровой турбины падает, а по электрическому может возрастать. При работе турбоустановки по тепловому графику при снижении тепловой нагрузки удельный расход тепла падает, а по электрическому возрастает.

3) Область, где включен один отопительный отбор. В этой области паротурбинная установка может работать по тепловому и по электрическому графику. Пока не будет достигнуто минимальное давление в отборе, турбина работает как во второй области. При достижении минимального давления в отборе турбина переводится в режим естественного повышения давления, при этом давление в отопительном отборе начнет меняться в зависимости от расхода пара через диафрагму, если давление начинает расти, то мощность начнет падать, соответственно удельный расход тепла вырастет.

Произведем расчет одной паротурбинной установки Т-110/120-13,0-8, которая работает на теплофикационном режиме в связке с пиковым водогрейным котлом. Применение пиковых водогрейных котлов вместо пиковых сетевых подогревателей, питающихся паром от энергетических котлов через РОУ, обеспечивает снижение капитальных затрат на сооружение ТЭЦ до 16% и эксплуатационных расходов до 4%, что приведет к уменьшению срока окупаемости проекта. Тепловая нагрузка данной паротурбинной установки составляет 204 МВт.

Электрическая мощность – 110 МВт, максимальная – 120 МВт, Номинальная тепловая нагрузка – 204 МВт.

Расход перегретого пара от котла на турбину при номинальной нагрузке и номинальном отопительном отборе составляет 470 т/ч (134 кг/с). Расход пара при конденсационном режиме 360 т/ч.

Турбина представляет собой трех цилиндровый одновальный агрегат, состоящий из ЦВД, ЦСД и ЦНД. Цилиндр высокого давления выполнен противоточным относительно ЦСД. Цилиндр среднего давления однопоточный подвод пара осуществляется от заднего подшипника ЦВД к генератору. ЦНД – двухпоточный.

В ЦВД размещается двухвенечная ступень и восемь ступеней давления, в ЦСД – четырнадцать ступеней давления. В цилиндре низкого давления ЦНД в каждом потоке размещается по одной регулирующей ступени.

Турбина имеет сопловое парораспределение. Пар поступает от стопорного клапана стоящего впереди турбины далее направляется по четырем пароперепускным трубам к регулирующим клапанам, расположенным на цилиндре высокого давления турбины (два в верхней, два - в нижней).

Турбина имеет семь отборов пара на регенерацию. Верхний и нижний теплофикационные отборы совмещены с отборами на подогреватели ПНД-2 и ПНД-1.

Проведем расчет технико-экономических показателей трех паротурбинных установок на максимально зимний режим работы в связке с водогрейным котлом и на средний зимний режим работы без водогрейного котла. Расчет ведем по методике, изложенной в [1].

5.1 Определение показателей энергетической эффективности проведем при максимально зимних нагрузках.

5.1.1 Отпуск тепла на отопление и ГВС из отборов турбины составляет:

$$Q_{отб} = \frac{Q_m}{\eta_{сн}} \cdot \alpha_{тэц}^p, \quad (1)$$

где  $Q_m$  – теплота из отборов турбины, МВт;

$\alpha_{тэц}^p$  – коэффициент теплофикации;

$\eta_{сн}$  – КПД сетевых подогревателей.

$$Q_{отб} = \frac{Q_m}{\eta_{сн}} \cdot \alpha_{тэц}^p = \frac{612}{0,98} \cdot 0,5 = 312 \text{ МВт.}$$

5.1.2 Остальная часть отпуска тепла должна быть покрыта пиковыми водогрейными котлами:

$$Q_{пик} = Q_m - Q_{отб}, \quad (2)$$

где  $Q_{отб}$  – отпуск тепла на отопление и ГВС из отборов турбины, МВт.

$$Q_{пик} = Q_m - Q_{отб} = 612 - 312 = 300 \text{ МВт.}$$

5.1.3 Расход условного топлива на выработку теплоты из отборов турбины определим из уравнения теплового баланса:

$$Q_{отб} = B \cdot Q_H^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{mn} \cdot \eta_{сн}, \quad (3)$$

Откуда;

$$B_{отн} = \frac{Q_{отб}}{Q_H^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{mn} \cdot \eta_{сн}}, \quad (4)$$

где  $Q_H^p$  – теплотворная способность условного топлива, МДж/кг;

$\eta_k$  – КПД котлов ТЭЦ;

$\eta_{mn}$  – КПД трубопроводов.

$$B_{отн} = \frac{Q_{отб}}{Q_H^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{mn} \cdot \eta_{сн}} = \frac{312}{25,3 \cdot 0,92 \cdot 0,98 \cdot 0,98} = 13,95 \text{ кг/с.}$$

5.1.4 Расход условного топлива на выработку теплоты в ПВК:

$$B_{пвк} = \frac{Q_{пвк}}{Q_H^p \cdot \eta_{пвк} \cdot \eta_{mn} \cdot \eta_{сн}}, \quad (5)$$

где  $Q_{пвк}$  – тепловая нагрузка ПВК, МВт.

$$B_{пвк} = \frac{Q_{пвк}}{Q_H^p \cdot \eta_{пвк} \cdot \eta_{mn} \cdot \eta_{сн}} = \frac{300}{25,3 \cdot 0,92 \cdot 0,98 \cdot 0,98} = 13,4 \text{ кг/с.}$$

5.1.5 Суммарный расход условного топлива на отпуск тепла:

$$B_m = B_{отб} + B_{пвк}, \quad (6)$$

где:  $B_{отб}$  – Расход условного топлива на выработку теплоты из отборов турбины, кг/с;

$B_{пвк}$  – Расход условного топлива на выработку теплоты в ПВК, кг/с.

$$B_m = B_{отб} + B_{пвк} = 13,95 + 13,4 = 27,35 \text{ кг/с.}$$

5.1.6 Удельный расход условного топлива и кпд по производству теплоты:

$$b_m = \frac{143}{\eta_{Qcm}}, \quad (7)$$

где  $\eta_{Qcm}$  – КПД станции по производству теплоты.

$$\eta_{Qcm} = \frac{Q_{отб}}{Q_H^p \cdot B_{отб}}, \quad (8)$$

$$\eta_{Qcm} = \frac{Q_{OTB}}{Q_P^H \cdot B_{OTB}} = \frac{312}{25,3 \cdot 13,95} = 0,884,$$

$$b_m = \frac{143}{\eta_{Qcm}} = \frac{143}{0,884} = 161,76 \text{ кг} / \text{Гкал}$$

### 5.1.7 Расход тепла в парогенераторах:

$$Q_{nz} = D_0 \cdot [\alpha_{nz} \cdot (h_0 - h_{n\bar{c}}) + p \cdot (h_{n\bar{o}} - h_{n\bar{c}})], \quad (9)$$

Так как установки рассчитаны на давление свежего пара 13 МПа и температуру 555°C то считаем энтальпию свежего пара для всех турбин:

где  $h_0 = f(P_0, t_0) = 3483,5^1$  – энтальпия свежего пара для всех турбин, КДж / кг ;

$t_{n\bar{c}}$  – температура питательной воды, °С;

$h_{n\bar{c}} = f(P_{n\bar{c}}, t_{n\bar{c}}) = 1021$ , энтальпия питательной воды КДж / кг ;

$h_{n\bar{o}} = f(P_{\bar{o}}, t_{\bar{o}}) = 1609$ , энтальпия пара в барабане, КДж / кг ;

$D_0$  – расход перегретого пара от котлов к турбинам, кг / с ;

$p$  – продувка барабана парогенератора, принимается;

$\alpha_{nz}$  – относительный расход пара в парогенерирующую установку, принимается.

$$Q_{nz} = 402 \cdot (1,04 \cdot (3484,5 - 1021) + 0,03 \cdot (1609 - 994,45)) = 1037 \text{ МВт.}$$

5.1.8 Полный расход условного топлива в парогенераторах найдем из уравнения теплового баланса:

$$B_{nz} = \frac{Q_{nz}}{Q_u^p \cdot \eta_k}, \quad (10)$$

где  $Q_{nz}$  – Расход тепла в парогенераторах, МВт.

$$B_{nz} = \frac{Q_{nz}}{Q_u^p \cdot \eta_k} = \frac{1037}{25,3 \cdot 0,92} = 44,55 \text{ кг} / \text{с.}$$

5.1.9 Расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\bar{o}} = B_{nz} - B_{om\bar{o}} \quad (11)$$

где  $B_{nz}$  – Полный расход условного топлива в парогенераторах, кг / с ;

$$B_{\bar{o}} = B_{nz} - B_{om\bar{o}} = 44,55 - 13,95 = 30,6 \text{ кг} / \text{с.}$$

<sup>1</sup> Здесь и далее для определения параметров воды и пара используется программа ENEKcalc

5.1.10 Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии равен:

$$b_{\text{э}}^{\text{выр}} = \frac{B_{\text{э}}}{N_{\text{э}}^{\text{выр}}}, \quad (12)$$

где  $B_{\text{э}}$  – Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с;

$N_{\text{э}}^{\text{выр}}$  – Вырабатываемая электрическая мощность турбинами паротурбинными установками, МВт.

$$b_{\text{э}}^{\text{выр}} = \frac{B_{\text{э}}}{N_{\text{э}}^{\text{выр}}} = \frac{30,6 \cdot 3600}{360} = 306 \text{ г / кВт} \cdot \text{ч}.$$

5.1.10 КПД ТЭЦ по выработке электроэнергии:

$$\eta_{\text{тэц}}^{\text{выр э}} = \frac{123}{b_{\text{э}}^{\text{выр}}}, \quad (13)$$

где  $b_{\text{э}}^{\text{выр}}$  – Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, 306 г / кВт · ч.

$$\eta_{\text{тэц}}^{\text{выр э}} = \frac{123}{b_{\text{э}}^{\text{выр}}} = \frac{123}{306} = 0,4 \text{ \%}.$$

После проведенного расчета на максимальную нагрузку необходимо провести расчет паротурбинной установки на среднюю температуру зимой, она в регионе составляет минус 9 градусов, и провести анализ технико-экономических показателей работы турбины без водогрейного котла.

Расчет ведем по методике изложенной в [1].

5.2 Определение показателей энергетической эффективности проведем при средних зимних нагрузках.

5.2.1 Расход условного топлива на выработку теплоты

Так как коэффициент теплофикации  $\alpha_{\text{тэц}}^{\text{п}} = 0,5$ , то отпуск тепла на отопление и ГВС из отборов турбины составляет:

$$Q_{\text{отб}} = \frac{Q_m}{\eta_{\text{сн}}} \cdot \alpha_{\text{тэц}}^{\text{п}}, \quad (14)$$

где  $Q_m$  – теплота из отборов турбины, МВт;

$\alpha_{тэц}^p$  – коэффициент теплофикации;

$\eta_{сн}$  – КПД сетевых подогревателей.

$$Q_{отб} = \frac{Q_m}{\eta_{сн}} \cdot \alpha_{тэц}^p = \frac{612}{0,98} \cdot 0,5 = 312 \text{ МВт.}$$

5.2.2 Остальная часть отпуска тепла должна быть покрыта пиковыми водогрейными котлами:

$$Q_{пвк} = Q_m - Q_{отб}, \quad (15)$$

где  $Q_{отб}$  – отпуск тепла на отопление и ГВС из отборов турбины, МВт.

$$Q_{пвк} = Q_m - Q_{отб} = 612 - 312 = 300 \text{ МВт.}$$

5.2.3 Расход условного топлива на выработку теплоты из отборов турбины определим из уравнения теплового баланса:

$$Q_{отб} = B \cdot Q_n^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{mn} \cdot \eta_{сн}, \quad (16)$$

Откуда;

$$B_{отб} = \frac{Q_{отб}}{Q_n^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{mn} \cdot \eta_{сн}},$$

где  $Q_n^p$  – теплотворная способность условного топлива, МДж/кг;

$\eta_k$  – КПД котлов ТЭЦ;

$\eta_{mn}$  – КПД трубопроводов.

$$B_{отб} = \frac{Q_{отб}}{Q_n^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{mn} \cdot \eta_{сн}} = \frac{312}{25,3 \cdot 0,92 \cdot 0,98 \cdot 0,98} = 13,95 \text{ кг/с.}$$

5.2.4 Расход условного топлива на отпуск тепла:

$$B_m = B_{отб} = 13,95 = 13,95 \text{ кг/с.} \quad (17)$$

5.2.5 Удельный расход условного топлива и кпд по производству теплоты:

$$b_m = \frac{143}{\eta_{Qcm}}, \quad (18)$$

где  $\eta_{Qcm}$  – КПД станции по производству теплоты.

$$\eta_{Qcm} = \frac{Q_{OTB}}{Q_P^H \cdot B_{OTB}}, \quad (19)$$

$$\eta_{Qcm} = \frac{Q_{OTB}}{Q_P^H \cdot B_{OTB}} = \frac{312}{25,3 \cdot 13,95} = 0,884,$$

$$b_m = \frac{143}{\eta_{Qcm}} = \frac{143}{0,884} = 161,76 \text{ кг} / \text{Гкал}$$

### 5.2.6 Расход тепла в парогенераторах:

$$Q_{nz} = D_0 \cdot [\alpha_{nz} \cdot (h_0 - h_{ng}) + p \cdot (h_{ng} - h_{ng})], \quad (20)$$

Так как установки рассчитаны на давление свежего пара 13 МПа и температуру 555°C то считаем энтальпию свежего пара для всех турбин:

где  $h_0 = f(P_0, t_0) = 3483,5$  – энтальпия свежего пара для всех турбин,  $\text{КДж} / \text{кг}$ ;

$t_{ng}$  – температура питательной воды, °С;

$h_{ng} = f(P_{ng}, t_{ng}) = 1021$ , энтальпия питательной воды  $\text{КДж} / \text{кг}$ ;

$h_{ng} = f(P_g, t_s) = 1609$ , энтальпия пара в барабане,  $\text{КДж} / \text{кг}$ ;

$D_0$  – расход перегретого пара от котлов к турбинам,  $\text{кг} / \text{с}$ ;

$p$  – продувка барабана парогенератора, принимается;

$\alpha_{nz}$  – относительный расход пара в парогенерирующую установку, принимается.

$$Q_{nz} = 402 \cdot (1,04 \cdot (3484,5 - 1021) + 0,03 \cdot (1609 - 994,45)) = 1037 \text{ МВт}.$$

5.2.7 Полный расход условного топлива в парогенераторах найдем из уравнения теплового баланса:

$$B_{nz} = \frac{Q_{nz}}{Q_n^p \cdot \eta_k}, \quad (21)$$

где  $Q_{nz}$  – Расход тепла в парогенераторах, МВт.

$$B_{nz} = \frac{Q_{nz}}{Q_n^p \cdot \eta_k} = \frac{1037}{25,3 \cdot 0,92} = 44,55 \text{ кг} / \text{с}.$$

5.2.8 Расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{э}} = B_{nz} - B_{\text{отб}} \quad (22)$$

где  $B_{nz}$  – Полный расход условного топлива в парогенераторах

$$B_{nz} = 44,55 \text{ кг} / \text{с}.$$

$$B_3 = B_{nz} - B_{отб} = 44,55 - 13,95 = 30,6 \text{ кг} / \text{с}.$$

5.2.9 Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии равен:

$$b_3^{выр} = \frac{B_3}{N_3^{выр}}, \quad (23)$$

где  $B_3$  – Расход условного топлива на выработку электроэнергии,

$$B_3 = 30,6 \text{ кг} / \text{с};$$

$N_3^{выр}$  – Вырабатываемая электрическая мощность тремя паротурбинными установками, МВт.

$$b_3^{выр} = \frac{B_3}{N_3^{выр}} = \frac{30,6 \cdot 3600}{360} = 306 \text{ г} / \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

5.2.10 КПД ТЭЦ по выработке электроэнергии:

$$\eta_{тэц}^{выр} = \frac{123}{b_3^{выр}}, \quad (24)$$

где  $b_3^{выр}$  – Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии,  $306 \text{ г} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ .

$$\eta_{тэц}^{выр} = \frac{123}{b_3^{выр}} = \frac{123}{306} = 0,4 \text{ \%}.$$

После проведенных расчетов можно сделать основной вывод, что без включения водогрейных котлов расход условного топлива на выработку тепла будет меньше, это видно на диаграмме расхода условного топлива на выработку тепла, которая изображена на рисунке 2.

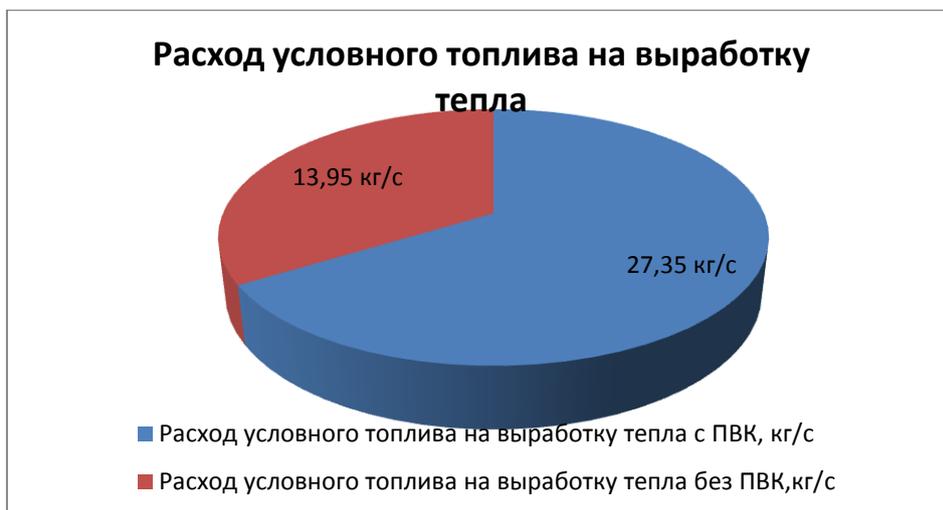


Рисунок 2 – Расход условного топлива на выработку тепла

Из диаграммы можно сделать вывод, что расход условного топлива на выработку тепла без водогрейного котла будет меньше на 32% по сравнению с режимом работы паротурбинной установки в связке с водогрейным котлом в максимально холодный период. Так как тепловая нагрузка зависит от наружного воздуха и выбирается по температурному графику, который изображен на рисунке 3.

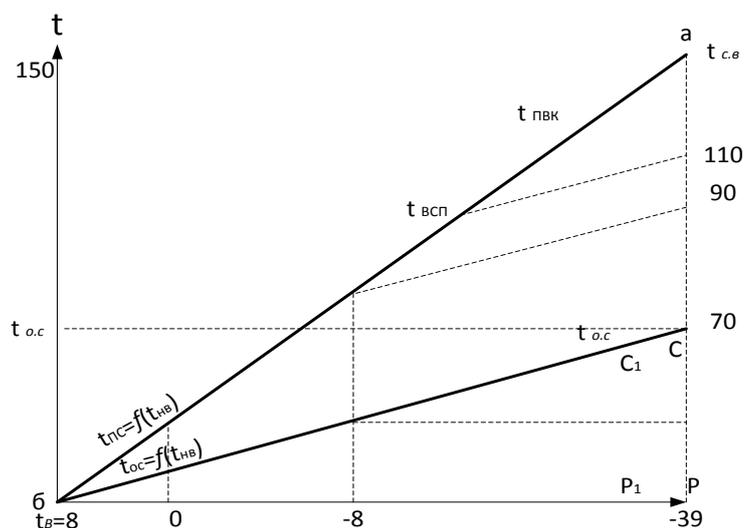


Рисунок 3 – Температурный график теплосети

Исходя из графика, что при максимальных нагрузках соответствующих температуре наружного воздуха минус 39 можно предположить, что загрузка паротурбинной установки на максимальный расход пара через турбину

приведет к увеличению расхода пара в два отопительных отбора в верхний и нижний соответственно. При среднем зимнем периоде тепловые нагрузки будут меньше соответственно и расход пара на сетевые подогреватели уменьшится, данное сравнение приведено в диаграмме расходов пара в теплофикационные отборы при двух температурах наружного воздуха, рисунок 4.



Рисунок 4 – Расход пара на сетевые подогреватели.

Изменение расходов пара на сетевые подогреватели приведет к изменению расхода пара через отсеки турбины, следовательно, измениться расход пара в конденсатор турбоустановки, что приведет к большей потере неиспользованного тепла пара в конденсаторе. Расход пара в конденсатор при максимальном расходе пара на сетевые подогреватели составляет 10,8 кг/с, а расход пара в конденсатор при температуре наружного воздуха минус 8 градусов будет составлять 32,4 кг/с. При максимальном расходе пара на паротурбинную установку 134 кг/с, графически это сравнение показано на диаграмме расхода пара рисунок 5.

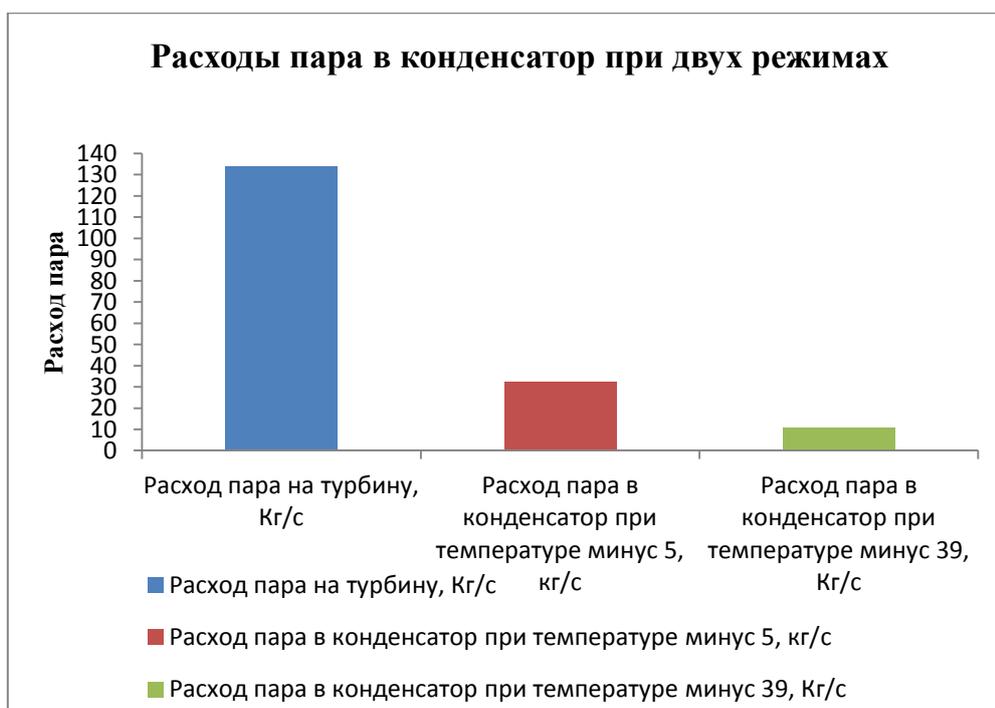


Рисунок 5 – Расход пара в конденсатор

В результате большего расхода пара в конденсатор охлаждающая вода будет иметь большую температуру на выходе из конденсатора.

В конденсаторах возможно осуществление следующих режимов подачи охлаждающей воды:

- 1) Основные и встроенные пучки охлаждаются циркуляционной водой, которая проходит через них в два хода.
- 2) Основные пучки отключены, а встроенные охлаждаются добавочной водой, которая идет на ХВО.
- 3) Основные пучки охлаждаются циркуляционной водой, которая проходит в два хода, а встроенные отключены. Такой режим возможен при температуре охлаждающей воды на входе не выше 33°C, а на выходе 43 °С. [3]

В результате производства электрической и тепловой энергии происходит загрязнение окружающей среды дымовыми газами от котлов, что приводит к ухудшению экологической обстановки, для уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу на ТЭЦ применяется очистка дымовых газов в золоулавливающих установках. [4]

Для данного проекта предусматривается установить электрофильтры для улавливания частиц золы. Преимуществом электрофильтров является способность улавливать тонкую золу с частицами 10 мкм и менее. При грамотном проектировании, хорошем изготовлении и правильной эксплуатации с помощью электрофильтров может быть обеспечена очистка газов до 99,8 %.[5] Приведем диаграмму для сравнения и анализа золоулавливающих установок по коэффициенту очистки дымовых газов, которая изображена на рисунке 6.

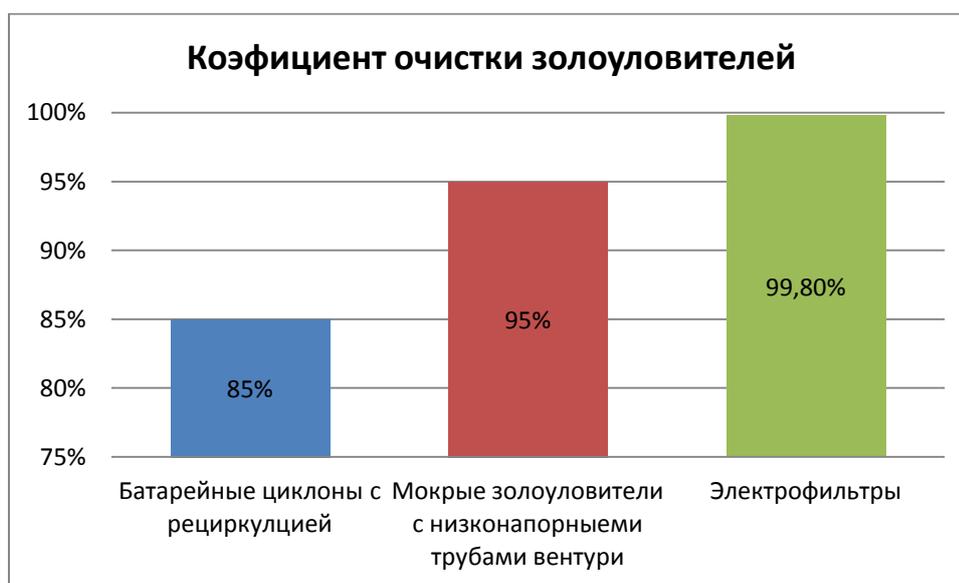


Рисунок 6 – Коэффициент очистки дымовых газов.

Данные показатели эффективности золоулавливающих установок были взяты из практики работы, по которым видно, что самый большой коэффициент улавливания имеет электрофильтры, которые и будут установлены в новом корпусе марка электрофильтров ЭГА-2.

### 5.3 Система технического водоснабжения

Система технического водоснабжения электростанции оборотная. В оборотной системе обязательным условием является наличие водоохладителя. Его функции могут выполнять водоем-охладитель, градирня или брызгальный бассейн. Как говорилось ранее, на станции роль охладителя выполняет, пруд охладитель площадью сто гектаров вода добавляется из реки Томь двумя насосами типа Ц–18 производительностью 15000 м<sup>3</sup>, после насосов вода

направляется в подводный канал, который соединен с прудом охладителем, В конце подводного канала располагается здание второго подъема в котором находится 6 циркуляционных насосов марки 48–Д–22 производительностью  $12000\text{м}^3$  вода к ним подается через вращающиеся сетки. Насосами вода подается в четыре циркуляционных водовода которые распределяют ее в разные направления для разных нужд станции. Определим необходимое количество воды для конденсаторов турбин.

Определение расхода охлаждающей воды для турбины Т–110/120–13,0,  
Баланс теплоты поверхностного конденсатора:

$$Q_{\kappa} = G_{\kappa} \cdot (h_{\kappa} - h'_{\kappa}) = W \cdot (t_{2B} - t_{1B}) c_B, \quad (25)$$

где  $h_{\kappa\text{инд}} = f(P_{\kappa\text{инд}}, S_0) = 1946$ , энтальпия пара, поступающего в конденсатор,  $\text{КДж} / \text{кг}$ ;

$h_{\kappa} = f(P_{\kappa}) = 91,1$  – энтальпия конденсата,  $\text{КДж} / \text{кг}$ ;

$c_B = 4,19$  – теплоемкость воды на входе,  $\text{КДж} / (\text{кг} \cdot \text{К})$ ;

$W$  – расход охлаждающей воды,  $\text{кг} / \text{с}$ ;

$t_{2B}, t_{1B}$  – температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор и выходе из него,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$G_{\kappa}$  – расход пара в конденсатор,  $\text{кг} / \text{с}$ .

Из уравнения теплового баланса имеем:

$$W = \frac{G_{\kappa} \cdot (h_{\kappa} - h'_{\kappa})}{(t_{2B} - t_{1B}) \cdot c_B} = \frac{92 \cdot (1946 - 91,1)}{(35 - 23) \cdot 4,19} = 4525 \text{ кг} / \text{с};$$

Суммарный расход охлаждающей воды турбин равен.

Т–110/120–13,0  $W=48900$  т/ч;

Суммарный расход охлаждающей воды на данный момент на станции составляет  $W_{\text{общ}} = 19755\text{.м}^3 / \text{час}$  данный расход воды посчитан при работе турбоагрегата № 11 в конденсационном режиме. Таким образом, общий расход охлаждающей на станцию воды составит 68653 т/ч. Но в данном проекте расширение предлагается демонтировать часть основного оборудования имеющих высокий износ к ним относиться турбина марки Т–20–9,0 у которой

расход охлаждающей воды составляет 4000 т/ч итого расход охлаждающей воды составит 64653 т/ч. Что требует установки дополнительного резервного циркуляционного насоса. Установим насос 48-Д-22 производительностью 12000м<sup>3</sup>, так же не обходимо протянуть циркуляционные водоводы к новому главному корпусу.

#### 5.4 Топливное хозяйство

В старом корпусе сохраняются 3 котла марки “Лопулько”, два котла ТП-170 и два котла БКЗ-220, так же проектируется четыре котла марки Е-500-13,8-560КБТ. В качестве основного топлива предусматривает каменный уголь Кузнецкого угольно бассейна марок: ГР, ГРОК 1, ГРСШ. Максимальный расход угля всеми котлами составит 231,6 т/ч. На данный момент емкость угольного склада равна 260000 т. что не требует расширения. Открытый склад угля оборудован краном перегружателем производительностью 250 т/ч. Для снабжения топливом устанавливаемых в новом главном корпусе паровых котлов предусматривается сооружение топливоподачи включающее разгрузочное устройство, дробильное устройств, основной тракт топливоподачи, а также систему ленточных конвейеров подающих топливо на склад и со склада.

#### 5.5 Водоподготовка

Так как на станции планировалось расширение, и часть оборудования была смонтирована к нему относится здание химического цеха, которое не требует реконструкции и способно справляться с подготовкой воды как для котлоагрегатов в количестве 1000 т/ч и подпитки теплосети в количестве 1600 т/ч которые пойдут на восполнение потерь теплосети. В соответствии с нормами проектирования производительность ВПУ для восполнение потерь пара и конденсата паровых котлов рассчитывается исходя из покрытия внутристанционных потерь в районе 3%. Водная часть продувки котлов нового главного корпуса не является потерей, так как она используется в качестве

составляющей питательной воды испарителей, а водная часть продувки котлов существующего главного корпуса не используется ввиду большой удаленности существующего корпуса от проектируемого, где расположена испарительная установка и небольшого числа использования работы котлов.

#### 5.6 Электрическое хозяйство

В новом главном корпусе устанавливаются три генератора типа ТФП-1202УЗ завода “Электросила” с воздушным охлаждением и тиристорной системой возбуждения. Генераторы работают в блоке с трансформаторами типа ТДН –125000/110 мощностью 125 МВ·А.

Питание потребителей собственных нужд 6 кВ осуществляется от рабочих трансформаторов типа ТРДНС–25000/35У1. Схема собственных нужд “секция-котел”

Источником оперативного тока для питания устройств автоматики, сигнализаций, управления, а так же защит и основного напряжения собственных нужд станции, а так же качестве источника аварийного источника для питания электродвигателей аварийных маслососов смазки турбины, аварийного освещения предусматривается установка постоянного тока напряжением 220 В.

#### 5.7 Принятие основных решений реконструкций.

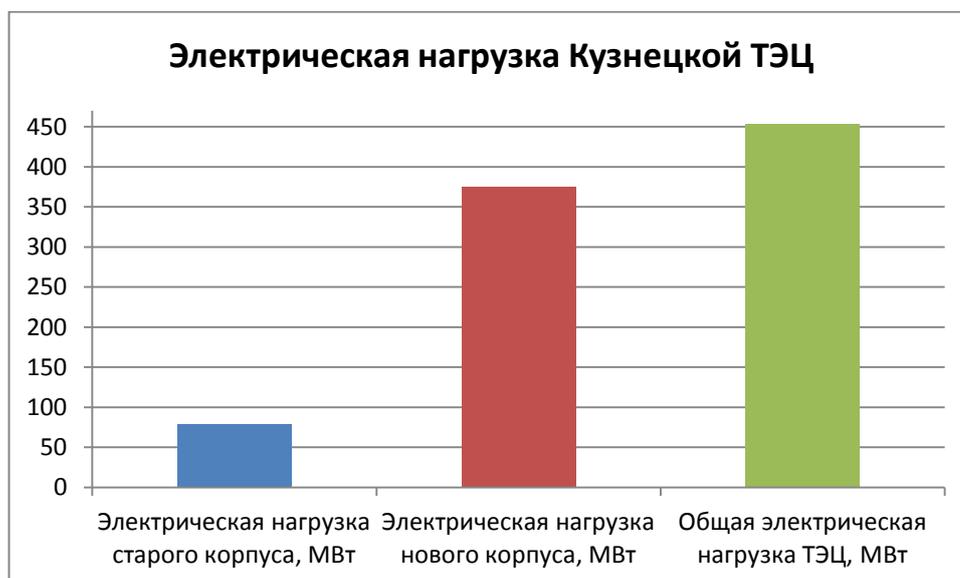
При расширении Кузнецкой ТЭЦ новым главным корпусом необходимо сохранить старый главный корпус с частью основного оборудования которое необходимо для снабжения промышленных потребителей пара и воды, а так же обеспечивать часть города в нуждах отопления и горячей воды в состав оборудования который останется в работе в старом главном корпусе будет входить:

- 1) Три котлоагрегата “Лопульки” (ст. № 6-8)
- 2) Два котлоагрегата ТП–170 (ст. № 15-16)
- 3) Два котлоагрегата БКЗ–220–10 (ст. № 17-18)
- 4) Два турбоагрегата Р–12–9,0/3,1М (ст.№12-13)

- 5) Один турбоагрегат Р–12–9,0/1,8(ст. №9)
- 6) Один турбоагрегат ПТР–30–2,9/0,6 (ст. №6)
- 7) Один турбоагрегат Р–12–3,5/0,5 (ст.№4)

Энергетические котлы, находящиеся в здании водогрейной котельной предлагается демонтировать и после расширения здания предлагается установить 4 паровых котла марки Е–500–13,8–560 и один водогрейный котел марки КВТК–100–150 присоединенных к существующей дымовой трубе высотой 250 метров с диаметром устья 9,6 метров. К этому зданию построить турбинное отделение, в котором будет находиться 3 турбины марки Т–110/120–13,0-8.

При оборудовании, которое остается в работе в старом главном корпусе количество вырабатываемой электрической энергии составит 78 МВт, а количество тепловой будет составлять 735 Гкал/ч. Вырабатываемая электроэнергия будет поступать с открытой подстанции на нужды Новокузнецкого алюминиевого завода. Таким образом, с ведением расширяемой части общая электрическая нагрузка составит 438 МВт, а общая тепловая нагрузка станции составит 1610 Гкал/ч. Приведем диаграмму электрических нагрузок после реконструкции, которая изображена на рисунке 7.



## Рисунок 7 – Электрические нагрузки Кузнецкой ТЭЦ.

Приведем диаграмму тепловых нагрузок после реконструкции, которая изображена на рисунке 8.



Рисунок 8 – Тепловые нагрузки Кузнецкой ТЭЦ.

Вырабатываемая тепловая энергия будет направляться в город для потребителей, а электрическая энергия будет выдаваться в общую сеть. Так как планируется демонтировать старые, не выгодные котельные и их тепловые нагрузки отдать Кузнецкой ТЭЦ расширение станции просто необходимо.

После расширения станции ее максимальная электрическая мощность составит 438 МВт, а тепловая нагрузка составит 1610 Гкал/ч. Что удовлетворит потребителей в соответствии со “схемой теплоснабжения г. Новокузнецка”.

Таким образом, исходя из анализа, проведенного в данном разделе можно сделать вывод, что проект имеет место быть и его реализация по расширению и реконструкции Кузнецкой ТЭЦ позволит:

- 1) Снизить дефицит электрической мощности в энергосистеме.
- 2) Полностью устранить дефицит тепловой мощности в городе Новокузнецке, с учетом присвоения себе тепловых нагрузок от невыгодных котельных с разных точек зрения, как с экологической, так и с экономической.

- 3) Компенсировать выбывающую мощность ТЭЦ в связи с выводом из работы части физически и морально устаревшего оборудования, которое требует постоянного ремонта.
- 4) Повысить надежность электрических и тепловых потребителей, как промышленных предприятий, так и жилищно–коммунального сектора города Новокузнецка.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б11	Власов Игорь Сергеевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	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	1. Проектно - изыскательные работы. Новый главный корпус. Прочие расходы Проектировщик – инженер Руководитель - доцент
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Принять на основании произведенных расчетов и из анализа отчетов объекта исследования.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Отчисления на социальные нужды – 30%. Районный коэффициент – 30%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет экономического эффекта от расширения. 2. Расчет затрат на проектирование 3. Оценка капиталовложений в реконструкцию нового главного корпуса.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Определение затрат на осуществление проекта. Формирование сметы на проект.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Оценка экономической эффективности. Срок окупаемости проекта по расширению Кузнецкой ТЭЦ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 10.03.2016 г

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кузьмина Наталья Геннадьевна			10.03.16

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б11	Власов Игорь Сергеевич		10.03.16

## 6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 6.1 Расчет затрат и договорной цены на проектирование и проведение ВКР.

Расчет затрат по запланированным работам осуществляется в форме сметной калькуляции, для расчета которой должны быть использованы действующие рыночные цены, а также данные производственных и научно-исследовательских подразделений (процент косвенных расходов, процент транспортно-заготовительных расходов, ставки заработной платы, номенклатура статей калькуляции). Расчет экономических показателей ведем по [7].

Смета затрат на проект.

$$K_{пр} = U_{\text{мат}} + U_{\text{ам}} + U_{\text{зн}} + U_{\text{со}} + U_{\text{пр}} + U_{\text{накл}}, \quad (26)$$

где  $U_{\text{мат}}$  – материальные затраты, руб;

$U_{\text{ам}}$  – затраты на амортизацию, руб;

$U_{\text{зн}}$  – затраты на заработанную плату, руб;

$U_{\text{со}}$  – затраты на социальные отчисления, руб;

$U_{\text{пр}}$  – прочие затраты, руб;

$U_{\text{накл}}$  – накладные расходы, руб.

В элементе “Амортизационные затраты” отображена сумма амортизационных отчислений на полное восстановление основных производственных фондов.

Амортизационные затраты рассчитываются:

$$U_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{кал}}} \cdot Ц_{\text{кт}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (27)$$

где  $T_{\text{исп}}$  – время использования персонального компьютера, 45 дней;

$T_{\text{кал}}$  – число дней в календарном году, 365 дней;

$C_{км}$  – стоимость персонального компьютера, 30 тыс. рублей;

$T_{сл}$  – срок службы персонального компьютера, 5 лет.

$$U_{ам} = \frac{T_{исп}}{T_{кал}} \cdot C_{км} \cdot \frac{1}{T_{сл}} = \frac{45}{365} \cdot 30000 \cdot \frac{1}{5} = 7714,3 \text{ рублей.}$$

В состав затрат на оплату труда включаются:

Все выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, тарифных ставок и должностных окладов в соответствии с системой оплаты труда

Затраты на заработанную плату рассчитываются как:

$$\Phi ЗП = ЗП_{рук} + ЗП_{инж}, \quad (28)$$

где  $ЗП_{рук}$  – заработанная плата руководителя;

$ЗП_{инж}$  – заработанная плата инженера;

Заработанная плата руководителя рассчитывается как:

$$U_{ЗП}^{мес} = (ЗП_0 \cdot K_1 + Д) \cdot K_2, \quad (29)$$

где  $ЗП_0$  – месячный оклад, 23300 рублей;

$K_1$  – коэффициент учитывающий отпуск, 10%;

$Д$  – доплата за интенсивность труда, 2200 рублей;

$K_2$  – районный коэффициент, 30%.

$$U_{ЗП}^{мес} = (23300 \cdot 1,1 + 2200) \cdot 1,3 = 36179 \text{ рублей.}$$

Фактическая зарплата руководителя:

$$U_{ЗП}^{\Phi} = \frac{U_{ЗП}^{мес}}{21} \cdot n_{\Phi}, \quad (30)$$

где  $U_{ЗП}^{мес}$  – Заработанная плата руководителя за месяц, 36179 рублей;

$n_{\Phi}$  – Количество дней консультации у руководителя по факту 4 дня.

$$U_{ЗП}^{\Phi} = \frac{U_{ЗП}^{мес}}{21} \cdot n_{\Phi} = \frac{36179}{21} \cdot 4 = 6891 \text{ рублей.}$$

Заработанная плата инженера рассчитывается как:

$$U_{ЗП}^{мес} = ЗП_0 \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (31)$$

где  $ЗП_0$  – месячный оклад 10000 рублей;

$K_1$  – коэффициент учитывающий отпуск 10%;

$K_2$  – районный коэффициент 30%.

$$U_{ЗП}^{мес} = 10000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 14300 \text{ рублей.}$$

Затраты на заработанную плату составят:

$$\Phi ЗП = ЗП_{рук}^{\Phi} + ЗП_{инж} = 6891 + 14300 = 21191 \text{ рублей.}$$

Отчисления на социальные нужды отражают обязательные отчисления которые установлены законодательными нормами органами государственного социального страхования, (30% с 2012 г).

Социальные отчисления рассчитываются как:

$$U_{со} = \Phi ЗП \cdot 0,3, \quad (32)$$

где  $\Phi ЗП$  – Затраты на заработанную плату, руб.

$$U_{со} = \Phi ЗП \cdot 0,3 = 21191 \cdot 0,3 = 6357,4 \text{ рублей.}$$

К прочим затратам продукции относят налоги, сборы, отчисления в специальные внебюджетные фонды, платежи по обязательному страхованию имущества.

Прочие затраты рассчитываются как:

$$U_{проч} = 0,1 \cdot (U_{мат} + U_{ам} + U_{зн} + U_{со}), \quad (33)$$

$$U_{проч} = 0,1 \cdot (U_{мат} + U_{ам} + U_{зн} + U_{со}) = 0,1 \cdot (8000 + 7714,3 + 21191 + 6357,4) = 4326,3 \text{ рублей.}$$

Накладные расходы рассчитываются как:

$$U_{накл} = 2 \cdot \Phi ЗП, \quad (34)$$

$$U_{накл} = 2 \cdot \Phi ЗП = 2 \cdot 21191 = 42382 \text{ рублей.}$$

Тогда смета затрат на проект составит:

$$K_{пр} = U_{мат} + U_{ам} + U_{зн} + U_{со} + U_{пр} + U_{накл}, \quad (35)$$

$$\begin{aligned} K_{пр} &= U_{мат} + U_{ам} + U_{зн} + U_{со} + U_{пр} + U_{накл} = \\ &= 8000 + 7714,3 + 21191 + 6357,4 + 4326,3 + 42382 = 89971 \text{ рублей.} \end{aligned}$$

Все расчеты по затратам на работу приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные затрат на выполнение ВКР

Вид затрат	Стоимость
Материальные затраты, рублей.	8000
Амортизационные затраты, рублей.	7714,3
Затраты на заработанную плату, рублей.	21191
Социальные отчисления, рублей.	6357,4
Прочие затраты, рублей.	4326,3
Накладные расходы, рублей.	42382
Итого, рублей.	89971,9

## 6.2 Технико – экономический расчет вариантов расширения ТЭЦ

Российская энергетика испытывает дефицит в тепловой и электрической энергии. Ввод новых мощностей осуществляется очень медленно. В этом расчете предложен расчет трех установок турбин Т–110/120–13,0. Найти наиболее выгодное технико-экономическое обоснование.

### 6.2.1 Технико-экономическое обоснование проекта с тремя турбинами Т–110/120–13,0

#### 6.2.2 Годовая выработка электроэнергии тремя турбинами Т–110/120–13,0:

$$\mathcal{E}_{год} = N_H \cdot h_y, \quad (36)$$

где  $h_y$  – число часов использования установленной мощности,  $h_y = 6500$  часов;

$N_H$  – Установленная электрическая мощность станции,  $N_H = 360$  МВт.

$$\mathcal{E}_{год} = 360 \cdot 6500 = 2340000 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

#### 6.2.3 Годовой расход пара на отопление:

$$D_{год}^{от} = D_{max}^{от} \cdot h_{max}^{от}, \quad (37)$$

где  $D_{max}^{от}$  – расход пара на отопление,  $D_{max}^{от} = 310$  т/ч;

$h_{max}^{от}$  – количество часов включения отопления,  $h_{max}^{от} = 3300$  часов.

$$D_{год}^{от} = D_{max}^{от} \cdot h_{max}^{от} = 310 \cdot 3300 = 1023000 \text{ т/год}.$$

#### 6.2.4 Годовой отпуск тепла:

$$Q_{\text{год}} = D_{\text{год}}^{\text{от}} \cdot \Delta i, \quad (38)$$

где  $D_{\text{год}}^{\text{от}}$  – Годовой расход пара на отопление,  $D_{\text{год}}^{\text{от}} = 1023000$  т/год;

$\Delta i$  – коэффициент использования отопления, 0,6.

$$Q_{\text{год}} = D_{\text{год}}^{\text{от}} \cdot \Delta i = 1023000 \cdot 0,6 = 613800 \text{ Гкал/год.}$$

#### 6.2.5 Годовой расход топлива:

$$B_m = \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot \epsilon_3 + Q_{\text{год}} \cdot \epsilon_q, \quad (39)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  – годовая выработка электроэнергии,  $\mathcal{E}_{\text{год}} = 2340000$  МВт;

$Q_{\text{год}}$  – годовая выработка тепла,  $Q_{\text{год}} = 613800$  Гкал/год;

$\epsilon_3$  – удельный расход топлива на выработанный кВт·ч,  $\epsilon_3 = 293$  г/кВт·ч;

$\epsilon_q$  – удельный расход топлива отпускаемого тепла Гкал,  $\epsilon_q = 161,67$  кг/Гкал.

$$B_m = 2340000000 \cdot 0,293 + 161,67 \cdot 613800 = 784 \cdot 10^3 \text{ тонн.}$$

#### 6.2.6 Годовой расход топлива на отпуск тепловой энергии составит:

$$B_m = 0,0925 \cdot D_{\text{год}}^{\text{от}} \cdot h_{\text{max}}^{\text{от}}, \text{ тунт / год,}$$

$$B_m = 0,0925 \cdot 310 \cdot 3300 = 94627, \text{ тунт / год.}$$

#### 6.2.7 Расход электроэнергии на собственные нужды 6 %:

$$\mathcal{E}_{\text{отн}} = 0,94 \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}, \quad (40)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  – отпуск электроэнергии, МВт·ч.

$$\mathcal{E}_{\text{отн}} = 0,94 \cdot \mathcal{E}_{\text{год}} = 0,94 \cdot 2340000 = 2,2 \cdot 10^6 \text{ МВт·ч.}$$

#### 6.2.8 Капиталовложения в расширяемую часть:

$$K_{\text{ст}} = K_{\text{проект}} + K_m + K_{\delta} + K_{\text{общ}}, \quad (41)$$

где  $K_m$  – затраты, относимые на турбины;

$K_{\delta}$  – затраты, относимые соответственно на монтаж паропроводов;

$K_{\text{общст}}$  – общестанционные затраты, млн.руб.

$$\begin{aligned} K_{\text{ст}} &= K_{\text{проект}} + K_m + K_{\delta} + K_{\text{общ}} = \\ &= 0,0899719 \cdot 10^6 + 9400 \cdot 10^6 + 81 \cdot 10^6 + 82,8 \cdot 10^6 = 9563 \cdot 10^6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

6.2.9 Удельные капиталовложения в строительство нового корпуса:

$$K_y = \frac{K_{cm}}{N_H}, \quad (42)$$

где  $K_{cm}$  – Капиталовложения в расширяемую часть,  $K_{cm} = 9563 \cdot 10^6$  руб .

$$K_y = \frac{K_{cm}}{N_H} = \frac{9563 \cdot 10^6}{360} = 26,5 \cdot 10^6 \text{ руб./МВт},$$

6.2.10 Численность персонала:

$$N_{перс} = N_H \cdot n_{умт}, \quad (43)$$

где  $n_{умт}$  – штатный коэффициент для ТЭЦ мощностью 360 МВт принимаем 0,4чел./МВт;

$N_H$  – Установленная электрическая мощность станции,  $N_H = 360$ МВт.

$$N_{Перс} = N_H \cdot n_{умт} = 360 \cdot 0,4 = 144 \text{ чел.}$$

6.2.11 Фонд заработной платы:

$$\Phi ЗП = ЗП \cdot N_{перс}, \quad (44)$$

где ЗП – средняя заработная плата,  $ЗП = 35480$  рублей ;

$N_{Перс}$  – Численность персонала,  $N_{Перс} = 144$  человека.

$$\Phi ЗП = ЗП \cdot N_{Перс} = 35480 \cdot 144 = 5,1 \cdot 10^6 \text{ руб./чел.}$$

6.2.12 Годовые затраты тепловой электростанции на топливо:

$$I_m = B_m \cdot C_m, \quad (45)$$

где  $C_m$  – цена топлива, 1200 рублей ;

$B_m$  – годовой расход топлива,  $B_m = 784 \cdot 10^3$  тонн.

$$I_m = B_m \cdot C_m = 784 \cdot 10^3 \cdot 1200 = 940 \cdot 10^6 \text{ рублей.}$$

6.2.13 Годовые затраты электростанции на амортизационные отчисления:

$$I_{ам} = \bar{H}_{ам} \cdot K_{cm}, \quad (46)$$

где  $K_{cm}$  – Капиталовложения в расширяемую часть,  $K_{cm} = 9563 \cdot 10^6$  руб ;

$\bar{H}_{ам}$  – норма амортизации, рассчитывается как:

$$\bar{H}_{ам} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot h_y = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 6500 = 0,0428$$

где  $h_y$  – число часов использования установленной мощности, часы.

$$I_{ам} = \bar{H}_{ам} \cdot K_{ст} = 0,0428 \cdot 9563 \cdot 10^6 = 409 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

6.2.14 Годовые затраты на заработную плату:

$$I_{зпл} = \PhiЗП \cdot 12, \quad (47)$$

где  $\PhiЗП$  – Фонд заработной платы,  $\PhiЗП = 5,1 \cdot 10^6 \text{ руб./чел.}$

$$I_{зпл} = \PhiЗП \cdot 12 = 5,1 \cdot 10^6 \cdot 12 = 61,2 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

6.2.15 Годовые затраты на ремонт:

$$I_{рем} = 0,02 \cdot K_{ст} \quad (48)$$

$$I_{рем} = 0,02 \cdot K_{ст} = 0,02 \cdot 9563 \cdot 10^6 = 191 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

6.2.16 Прочие расходы:

$$I_{проч} = 0,02 \cdot (I_m + I_{ам} + I_{зпл} + I_{рем} + I_{проект}), \quad (49)$$

где  $I_m$  – Годовые затраты тепловой электростанции на топливо,  $I_m = 940 \cdot 10^6 \text{ руб};$

$I_{ам}$  – Годовые затраты электростанции на амортизационные отчисления,  $I_{ам} = 409 \cdot 10^6 \text{ руб};$

$I_{зпл}$  – Годовые затраты на заработную плату,  $I_{зпл} = 61,2 \cdot 10^6 \text{ руб};$

$I_{рем}$  – Годовые затраты на ремонт,  $I_{рем} = 191 \cdot 10^6 \text{ руб};$

$I_{проект}$  – Затраты на проект,  $I_{проект} = 89971 \text{ рублей.}$

$$\begin{aligned} I_{проч} &= 0,02 \cdot (I_m + I_{ам} + I_{зпл} + I_{рем} + I_{проект}) = \\ &= 0,02 \cdot (940 \cdot 10^6 + 409 \cdot 10^6 + 61,2 \cdot 10^6 + 191 \cdot 10^6 + 0,089971 \cdot 10^6) = 32 \cdot 10^6 \text{ руб} \end{aligned}$$

6.2.17 Полная величина годовых эксплуатационных затрат:

$$I = I_m + I_{ам} + I_{зпл} + I_{рем} + I_{проч} + I_{проект}, \quad (50)$$

$$\begin{aligned} I &= I_m + I_{ам} + I_{зпл} + I_{рем} + I_{проч} + I_{проект} = \\ &= 940 \cdot 10^6 + 409 \cdot 10^6 + 61,2 \cdot 10^6 + 191 \cdot 10^6 + 32 \cdot 10^6 + 0,089971 \cdot 10^6 = 1633 \cdot 10^6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

6.2.18 Прибыль балансовая:

$$P_6 = \tau_{\text{э/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{омн}} + \tau_{\text{т/э}} \cdot \mathcal{Q}_{\text{год}}^{\text{омн}} - I, \quad (51)$$

$$P_6 = (\tau_{\text{э/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}} + \tau_{\text{т/э}} \cdot Q_{\text{мен}}) - I = (2,05 \cdot 2340000000 + 800 \cdot 613800) - 1633 \cdot 10^6 = 3655 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

где  $\tau_{\text{э/э}}$  – тариф на отпуск энергии  $\tau_{\text{э/э}} = 2,05 \text{ руб} / \text{квт} \cdot \text{ч}$ ;

$\tau_{\text{мен}}$  – тариф на отпуск тепловой энергии, действующий в данном регионе,  $C_{\text{мен}} = 800 \text{ руб} / \text{Гкал}$ ;

$\mathcal{E}_{\text{год}}$  – годовая выработка электроэнергии,  $\mathcal{E}_{\text{год}} = 2340000000 \text{ кВт}$ ;

$Q_{\text{год}}$  – годовая выработка тепла,  $Q_{\text{год}} = 613800 \text{ Гкал/год}$ .

6.2.19 Чистый доход станции:

$$D = P_6 - 20\% \cdot P_6 + I_a, \quad (52)$$

где  $P_6$  – прибыль балансовая,  $P_6 = 3655 \cdot 10^6 \text{ руб.}$

$$D = 3655 \cdot 10^6 - 731 \cdot 10^6 + 409,6 \cdot 10^6 = 3333 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

6.2.20 Срок окупаемости без учета фактора времени:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K_{\text{ст}}}{D}, \quad (53)$$

где  $D$  – Чистый доход станции,  $D = 3333 \cdot 10^6 \text{ руб.}$

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K_{\text{ст}}}{D} = \frac{9563 \cdot 10^6}{3333 \cdot 10^6} = 2,87 \text{ года.}$$

В результате Технико–экономического расчета вариантов расширения ТЭЦ были определены следующие показатели эффективности, годовая выработка электроэнергии, годовые затраты тепловой электростанции на топливо, капиталовложения в расширяемую часть, годовые затраты на заработную плату, годовые затраты на ремонт, полная величина годовых эксплуатационных затрат, чистый доход станции проведя данные расчеты определили срок окупаемости который составил 2,87 год.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-5Б -11	ФИО Власов Игорь Сергеевич
--------------------	-------------------------------

Институт	Энергетический	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

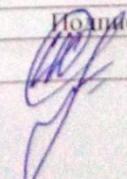
<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Объект исследования Кузнецкая ТЭЦ .</p> <p>При обслуживании газотурбинной установки могут иметь место вредные и опасные факторы.</p> <p>Оказывается негативное воздействие на : атмосферу, гидросферу, литосферу.</p> <p>Вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций экологического, социального, стихийного, техногенного характера.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Федеральный закон №123-ФЗ от 22.07.2008г.(ред. От 10.07.2012г.) "технический регламент о требованиях к пожарной безопасности"</p> <p>Федеральный закон № 184-ФЗ "О техническом регулировании" от 27 декабря 2002 года.</p> <p>Федеральный закон № 426- ФН от 28 декабря 2013 года &lt; о специальной оценке условий труда&gt;</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>- действие фактора на организм человека;</li> <li>- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем - индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Выявленные вредные факторы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вредные проявления факторов ( вредные вещества, освещение, вибрации, шумы)</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- электробезопасность;</li> <li>- пожаровзрывобезопасность (причины,</li> <li>- профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Выявленные опасные факторы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- пожароопасность, взрывоопасность</li> <li>- электрический ток</li> <li>- механизмы рабочего оборудования</li> <li>- повышенная температура поверхностей оборудования и материалов</li> </ul>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Воздействия на окружающую среду</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- воздействия ТЭЦ на атмосферу (выбросы)</li> </ul>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Чрезвычайные ситуации.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- действия при обильном снегопаде, меры по ликвидации её последствий</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Инструкция № ИОТ-153КТЦ-2015. По охране труда для работников предприятия (общие требования безопасности).</li> <li>- Инструкция № ИОТ-155КТЦ-2015. Правила пожарной безопасности для рабочих и ИТР.</li> </ul> <p>Положение особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях. Утверждены Постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 24.10.2002г. №73.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусельников Михаил Эдуардович	к.т.н., доц.		10.05.16

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б-11	Власов Игорь Сергеевич		10.05.16

## **7 Социальная ответственность проекта.**

### **7.1 Производственная безопасность на Кузнецкой ТЭЦ**

Актуальность проблем безопасности вызвана тем, что современный человек живет в мире опасности со стороны природных, антропогенных, технических, экологических, социальных и других факторов. Энергетика, является основным движущим фактором развития всех отраслей промышленности и имеет наиболее высокие темпы развития и масштабы производства. Данная работа подразумевает расширение теплоэлектроцентрали для производства тепловой и электрической энергии,

На электростанциях существует множество опасных и вредных факторов, влияющих на здоровье работающих, которые могут привести к травмам, профессиональным заболеваниям. К ним относятся такие факторы, как загрязнение воздуха газами, угольной пылью, слишком высокой или низкой температурой и влажностью воздуха, шум и вибрация, поражение электрическим током.

На ТЭЦ, возможно, такое сочетание обстоятельств, когда возникает опасность повреждения организма каким-либо из перечисленных выше факторов. Такая опасность создается движущимися частями машин, электрооборудованием, раскаленными топочными газами, паром и горячей водой; неизолированными, горячими поверхностями.

В связи с этим производственные травмы могут быть: механическими, химическими, термическими, электрическими. Причиной травм является неправильная организация труда, неудовлетворительное состояние оборудования, несовершенство технологических процессов. Поэтому требуется обеспечить наиболее благоприятные условия труда, предусмотренные санитарными нормами проектирования промышленных объектов и производств.

К опасным производственным факторам относятся факторы, влияние которых на работника приводит к травме; к вредным – факторы, которые приводят к болезни. Механические опасности могут возникнуть у любого механизма, способного причинить персоналу ушиб или травму в результате случайного контакта механизма или его деталей с человеком. К механическим опасностям необходимо относить опасности, которые возникнуть могут у любого механизма, способного причинить травму в результате случайного контакта механизма или его части с персоналом. Неогороженные движущиеся детали производственных механизмов создают механическую опасность. Выпуклые остrokонечные и колющие детали на открытом оборудовании могут нанести тяжелые травмы работникам. Механическая опасность осложняется огромным количеством разного оборудования, имеющего большие разновидности конструкций, скопления работников на рабочих местах, а также узкое взаимодействие работников и оборудования. Заградительные ограждения, переключатели, устройства аварийной остановки и обучение работников являются основными средствами уменьшения механической опасности. Неубранные волосы, не застегнутая одежда с развивающимися концами, разные украшения и другие вещи могут попасть в механизмы и привести к серьезной травме.

Шум воздействует неблагоприятно не только на слух, но и на нервную систему рабочего человека, вызывая утомление, снижение работоспособности, головные боли. Резонанс резко усиливает нежелательное воздействие звука. При большом уровне шума в помещении большинство словесных сообщений, которые передаются, друг другу находятся в этом помещении рабочими, сокращается, а возрастает число просьб повторить данные сообщения растут. Допустимые значения уровней шума в помещениях пунктов контроля приведены в СН 2.2.4/2.1.8.562–96 ("Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"). Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими

частотами (Гц): 31,5 Гц – 103 дБ, 63 Гц – 91 дБ, 125 Гц – 83 дБ, 250 Гц – 77 дБ, 500 Гц – 73 дБ, 1000 Гц – 70 дБ.

Одним из главных способов ликвидации шумов, кроме мер по сокращению шума непосредственно от самих источников, используется звуковая изоляция зданий. Нужно не допускать появления причин шума в самих помещениях, панелей контроля (звон аппаратуры, вибрация стен, стекло, обшивки).

При анализе влияния вибрации на человека наиболее основными факторами являются частота и амплитуда вибрации. Пороговая частота вибраций составляет 18 Гц, при меньшей частоте вибрация чувствуется в виде отдельных импульсов. Верхний предел частоты воспринимаемых вибраций находится на уровне 1500 Гц. При дальнейшем увеличении частоты вибрации появляется ощущение равномерного соприкосновения определенной силы. [8]

Передаваясь телу персонала, вибрации сказываются на нормальном функционировании органов и вызывают утомление персонала. Нужно также отметить, что при вибрациях, действующих на человека с амплитудой 0,025 мм при частоте от 10 до 130 Гц, значительно ухудшается острота зрения (быстро снижается возможность отличать показания датчиков даже в условиях дневного освещения).

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566–96 ("Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий") предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа "а" приведены в таблице 2.

Таблица 2—Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3

Среднегеометрические частоты полос	Виброускорения		Виброскорости	
	м/с	дБ	м/с	дБ
1,6 Гц	0,089	99	0,89	105
2,5 Гц	0,07	97	0,45	99
5,0 Гц	0,056	95	0,18	93
10 Гц	0,07	97	0,11	91
25 Гц	0,18	112	0,11	89

К тому же в помещениях шкафов контроля имеются приборы, у которых по условиям их технической эксплуатации имеются ограничения по эксплуатации в условиях вибрации, что отрицательно сказывается на показаниях данных приборов.

Для уменьшения воздействия вибраций и шумов на организм человека можно рекомендовать следующие мероприятия: снижение шума в самих источниках – в механическом оборудовании часто причинами недопустимого шума являются: поломка подшипников, неправильная установка деталей оборудования при монтаже и ремонте. И поэтому в процессе эксплуатации всех видов механического оборудования необходимо четко выполнять все требования «Правил технической эксплуатации» защита людей от вибраций на рабочих местах осуществляется методом виброизоляции путём установки упругих элементов между вибрирующей машиной и основанием. В качестве уменьшения вибраций применяют стальные пружины или резиновые прокладки; в качестве защиты персонала от вибраций, передаваемых человеку непосредственно через ноги, требуется применять ботинки на толстой резиновой или войлочной подошве.

Температура воздуха в помещении зависит в основном от производственного процесса, при осуществлении которого всегда выделяется теплота. Источниками теплоты на Кузнецкой ТЭЦ являются котлы, паропроводы, газоходы и пр. Между организмом человека и внешней средой происходит непрерывный процесс теплового обмена. При этом независимо от температуры окружающей среды, температура тела человека сохраняется постоянной на уровне 36,5–36,8 °С. Установлено, что пределы возможных температур, при которых организм человека сохраняет жизнеспособность, относительно невелики. Влажность воздуха оказывает значительное влияние на терморегуляцию организма. Повышенная влажность является неблагоприятным фактором не только в условиях жары, но и при пониженной температуре.

Подвижность воздуха усиливает теплоотдачу и скорость испарения с поверхности кожи человека. Все производственные помещения разделены на два класса. К первому классу отнесены помещения с незначительными избытками явного тепла (до  $23 \text{ Дж/м}^3 \cdot \text{с}$ ). Ко второму классу относятся помещения со значительными избытками тепла (более  $23 \text{ Дж/м}^3 \cdot \text{с}$ ). [8]

Сохранение на необходимом уровне параметров, характеризующих микроклимат, возможно путем осуществления кондиционирования или с большими допусками вентиляцией. Во избежание вредного воздействия веществ, выделяющихся в виде газов, паров или пыли, необходимо обеспечивать высокую герметизацию оборудования и устанавливать местные вытяжки. Содержание вредных веществ в воздухе не должно превышать предельно допустимые концентрации (ПДК). Чем опаснее вещество, тем меньше его ПДК в воздухе рабочей зоны. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны составляют такие значения, которые при ежедневной работе длительностью не более 8 часов в течение всего рабочего времени не вызывают у работающих заболеваний или отклонений в состоянии здоровья. Так ПДК окиси углерода –  $20 \text{ мг/м}^3$ , пыли углерода: нефтяной кокс –  $6 \text{ мг/м}^3$ , сероводород –  $10 \text{ мг/м}^3$  и другие.

Для защиты органов дыхания в аварийных ситуациях обслуживающий персонал обеспечивается респираторами, противогазами, кислородными изолирующими приборами и другими средствами индивидуальной защиты.

Плохое освещение рабочего места искажает получение информации; кроме того, плохое освещение действует негативно не только на зрение, но и в частности на весь организм человека. Неправильное освещение является также причиной разного травматизма: темные неосвещенные опасные зоны, яркие лампы и блики от них, резкие тени ухудшают или влияют на полную потерю ориентации персонала. При несоответствующим нормам освещении снижается качество труда и растет риск проведению недопустимых действий, поэтому освещенность должна соответствовать нормам и правилам и отраслевым

нормам. В помещениях щита управления должны соблюдаться следующие нормы искусственного освещения –200 лк.

На производстве пользуются двумя видами освещения – естественным и искусственным.

На щитах управления чаще всего применяется кондиционирование воздуха, т.к. создать естественную вентиляцию сложно, особенно если щит контроля находится внутри цеха и температура в помещении всегда высокая. Наличие вентиляции обязательно, т. к. при загрязненном воздухе, повышенной температуре окружающего воздуха падает работоспособность рабочего персонала, а это может привести к технологическим авариям и производственным травмам.

Техническая эксплуатация действующих электроустановок ТЭЦ, подстанций и сетей осуществляется электротехническим персоналом в соответствии с ведомственными.[9]

Электробезопасность – это система координационных и технических мероприятий и средств, предоставлять защиту персонала от воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества, опасных для жизни.

При воздействии электрического тока на человека может быть два вида поражений: электрические удары и электрические травмы.

Все помещения делятся по степени поражения людей электрическим током на три класса: без повышенной опасности, с повышенной опасностью, особо опасные.

Щит управления относится к помещению с повышенной опасностью, для предотвращения возможности поражения электрическим током можно рекомендовать следующие мероприятия:

- 1) Использовать только исправный инструмент.
- 2) С целью защиты от поражения электрическим током, корпуса приборов и инструментов должны быть заземлены;
- 3) Все работы по устранению неисправностей должен производить

квалифицированный персонал;

4) Необходимо постоянно следить за исправностью электропроводки.

Известно, что поражения или травмы от электрического тока происходят под воздействием высоких и низких напряжений. Большинство несчастных случаев происходит в электроустановках с которыми часто имеют дело люди без специальной подготовки. В системе электропитания. Поэтому защитные мероприятия от поражения электрическим током в данной электроустановке необходимо выполнить в полном объеме, с соблюдением всех требований. Однако опыт показывает, что при отсутствии в проектах детальных указаний по выполнению заземления приводит к тому, что их фактическое выполнение часто не отвечает требованиям действующих правил. Как следствие в эксплуатацию передается электроустановка, в которой существует повышенная опасность электротравматизма. Поэтому недооценка требований электробезопасности при выполнении проекта автоматизации недопустима.

## 7.2 Экологическая безопасность проекта

Для предотвращения увеличения вредных выбросов в окружающую среду необходимы значительные затраты средств для разработки и внедрения экономически приемлемых способов достижения поставленной задачи.

Как говорилось ранее, ТЭЦ воздействует негативно на окружающую среду путем выброса в атмосферу вредных веществ, которые образуются при сжигании топлива.

Таким образом, формируется большой объем окиси азота. Появление окиси азота растет с увеличением температуры факела и избытка воздуха в топке. Появившаяся окись азота в конвективных шахтах котла в некотором количестве окисляется до двуокиси азота. В атмосфере разбивается на окись азота и атмосферный кислород. Далее заново происходит процесс образования двуокиси азота. Это соединение является токсичным, но и оказывает негативное влияние на дыхательные пути человека. [10]

Количество оксидов азота, которые образуются при горении, зависит от степени распределения температур. Самый большой выход оксида азота появляется при горении топлива с высокой калорийностью. В водоеме окись азота почти не растворяется. Образование оксидов азота в процессе сжигания топлива качественно уменьшается при уменьшении температуры горения в топке.

Главным основным средством уменьшения загрязнения атмосферы вредными веществами от сжигания топлива, выбрасываемыми через дымовые трубы, является увеличение количества труб и их высоты.

При наибольшей высоте труб дымовые газы, унесенные в высокие слои атмосферы продолжают распространяться в них, в результате чего существенно снижается концентрация вредных примесей в приземном воздухе. Для уменьшения выбросов в атмосферу устанавливают золоулавливающие установки, в данном проекте расширение предусматривается установка электрофильтров которые имеют высокий КПД по улавливанию частиц золы КПД достигает до 99,8%. Установка таких электрофильтров является важным природоохранным мероприятием которые сократят выбросы в атмосферу.

На основании всего вышеизложенного можно сделать вывод о необходимости уменьшения выброса вредных примесей в атмосферу, т.к. последние оказывают наиболее решающее влияние на загрязнение атмосферы.

Выделяют несколько групп наиболее важных взаимодействий ТЭЦ с водной средой:

- водопотребление и водоиспользование, обуславливающие нарушение естественного баланса водной среды.
- осаждение на площадь тел твердых выбросов продуктов сгорания органических топлив из атмосферы, вызывающее изменение свойств воды.
- выпадение в виде твердых частиц и жидких растворов продуктов выбросов в атмосферу, таких как: кислот и кислотных остатков; металлов и разных соединений; канцерогенных веществ.

– выбросы на поверхность земли и воды продуктов горения твердых топлив (зола, шлаки), а также продуктов продувок.

– выброс на поверхность воды и суши жидких и твердых топлив при транспортировке, переработке, перегрузке.

– выброс тепла, из за которого может возникнуть: рост температуры в водоеме; временный рост температуры; изменение условий зимнего гидрологического режима; изменение условий паводков; изменение метеорологических явлений.

– изменение поверхности рельефа при сооружении разнородных энергетических объектов, потреблении ресурсов литосферы в том числе: вырубка лесов, изъятие из сельскохозяйственного использование земель, лугов; взаимодействие берегов с прудами.

Загрязнения суммарно воздействуют на естественный круговорот и балансы веществ между гидросферой, литосферой и атмосферой.

Приведенная группа разных влияний энергетического оборудования на гидросферу и литосферу условна, так как все перечисленные связи связаны друг с другом и каждое взаимодействие не может рассматриваться изолированно, что усложняет оценки.

Исходя из анализа разных схем связи энергетических объектов с окружающей средой следует, что основным фактором взаимодействия ТЭЦ с водной средой является потребление воды технической системой водоснабжения, в том числе невозполнимое потребление воды. Водный баланс ТЭЦ зависит от организации системы технического водоснабжения. Для системы гидрозолоудаления необходимо применять воду из системы охлаждения оборудования. На химводоочистку желательно отправлять циркуляционную вода после конденсаторов паровых турбин.

Основными видами выбросов электростанций, поступающих на поверхность гидросферы и литосферы, являются твердые компоненты, уносимые в атмосферу уходящими газами и оседающими на поверхность. Так же одним из загрязнений поверхности гидросферы и литосферы является

жидкое топливо, его компоненты и продукты его потребления и разложения.  
[11]

### 7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях на Кузнецкой ТЭЦ

Исходя из географических, климатических и экологических особенностей в районе возможны следующие стихийные бедствия, аварии и катастрофы, которые могут вызвать на Кузнецкой ТЭЦ чрезвычайные ситуации: массовые инфекционные заболевания, землетрясения, возникновение пожаров, аварии в системе теплоснабжения, при порыве труб сети отопления возможно затопление подвальных помещений, так же на объекте возможен террористический акт, стихийные бедствия.

Для предупреждения возникновения аварий на объекте Кузнецкая ТЭЦ, снижения масштабов последствий возможных чрезвычайных ситуаций, вызванных крупными авариями, катастрофами на соседних объектах, снижения последствий стихийных бедствий и ликвидации возникших чрезвычайных ситуаций, на объекте разрабатываются и осуществляются ряд предупредительных и профилактических мероприятий.

Это организационные мероприятия и инженерно–технические и профилактические мероприятия.

Организационные мероприятия: выполнение задач по предупреждению ЧС и подготовке персоналам к действиям при ЧС, обучение и поддержание органов управления к действиям при ЧС, поддержание в готовности системы связи и оповещения персонала станции, обеспечение персонала станции противогазами, разработка плана укрытия (защиты) персонала объекта на случай возникновения ЧС, подготовка сил и средств для проведения спасательных работ, определение безопасных районов эвакуации персонала со станции, создание и восполнения финансовых и материальных ресурсов для ликвидации возможных ЧС на станции.

Инженерно-технические и профилактические мероприятия: содержание в готовности к применению средств пожаротушения и умение ими пользоваться,

контроль за соблюдением на объекте мер пожарной безопасности, обеспечение постоянной готовности к работе запасных диспетчерских пунктов управления.

Исходя из анализа природно–климатических и техногенных условий расположения станции его территория и персонал могут попасть в зону следующих чрезвычайных ситуаций:

- 1) ЧС, связанные с разливом нефтепродуктов, (разгерметизация емкостей и трубопроводов с мазутом).
- 2) ЧС, связанные с авариями на опасных производственных объектах,(разгерметизация трубопроводов природного газа, взрыв котла, разрушение автоцистерны с аммиачной водой, пролив кислот).
- 3) ЧС, связанные с авариями на гидротехнических сооружениях (разрушение дамбы на золоотвале)
- 4) ЧС связанными с пожарами.
- 5) ЧС связанными с террористическими актами.
- 6) ЧС, связанными со стихийными природными явлениями, (ураганных ветров, низких температур, обильных снегопадов).

Последствия данных чрезвычайных ситуаций при определенных условиях способны нанести существенный ущерб и даже привести к жертвам среди персонала и посетителей.

В результате возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в районе и на объекте может возникнуть угроза потери оперативного управления и гибели персонала.

Однако, своевременно принятыми мерами, возможно, предотвратить возникновение ЧС или снизить масштабы ее последствий.

Рассмотрим наиболее типичную ЧС для региона такую как обильный снегопад.

При возникновении чрезвычайной ситуации вследствие снегопада, мороза или сильных метелей, руководитель станции исходя из сложившейся обстановки организуется проведение следующих мероприятий:

- 1) В течение 15 минут организуется проведение оповещения работников станции, формирования о возникновении чрезвычайной ситуации, собрать руководящий состав и поставить ему конкретные задачи.
- 2) Организовать круглосуточное дежурство руководящего состава.
- 3) В течение 20 минут уточнить план действий объекта по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций в мирное время
- 4) Организовать транспортное средство для перевозки персонала.

7.4 Требования по учету и расследованию несчастных случаев на производстве.

– Работник обязан знать и выполнять требования «Положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 24.10.2002 г. № 73.

– О каждом несчастном случае на производстве работник, который пострадал сам или явился очевидцем несчастного случая, обязан немедленно известить начальника смены.

– Запрещается изменять обстановку, в которой произошел несчастный случай, в ведение которых входит расследование несчастных случаев на производстве.

– Работники обязаны владеть приемами оказания пострадавшим первой (до врачебной) медицинской помощи.

– Работники, пострадавшие на производстве и очевидцы несчастного случая, обязаны давать устные и письменные объяснения и пояснения обстоятельств и причин несчастного случая руководителю предприятия и председателю комиссии по расследованию данного несчастного случая.

– Все несчастные случаи на производстве должны быть зарегистрированы в журнале учета несчастных случаев на производстве в установленном руководителем предприятия порядке.

## **Заключение**

В результате выполненной работы был проведен анализ по расширению Кузнецкой ТЭЦ новым главным корпусом в состав, которого входит основное такое оборудование как три паротурбинные установки типа Т-110/120-13.0, для обеспечения их работы необходимо установить четыре паровых котла марки Е-500-13,8-560КБТ, а так же один водогрейный котел марки КВТК-

100–150. В результате расширения ликвидируется дефицит тепловой мощности в зоне действия ТЭЦ; обеспечить экономию топлива за счет установки высокоэкономичного, экологически чистого оборудования, демонтажа устаревшего оборудования ТЭЦ и вывода из работы неэкономичных и неэффективных котельных снизить затраты на эксплуатацию энергоисточников и охрану окружающей среды.

Таким образом, в результате проведенного анализа по расширению новый главный корпус будет иметь КПД по отпуску тепла 88,4%, так же был определен КПД по отпуску электрической энергии который составил 40%. Для проведения анализа эффективности работы нового главного корпуса необходимо привести удельный расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии который составляет в максимально холодный период 161,76 кг/Гкалл, на выработку тепловой энергии, 306 г/кВт·ч на выработку электрической энергии соответственно. Для уменьшения вредных выбросов в атмосферу предлагается установить электрофильтры которые имеют КПД 99,8% по улавливанию частиц золы, что приведет к минимальным платам денежных средств за выброс вредных веществ.

В результате расширения электрическая мощность в городе будет увеличена на 2340000 МВт в год, в результате производства тепловой и электрической энергии будет использоваться 784000 тон условного топлива этот показатель показывает, что топливо будет использоваться достаточно эффективно, а чистый доход станции от продажи тепловой и электрической энергии составит 3,3 миллиарда рублей, что позволит окупить капитальные вложения в расширяемую часть станции за 2,87 года что достаточно быстро.

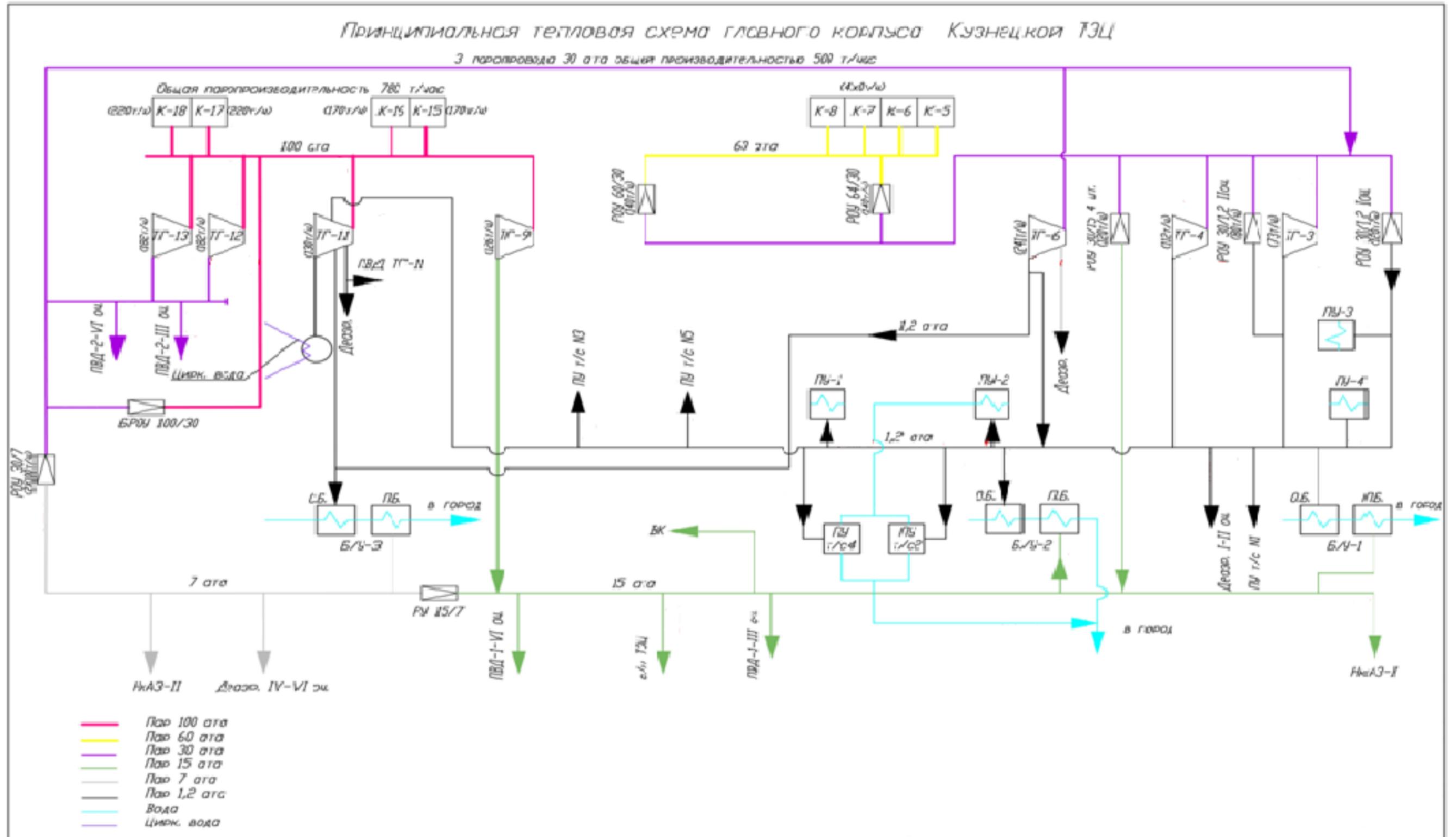
Таким образом, проект расширения позволит Кузнецкой ТЭЦ, повысить электрическую мощность на 360 МВт, учитывая, что часть оборудования старого главного корпуса остается в работе то электрическая мощность всей станции составит 438 МВт, а тепловая мощность составит 1610 Гкалл/ч.



## Список используемых источников

1. В.Я. Рыжкин. Тепловые электрические станции. М: Энергия, 1976.
2. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник. / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Е.Я. Соколов. Промышленные тепловые электростанции: М: Энергия, 1979.
4. В.Я. Гиршфельд, Г.Н. Морозов. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
5. БЕЛНИПИЭНЕРГОПРОМ Исследование параметров тепловых схем ПГУ с целью выбора наиболее эффективных для реконструкции ТЭЦ энергосистемы. Минск, 1997.
6. Газотурбинные установки: Справочное пособие. / Под ред. Л.В. Арсеньева, В.Г. Тырышкина. –Л: Машиностроение, 1978.
7. Коршунова Л.А. Управление и организация производства: учеб. пособие / Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 189 с.
8. СНиП 41–01–2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
9. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации изд. 15–е. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996. - 160 с.
11. Методическое пособие по курсу “Охрана природы” для студентов специальности 10.05 – “ТЭС”/ В.А.Золоторёва, Н.Б.Карницкий, В.А.Чиж.- Мн.:БГПА,1990г

**Приложение А.  
(Обязательное)  
Принципиальная тепловая схема Кузнецкой ТЭЦ**



**Приложение Б  
(Обязательное)**

**Основные показатели Кузнецкой ТЭЦ за 2014-2015 год**

Таблица Б1 – Характеристика и марка турбин

Турбина	Станционный номер	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/час.
Турбина паровая.	03	P-12-3,4/0,1	КТЗ	12.2008	12	41
Турбина паровая.	04	P-12-3,5/0,5м	КТЗ	12.1993	12	60
Турбина паровая.	06	ПТР-30-2,9/0,6	ЛМЗ	12.2000	30	130
Турбина паровая.	09	P-12-9,0/1,8м	КТЗ	03.1996	10	81
Турбина паровая.	11	T-20-9,0	БПСЗ	07.1954	20	85
Турбина паровая.	12	P-12-8,8/3,1м-1	КТЗ	21.12.2006	12	
Турбина паровая.	13	P-12-9,0/3,1м	КТЗ	27.11.2003	12	

Таблица Б2 – Характеристика и марка котлоагрегатов

Котел	Станционный номер	Тип (марка) котла	Количество шт	Производительность т/час	Год ввода	Завод изготовитель
Котел паровой.	05-08	Лопулько	4	80	1947/ 1948	ф. "Комбейшн-инженеринг и К" США
Котел паровой.	15, 16	ТП-170	2	190	1954	ТКЗ
Котел паровой.	17, 18	БКЗ-220-100ф	2	250	1966/ 1969	БКЗ
Котел водогрейный.	ВК1, ВК2	КВТК-100-150	2	100 Гкал/ч	1989/ 1990	БКЗ
Котел паровой.	ПКЗ, ПК4	Е-160-1,4-250 КБТ	2	160	1999/ 2003	БКЗ

Таблица Б3–Характеристика и марка генераторов

Генератор	Стационарный номер	Тип (марка)	Напряж., кВ	Мощность, МВт	Год ввода	Завод изготовитель
Турбогенератор.	03	Т-12-2УЗ	6,3	12	2008	АО"Привод"
Турбогенератор.	04	Т-12-2УЗ	10,5	12	1993	АО"Привод"
Турбогенератор.	06	ТФП-36-2УЗ	6,3	36	2000	Эл.сила
Турбогенератор.	09	Т-12-2УЗ	10,5	12	1996	АО"Привод"
Турбогенератор.	11	ТВС-30	10,5	30	1973	АО"Привод"
Турбогенератор.	12	ТАП-12-2 КУЗ	10,5	12	2006	Эл.сила
Турбогенератор.	13	ТАП-12-2/6,3 УЗ	6,3	12	2003	Эл.сила

Таблица Б4 – Фактическое состояние турбоагрегатов на 2016 год

Наименование оборудования	Первоначальная стоимость ОС, тыс. руб.	Амортизация на конец отчетного года, тыс. руб.	Степень износа ОС, %
1 ТА 03 Р-12-3,4/0,1	107 226	25 018	23
2 ТА 04 Р-12-3,5/0,5м	39 792	31 899	80
3 ТА 06 ПТР-30-2,9/0,6	71 494	39 713	56
4 ТА 09 Р-12-9,0/1,8м	39 794	30 372	76
5 ТА 11 Т-20-9,0	61 678	61 676	100
6 ТА 12 Р-12-8,8/3,1м-1	97 218	32 405	33
7 ТА 13 Р-12-9,0/3,1м	59 152	26 285	44

Таблица Б5–Фактическое состояние генераторов на 2016 год

Наименование оборудования	Первоначальная стоимость ОС, тыс. руб.	Амортизация на конец отчетного года, тыс. руб.	Степень износа ОС, %
1 ТГ 03 Т-12-2УЗ	45 954	10 725	23
2 ТГ 04 Т-12-2УЗ	17 053	13 674	80
3 ТГ 06 ТФП-36-2УЗ	30 642	17 018	56
4 ТГ 09 Т-12-2УЗ	17 053	13 015	76
5 ТГ 11 ТВС-30	26 434	26 437	100
6 ТГ 12 ТАП-12-2 КУЗ	41 664	13 886	33
7 ТГ 13 ТАП-12-2/6,3УЗ	25 352	11 265	44

Таблица Б6—Фактическое состояние котлоагрегатов на 2016 год

Наименование оборудования	Первоначальная стоимость ОС, тыс. руб.	Амортизация на конец отчетного года, тыс. руб.	Степень износа ОС, %
1 КП 05 Лопулько	29849	29849	100
2 КП 06 Лопулько	29847	29847	100
3 КП 07 Лопулько	29847	29847	100
4 КП 08 Лопулько	29848	29848	100
5 КП 15 ТП-170	69624	69624	100
6 КП 16 ТП-170	70368	70368	100
7 КП 17 БКЗ-220-100ф	94553	94553	100
8 КП 18 БКЗ-220-100ф	94415	87086	92

Таблица Б7—Фактическое состояние водогрейных и паровых котлоагрегатов теплоснабжения на 2016 год

Наименование оборудования	Первоначальная стоимость ОС, тыс. руб.	Амортизация на конец отчетного года, тыс. руб.	Степень износа ОС, %
1 KB 01 KBTK-100-150	45528	45528	100
2 KB 02 KBTK-100-150	39842	36472	92
3 КТ 03 Е-160-1.4-250 КБТ	275656	160672	58
4 КТ 04 Е-160-1.4-250 КБТ	258155	204938	79

Таблица Б8 –Фактическое состояние трансформаторов

Наименование оборудования	Первоначальная стоимость ОС, тыс. руб.	Амортизация на конец отчетного года, тыс. руб.	Степень износа ОС, %
1 Т-1-63 TRP 63000-123	11787	10422	88
2 Т-2-63 TRP 63000-123	12841	11461	89
3 Т-3-32 ОАР	5295	5295	100
4 Т-5-63 ТДТН 63000/110	12842	12843	100
5 Т-6-40 ТДТГН 40500/110/57	2934	2934	100

Таблица Б9 –Коэффициент эффективности использования установленной мощности по Кузнецкой ТЭЦ за 2015 год

2014 год		2015 год	
Среднегодовая рабочая мощность, МВт.	Коэффициент эффективности, %	Среднегодовая рабочая мощность, МВт.	Коэффициент эффективности, %
79,2	73,3	80,8	74,8

Таблица Б10—Сравнение уровня производства электроэнергии с предыдущим  
годом.

Выработка электр. энерги и Тыс. кВт	2014 г факт	2015 г			
		план	факт	% от плана	% от прошлого года
Январь	74850	78819	78819	100,0	106,6
Февраль	69182	54061	69051	127,71	100,5
Март	67999	69659	69658	100,0	101,7
Апрель	54995	42129	56109	133,22	101,48
Май	25048	29542	26591	90,0	101,69
Июнь	16211	20991	13859	66,1	85,49
Июль	18000	20938	16719	79,79	92,91
Август	18729	16479	17049	103,52	91,1
Сентябрь	31021	29739	37441	125,91	120,69
Октябрь	60241	45508	65152	143,09	108,09
Ноябрь	69431	62971	66061	104,89	95,09
Декабрь	79347	78789	70639	89,7	89,1
Год	585561	549633	587141	106,79	100,27

Таблица Б11—Сравнение уровня производства тепла с предыдущим годом.

Месяц	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал					
	2014 г факт	2015 г план	2015 г факт	% от плана	% от прошл ого года	в т.ч. отработанны м паром 2015 г.
Январь	326,18	282,492	282,389	100,0	86,58	191,929
Февраль	331,47	316,921	316,921	100,0	95,61	219,681
Март	247,512	256,730	254,409	99,1	102,80	193,991
Апрель	182,812	180,539	192,941	106,91	105,57	163,621
Май	93,321	108,551	94,059	86,71	100,85	74,731
Июнь	56,812	46,021	61,679	134,1	108,63	28,229
Июль	54,733	51,800	58,319	112,61	106,58	37,591
Август	56,034	59,236	59,171	99,9	105,60	38,809
Сентябрь	110,612	85,667	114,200	133,29	103,29	83,321
Октябрь	208,000	180,469	197,033	109,21	94,73	152,209
Ноябрь	269,318	249,501	265,581	106,51	98,62	173,631
Декабрь	313,900	345,100	264,371	76,59	84,22	182,769
Год	2250,445	2 162,921	2 161,175	99,91	96,12	1540,500

Таблица Б12 – Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии

Месяц	Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии: факт 2015 г		Снижение(-), увеличение(+) удельного расхода.	
	тыс. кВт ч.	%	От уровня прошлого года, %	От норматива, %
Январь	5159	6,49	0,07	-0,02
Февраль	4511	6,5	-0,1	0
Март	4289	6,2	-0,3	-0,02
Апрель	3861	6,9	-0,41	-0,03
Май	2579	9,7	-0,1	-0,02
Июнь	1500	10,8	-3,54	-0,01
Июль	1911	11,4	-1,29	-0,01
Август	1891	11,1	-3,7	-0,02
Сентябрь	3449	9,2	0,11	-0,02
Октябрь	4261	6,5	-0,05	-0,03
Ноябрь	4419	6,7	0,31	-0,03
Декабрь	4711	6,7	0,21	-0,03
Год	42 517	7,3	-0,29	-0,02

Таблица Б13 – Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку тепла

Месяц	Расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск теплоэнергии: факт 2015 г		Снижение(-), увеличение(+) удельного расхода, кВт ч/Гкал	
	тыс. кВт ч.	кВт ч/Гкал	от уровня прошлого года	от норматива
Январь	14511	45,51	-0,3	-0,04
Февраль	12499	49,19	-2,29	-0,03
Март	13312	46,90	3,01	-0,03
Апрель	10298	53,61	-0,79	-0,03
Май	5951	63,29	-8,21	-0,05
Июнь	3859	62,61	-9,81	-0,06
Июль	4081	69,89	-2,39	-0,07
Август	4290	72,50	8,11	-0,09
Сентябрь	6540	57,18	-1,11	-0,09
Октябрь	9910	50,31	0,2	-0,19
Ноябрь	11998	45,21	-1,0	-0,13
Декабрь	12498	47,29	2,0	-0,16
Год	109636	50,73	0,05	-0,1

Таблица Б14– Удельный расход топлива на выработку электроэнергии за 2015 год

Месяц	Расход топлива на отпуск электроэнергии, тут факт 2015 г.		снижение(-), увеличение(+) удельного расхода, г/кВт ч	
			от уровня прошлого года	от норматива
	<u>т.у.т</u>	г/кВт ч		
Январь	21123	348,86	3,39	-0,1
Февраль	18324	334,29	1,6	-0,09
Март	18281	332,09	1,81	-0,41
Апрель	15341	346,69	9,19	-0,1
Май	5998	353,41	-1,1	-0,1
Июнь	3100	344,51	-38,41	-0,2
Июль	3653	346,89	-31,1	-0,02
Август	3785	334,69	-101,81	-0,1
Сентябрь	10501	378,69	13,1	0,01
Октябрь	16774	340,01	9,61	-0,1
Ноябрь	17892	352,79	16,09	-0,1
Декабрь	18432	343,01	4,51	-0,1
Год	150165	345,22	1,83	-0,1

Таблица Б15 – Удельный расход топлива на выработку тепла за 2015 год

Месяц	Расход топлива на отпуск теплоэнергии, тут факт 2015 г.		снижение(-), увеличение(+) удельного расхода, кг/Гкал	
			от уровня прошлого года	от норматива
	<u>т.у.т</u>	кг/Гкал		
Январь	53321	167,91	0,9	0,0
Февраль	46898	166,31	3,6	0
Март	39654	155,59	-9,2	-0,1
Апрель	30481	157,5	0,11	0
Май	15212	161,39	-33	0,
Июнь	12211	197,51	0,1	-0,1
Июль	10741	180,81	-8,69	0
Август	10532	180,19	-2,3	-0,02
Сентябрь	20739	181,81	12,2	-0,1
Октябрь	32531	164,59	6,91	0,
Ноябрь	42312	159,59	-1,09	0
Декабрь	42542	160,3	-2,89	0

Приложение В  
(Обязательное)

Принципиальная схема паротурбинной установки Т-110/120 – 13,0

