

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

Институт: Электронного обучения  
 Специальность: 140101 Тепловые электрические станции  
 Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЭЦ СХК С ЗАМЕНОЙ ТУРБОАГРЕГАТА ВКТ-100 СТ. №13**

УДК 621.311.22.002.5:621.165-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<b>3-6302</b>	<b>ЧЕРНИКОВ Артем Евгеньевич</b>		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ассистент кафедры АТЭС</b>	<b>Мартышев В. Н.</b>	-		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>доцент кафедры менеджмента</b>	<b>А.А. Фигурко</b>	<b>к.э.н., доцент</b>		

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>Старший преподаватель кафедры автоматизации технологических процессов</b>	<b>Ю.К. Агрошенко</b>	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ассистент кафедры АТЭС</b>	<b>Мартышев В.Н.</b>	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**

**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Электронного образования

Специальность подготовки **140101 Тепловые электрические станции**

Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой АТЭС ЭНИИ

\_\_\_\_\_ А.С. Матвеев

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**Дипломного проекта**

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
<b>3-6302</b>	<b>Черников Артем Евгеньевич</b>

Тема работы:

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЭЦ СХК С ЗАМЕНОЙ ТУРБОАГРЕГАТА ВКТ-100 СТ. №13**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

**№2892/С от 10.04.2016**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**1 июня 2016 года**

## ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект проектирования - теплофикационная турбина ВКТ-100 ст. №13 ТЭЦ Северского химического комбината.</p> <p>Режим работы - непрерывный.</p> <p>Климатические условия - г.Северск.</p> <p>Топливо – газ, каменный уголь.</p> <p>Параметры острого пара:</p> <p>давление – 8,8 МПа</p> <p>температура - 535 °С</p> <p>Исходные данные:</p> <p>- характеристики оборудования и перспективные графики нагрузки ТЭЦ СХК;</p> <p>- материалы научно-технической и технической литературы.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение.</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Оборудование ТЭЦ СХК.</li><li>2. Техничко-экономическое обоснование установки турбины.</li><li>3. Описание турбины Тп-100/110-8,8</li><li>4. Расчет тепловой схемы паротурбинной установки на характерные нагрузки.</li><li>5. Выбор оборудования.</li><li>6. Расчет паропровода острого пара.</li><li>7. Автоматизация уровня конденсата в конденсаторе.</li><li>8. Раздел социальной ответственности.</li><li>9. Раздел финансового менеджмента.</li></ol> <p>Заключение.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ.</li><li>2. Полная тепловая схема паротурбинной установки.</li><li>3. Схема автоматики .</li><li>4. Компоновка оборудования машинного зала в месте установки турбоагрегата - 2л.</li><li>5. Трассировка паропровода острого пара.</li></ol>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
1. Финансовый менеджмент	<b>А.А. Фигурко, доцент кафедры менеджмента</b>
2. Автоматизация уровня конденсата в конденсаторе	<b>Ю.К. Атрошенко, ст. преподаватель кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов</b>
3. Социальная ответственность	<b>А.А. Сечин, доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	<b>1 марта 2016 года</b>
---	--------------------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент кафедры АТЭС	Мартышев Владимир Николаевич	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-6302	Черников Артем Евгеньевич		

## РЕФЕРАТ

Дипломная работа 80 с., 3 рисунка, 27 таблиц, 1 график, 40 источников, 5 приложений, бл. графического материала.

Турбина ТП-100/110-8,8, турбинное оборудование, тепловая схема, ТЭЦ СХК, автоматическое регулирование, реконструкция, тепловая мощность, конденсатор, уровень конденсата, электрическая мощность.

Объектом исследования является турбина ТП-100/110-8,8 и целесообразность её установки.

Цель работы – увеличить тепловую и электрическую мощность Северской ТЭЦ, путем установки турбины ТП-100/110-8,8.

В процессе работы проводилось технико-экономическое обоснование установки турбины, расчёт тепловой схемы, расчёт паропровода острого пара, рассмотрены вопросы автоматизации уровня конденсата в конденсаторе, а также вопросы охраны труда и техники безопасности. В результате работы был сделан вывод о целесообразности установки турбины.

Достигнутые технико-эксплуатационные показатели: увеличение электрической и тепловой мощности станции. Покрыт дефицит тепловой мощности с увеличением отопительной нагрузки. Эффективность турбоустановки определяется экономией твердого топлива.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2007 и представлена на CD диске (в конверте на обороте обложки).

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						5
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Содержание

Введение.....	9
1 Оборудование ТЭЦ СХК.....	10
2 Техничко-экономическое обоснование замены турбинного оборудования.....	14
3 Описание турбины Тп-100/110-8,8.....	17
3.1 Краткая характеристика режимов работы турбоустановки.....	17
3.2 Система маслоснабжения.....	21
3.3 Системы автоматического регулирования и защиты.....	23
3.4 Конденсационная установка.....	31
3.5 Регенеративная установка.....	34
3.6 Установка для подогрева сетевой воды.....	36
4 Расчет тепловой схемы паротурбинной установки на характерные нагрузки.....	37
4.1 Расчет тепловой схемы на номинальный режим.....	37
4.2 Расчет тепловой схемы при максимальной тепловой нагрузке.....	37
4.3 Расчет тепловой схемы при $Q_T=0,5Q^{\max}$ .....	37
4.4 Расчет тепловой схемы при конденсационном режиме.....	37
5 Выбор вспомогательного оборудования.....	38
6 Расчет паропровода острого пара.....	44
6.1 Гидравлический расчет.....	44
6.2 Механический расчет.....	47

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

6.3 Расчет изоляции трубопровода.....	48
6.4 Расчет удлинений трубопровода.....	49
6.5 Расчет самокомпенсации.....	51
7 Автоматизация уровня конденсата в конденсаторе.....	53
8 Раздел социальной ответственности .....	55
8.1 Техника безопасности.....	55
8.1.1 Механические травмы.....	56
8.2 Производственная санитария.....	57
8.2.1 Организация рациональных условий жизнедеятельности.....	57
8.2.2 Освещение рабочих мест и производственных помещений.....	59
8.2.3 Вибрация и шум.....	60
8.3 Пожаробезопасность.....	61
8.3.1 Предотвращение пожаров и взрывов.....	61
8.3.2 Пожарная защита и взрывозащита.....	61
8.4 Влияние на окружающую среду энергетического производства.....	62
8.5 Чрезвычайные ситуации.....	65
9 Раздел финансового менеджмента.....	67
Заключение .....	76
Список использованных источников.....	77
Приложение А ПТС турбины ТП-100/110-8,8	
Приложение Б График температурных нагрузок турбины ТП-100/110-8,8	

Приложение В Процесс расширения пара в турбине ТП-100/110-8,8

Приложение Г Расчетные схемы турбины ТП-100/110-8,8

Приложение Д Заказная спецификация приборов и средств автоматизации

Приложение Е Таблицы к пояснительной записке

Приложение Ж Расчет тепловой схемы паротурбинной установки на характерные нагрузки.

Графический материал:

ФЮРА.311111.002 ТЗ

ФЮРА.311111.003 ТЗ

ФЮРА.421000.004 С2

ФЮРА.311111.005 ГП

ФЮРА.311111.006 ГП

ФЮРА.311310.007 ВО

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8



## Введение

Северская ТЭЦ входит в состав Сибирского химического комбината, и является одним из источников тепло- и электроснабжения г. Северска. Дальнейшее строительство жилья, рост промышленного производства невозможен без опережающего развития энергетики. Основное оборудование ТЭЦ эксплуатируется более 50 лет и имеет износ 66-100 %. В настоящее время становится весьма актуальной задача по реконструкции оборудования, для продления сроков его службы, повышения надежности и экономичности. Это же диктует и все увеличивающаяся конкуренция на рынке электроэнергии.

Тепловая электростанция является основным объектом, влияющим на экологию города. Поэтому любая реконструкция (техническое перевооружение) должно рассматриваться не только как повышение надежности и экономичности выработки энергии, но и с точки зрения снижения экологической нагрузки на окружающую среду.

Таким образом, реконструкция оборудования, при ограниченных средствах позволяет продлить ресурс, существенно повысить надежность работы оборудования и его экономичность.

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1 Оборудование ТЭЦ СХК

Установленная мощность ТЭЦ СХК составляет 714 Мвт.

Расчетные тепловые нагрузки ТЭЦ в это время составляли:

-отопление и вентиляция - 575 Гкал/час;

-горячее водоснабжение - 60 Гкал/час;

-теплоснабжение промышленных объектов - 391 Гкал/час;

пароснабжение промышленных объектов

-на пар 13 кгс/см<sup>2</sup> -198 т/час;

-на пар 20 кгс/см<sup>2</sup> -259 т/час;

График тепловых сетей города – (150- 70)°С, промышленных объектов-(170-110/80) °С для второй северной магистрали и (150-70)°С для первой северной магистрали. Схема горячего водоснабжения для городских потребителей – открытая, для промышленных – закрытая.

На ТЭЦ установлено 21 котельный агрегат и 13 турбоагрегатов.

Перечень и характеристика основного оборудования.

Перечень и характеристика котлов в Приложении Е, табл. 1.1

Перечень и характеристика турбин в Приложении Е табл. 1.2

Перечень и характеристика питательно-деаэрационных установок в Приложении Е табл. 1.3

На ТЭЦ действует теплофикационная установка в составе двух бойлерных групп.

- бойлерная группа № 1 для теплоснабжения города;

- бойлерная группа № 2 для теплоснабжения промышленных объектов.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

В состав бойлерных групп № 1,2 входят также теплофикационные установки переведенные на работу с теплофикационными отборами пара турбин станции № 11,12,14 типа КТ-100-90.

Перечень и характеристики установленных на ТЭЦ БРОУ, РОУ, РУ в Приложении Е табл. 1.4

Перечень и характеристики теплофикационных установок в Приложении Е табл. 1.5

Перечень и характеристики оборудования подпитки котлов в Приложении Е табл. 1.6

Расчетная производительность установки подпитки теплосети 1800т/час, котлов – 550т/час.

В качестве золоуловительных устройств установлены:

- на котлах станции №1-9 – электрофильтры типа ДГП-35-3(кпд=90-96%),
- на котлах станции №10-11 – многоводные каплеуловители с трубами венчури (кпд=97-98%),
- на котлах станции №12,13,15-19 – центробежные спдубберы МП ВТН с трубами венчури (кпд=95-98%),
- на котлах станции №14 - центробежные спдубберы МП ВТН (88-91%).

Котлы станции №1-3,4-6,7-9 подключены к дымовым трубам №№1,2,3 высотой 100м и диаметром устья 5,1м.

Котлы станции №10-14,15-19 подключены к дымовым трубам №№4,5 высотой 100м и диаметром устья 6м.

Шлакоудаление на котлах станции №1-19 отдельное, гидравлическое, с возвратом осветленной воды. Транспортировка шлаковой пульпы на шлакоотвал осуществляется аппаратами Москалькова, установленными в котельном цехе, а

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

золовой пульпы на золоотвал багерными насосами, установленными в 2-х отдельно стоящих багерных насосных. На котлах станции №20-21 предусматривается совместное гидравлическое шлакоудаление с возвратом осветленной воды. Для удаления шлаковой пульпы предусматривается отдельно стоящая багерная насосная.

Перечень и характеристика оборудования шлакоудаления в Приложении Е табл. 1.7

Расход шлаковой пульпы от котлов станции №1-9, №10-19 составляет по 1260 м<sup>3</sup>/час, в том числе- 670т/час золовой. Расход шлакозоловой пульпы от котлов станции №20,21 составляет 350 м<sup>3</sup>/час.

Главный корпус ТЭЦ выполнен в металле по типу сомкнутой компоновки со следующими пролетами:

- машинное отделение – 7,5 м
- деаэрационная этажерка – 28 м
- бункерная этажерка – 9,5 м
- котельное отделение -27 м
- помещение золоуловителей – 22 м (котельная № 1)
- дымососное отделение – 8 м (котельная № 2)

Котельная № 2 (котлы № 10-21) имеет общее помещение золоуловителей дымососов пролетом 17 м.

Котельное отделение сооружено с разрывом 112,5м между котлами 9 и 10, шаг колонн 6,5м , оперативная отметка обслуживания 8 м.

На ТЭЦ установлено 13 турбоагрегатов, которые подключены к шинам ОРУ-110кВ через двухобмоточные трансформаторы. Выдача мощности осуществляется по 13 линиям 110кВ и по одной линии 220кВ.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

ОРУ-110кВ выполнено с двумя рабочими и третьей обходной системой шин с двухрядным расположением выключателей. Для ограничения токов короткого замыкания рабочие системы шин разделены на две секции с уставной секционного реактора -110кВ. На секциях установлены отдельные обходные и шиносоединительные выключатели. Тип установленных масляных выключателей –МКП-110М на ток отключения 30кА. Напряжение собственного расхода ТЭЦ 3000В и 380В переменного и 220В постоянного тока.

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

## 2 Технико-экономическое обоснование замены турбинного оборудования

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3 Описание турбины Тп-100/110-8,8

#### 3.1 Краткая характеристика режимов работы турбоустановки

3.1.1 Паровая теплофикационная турбина Тп-100/110-8,8 с регулируемыми отборами пара: двумя отопительными, производственным (ограниченным) и предназначена для привода электрического генератора с частотой вращения ротора  $50 \text{ с}^{-1}$  (3000 об/мин), отпуска теплоты для отопления, горячего водоснабжения и пара для производства.

3.1.2 Данное Руководство составлена применительно к проектной схеме турбоустановки с генератором ТФ-110-2, для работы турбины с поперечными связями.

3.1.3 Основные расчетные показатели турбины приведены в Приложение Е табл. 3.1.

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

3.1.5 Максимальная мощность турбины достигается на конденсационном режиме при отсутствии нерегулируемых отборов пара сверх отборов на регенерацию.

3.1.6 Отопительные отборы пара (нижний и верхний) организованы за 23 и 21 ступенями турбины и предназначены для ступенчатого подогрева сетевой воды в подогревателях сетевой воды ПСГ-1 и ПСГ-2. Максимальная температура подогрева сетевой воды при двухступенчатом подогреве примерно  $125^{\circ}\text{C}$  (с учетом недогрева в подогревателях сетевой воды). Диапазон регулируемого давления в отборах указан в Приложении Е, таблице 3.1.

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

При двухступенчатом подогреве сетевой воды поддерживается заданная температура сетевой воды за ПСГ-2 с помощью регулирующей диафрагмы НД. При одноступенчатом подогреве сетевой воды одним нижним отопительным отбором температура сетевой воды поддерживается за ПСГ-1 этой же регулирующей диафрагмой НД.

3.1.7 Номинальным является режим работы турбины при номинальной мощности, номинальной отопительной нагрузке, номинальных параметрах свежего пара, номинальном расходе охлаждающей воды и расчетной температуре ее на входе в конденсатор, полностью включенной регенерации и количестве воды, подогреваемой в ПВД, равном 100% расхода пара на турбину, при работе турбоустановки по схеме УТЗ с двухступенчатым подогревом сетевой воды, при давлении в отборе на ПСГ-2, равном 0,088 МПа (0,9 кгс/см<sup>2</sup>), температуре обратной сетевой воды 50,8°С

3.1.8 Подогрев питательной воды осуществляется в регенеративной установке. Расчетная температура питательной воды на номинальном режиме указана в Приложении Е таблице 1. Данные по регенеративным отборам пара на номинальном режиме приведены в Приложении Е таблице 3.4 подраздела 3.5 "Регенеративная установка".

3.1.9 Турбина имеет производственный отбор за девятой ступенью (давление в отборе указано в Приложении Е, таблице 3.1).

Давление пара в коллекторе производственного отбора поддерживается регулирующим клапаном защитнорегулирующего клапана (ЗРК), установленным на трубопроводе отбора.

Допускается параллельная работа производственного отбора с другими источниками пара (турбина, РОУ) на общий коллектор.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18



При наличии производственного отбора электрическая и отопительная нагрузки меньше номинальной.

3.1.10 Минимальный пропуск пара в конденсатор на всех режимах должен быть примерно 7 т/ч. для поддержания допустимого теплового состояния выхлопной части турбины.

3.1.11 Расход пара в конденсатор на всех режимах работы турбины не должен превышать 340 т/ч.

3.1.12 Турбина может работать с полным и частичным обводом ПВД по питательной воде при сохранении номинального расхода свежего пара с соответствующим повышением отопительной нагрузки при двухступенчатом подогреве сетевой воды.

3.1.13 Отбор пара на деаэратор 0,59 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>) осуществляется из отбора пара на ПВД №4. Допускается параллельная работа этого отбора с другими источниками пара (турбина, РОУ) на общий коллектор.

3.1.14. Предусмотрено устройство ускоренного расхолаживания турбины воздухом с помощью эжектора расхолаживания.

3.1.15 Турбина обеспечивает длительную устойчивую работу с расходом пара от 30 до 100% номинального.

Турбина обеспечивает устойчивую работу с мощностью от 30 до 10% номинальной (нагрузка собственных нужд). Длительность такой работы не более 40 минут.

Турбина допускает:

1) до 1600 пусков за весь срок службы, в том числе не более 100 пусков из холодного состояния;

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

2) до 250 в год глубоких плановых разгрузок в диапазоне допустимых нагрузок.

3) изменение нагрузки от установившегося режима на 25% от номинальной мощности со скоростью до 3% номинальной мощности в минуту.

4) скорость набора тепловой нагрузки не менее 3% от номинальной нагрузки в минуту.

Если после сброса нагрузки регулирующие клапаны были закрыты не более 10 секунд, турбина допускает восстановление до исходной нагрузки или любого другого ее значения в пределах 30-100% номинальной мощности со скоростью не менее 3% номинальной мощности в секунду. Количество таких режимов не более двух в год.

3.1.16 Турбина может работать на холостом ходу после сброса нагрузки в течение 15 минут при полностью открытой регулирующей

диафрагме при условии охлаждения конденсатора циркуляционной водой, пропускаемой через основные и встроенный пучок.

Возможность увеличения длительности работы на холостом ходу определяется допустимой величиной относительного теплового удлинения ротора, вибрационным состоянием турбины, температурой выхлопного патрубка, которая не должна превышать 120°C.

Турбина допускает работу в режиме холостого хода после пуска турбины для проведения испытаний генератора не более 20 часов.

Суммарная продолжительность работы турбины в режиме холостого хода в течение года не должна превышать 50 часов.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

## 3.2 Система маслоснабжения

3.2.1 Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом

систему регулирования при давлении 1,37 МПа (14кгс/см<sup>2</sup>) и систему смазки подшипников при давлении после маслоохладителей на уровне оси турбины 69-78кПа (0,7- 0,8кгс/см<sup>2</sup>).

Система маслоснабжения турбины может работать на турбинном масле Т-22 ГОСТ32 или Тп-22 с присадками ГОСТ9972, или Тп-22С.

3.2.2 Центробежный главный (силовой) масляный насос, приводимый в действие непосредственно от вала турбины, подает масло в систему регулирования, а также к двум последовательно включенным инжекторам.

Инжектор первой ступени (главный инжектор) подает масло из бака к всасывающему патрубку главного масляного насоса, создавая необходимый для его работы подпор 29кПа (0,3кгс/см<sup>2</sup>), и в камеру инжектора второй ступени (инжектора смазки). Инжектор смазки подает масло через маслоохладители в систему смазки турбины и генератора.

3.2.3 В период пуска турбоагрегата подача масла производится пусковым масляным электронасосом. Этот насос при монтаже и ревизиях используется для испытания гидравлической плотности системы маслоснабжения давлением 2,36МПа (24кгс/см<sup>2</sup>). При использовании насоса в качестве пускового давление масла за ним поддерживается равным 1,08-1,18МПа (11-12кгс/см<sup>2</sup>). Насос приводится в действие электродвигателем переменного тока.

3.2.4 Резервный насос обеспечивает маслом подшипники при останове турбоагрегата и при аварийном падении давления за главным масляным насосом. Аварийный насос включается при аварийном падении давления смазки, если оно не восстановилось резервным насосом. Резервный и аварийный насосы подают

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

масло в систему смазки через маслоохладители. При аварийном падении давления оба насоса включаются автоматически.

Резервный насос приводится в действие электродвигателем переменного тока, аварийный насос - электродвигателем постоянного тока, питаемым аккумуляторной батареей станции.

3.2.5 Масляный бак имеет рабочую емкость  $26\text{м}^3$ . В баке установлены фильтры, которые можно вынимать для чистки во время работы турбины. Бак снабжен дистанционным указателем уровня масла, который подает сигналы на щит при минимальном и максимальном уровне масла в баке, а также в случае загрязнения фильтров.

3.2.6 Для охлаждения масла в масляный бак встроены бмаслоохладителей. Для чистки возможно отключение каждого из маслоохладителей как по охлаждающей воде, так и по маслу. Чистку можно производить при любой нагрузке турбины и при температуре охлаждающей воды не более  $33^{\circ}\text{C}$ .

Давление масла перед маслоохладителями  $0,118\text{МПа}$  ( $1,2\text{кгс}/\text{см}^2$ ). Давление воды в маслоохладителях может превышать давление масла не более, чем на  $0,024\text{МПа}$  ( $0,25\text{кгс}/\text{см}$ ).

Характеристика маслоохладителя приведена в Приложении Е таблице 3.2.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

### 3.3 Системы автоматического регулирования и защиты

3.3.1 Электрогидравлическая система автоматического регулирования (ЭГСР) поддерживает в заданных пределах в зависимости от режима работы турбины:

- 1) частоту вращения ротора турбоагрегата;
- 2) электрическую нагрузку (мощность) турбоагрегата;
- 3) давление пара производственного отбора;
- 4) температуру сетевой воды за одной из ступеней подогрева сетевой воды или разность температур прямой и обратной сетевой воды при работе ПСГ совместно с пиковым котлом или пиковым бойлером;
- 5) тепловую нагрузку (за счет обвода ПВД по питательной воде).

3.3.2 ЭГСР состоит из гидравлической части (ГЧСР) и электрической части (ЭЧСР) системы регулирования.

3.3.3 ГЧСР выполнена с гидравлическими передаточными связями. Она включает в себя блок регулирования, (регулятор частоты вращения, синхронизатор, ограничитель мощности, промежуточные элементы гидравлического усиления), сервомоторы ЧВД, ЧНД, сервомотор регулирующего клапана защитно-регулирующего клапана (ЗРК) производственного отбора пара.

Гидравлическими выполнены элементы защиты турбины: золотники автомата безопасности, автозатворы стопорного клапана турбины и защитного клапана ЗРК, блок предохранительных регуляторов.

3.3.4 ЭЧСР турбины включает в себя микропроцессорную систему управления (МСУ), аппаратуру управления, датчики, задатчики, а также дополнительные механизмы типа МЭО (механизм электрический однооборотный).

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

3.3.5 МСУ построена на микропроцессорных регулирующих контроллерах.

Для автоматического регулирования МСУ содержит:

- 1) турбинный регулятор мощности (ТРМ);
- 2) регулятор отопительного отбора (РОО);
- 3) регулятор производственного отбора (РПО);

3.3.6 Блок регулирования включает в себя основные элементы регулятора частоты вращения, синхронизатор и ограничитель мощности.

3.3.7 Регулятор частоты вращения гидродинамического типа поддерживает частоту вращения ротора турбины с неравномерностью  $(4,5 \pm 0,5)\%$ . Нечувствительность регулирования частоты вращения во всем диапазоне нагрузок должна составлять не более  $0,3\%$  номинальной частоты вращения.

Датчиком регулятора частоты вращения является импеллер (центробежный насос Н9). Регулятор частоты вращения воздействует на сервомоторы ЧВД и ЧНД через промежуточные элементы гидравлического усиления.

3.3.8 Синхронизатор и механизм электрический однооборотный (МЭО) образуют механизм управления турбиной (МУТ), который используется:

- 1) для изменения частоты вращения ротора на холостом ходу турбины при синхронизации генератора от  $46,7$  до  $53,3 \text{ с}^{-1}$  (от 2800 до 3200 об/мин);
- 2) для изменения нагрузки генератора при параллельной работе с другими генераторами в электрическую сеть;
- 3) для поддержания нормальной частоты электрического тока в сети при

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

одиночной работе генератора;

Кроме этого, при пуске турбины МУТ производятся следующие операции:

- 1) подготовка к работе золотников автомата безопасности;
- 2) открытие стопорного клапана;
- 3) открытие регулирующих клапанов.
- 4) открытие регулирующей диафрагмы.
- 5) подготовка к открытию ЗРК

Время перемещения МУТ от положения, соответствующего расходу пара при холостом ходе, до положения при номинальном расходе пара составляет не более 40 секунд.

При дистанционном управлении МУТ конечные выключатели, находящиеся в его МЭО, отключают электродвигатель МЭО вблизи Механических упоров. При автоматическом управлении МУТ конечный выключатель МЭО отключает регулятор мощности или отбора при положении клапанов ЧВД в районе холостого хода.

3.3.9 Ограничитель мощности предназначен для ограничения открытия регулирующих клапанов ЧВД в случае необходимости. Ограничитель мощности действует односторонне, не препятствуя закрытию регулирующих клапанов при повышении частоты вращения и при снижении нагрузки. Перемещение ограничителя мощности осуществляется вручную с помощью маховика, находящегося на переднем подшипнике.

3.3.10 Сервомотор ЧВД перемещает регулирующие клапаны ЧВД по импульсу регулятора частоты вращения, или по импульсу других регуляторов через МУТ.

Для уменьшения нечувствительности предусмотрено расхаживание регулирующих клапанов при полном их открытии за счет специальной профилировки кулаков.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

Сервомотор ЧНД перемещает поворотное кольцо регулирующей диафрагмы НД.

При работе турбины с регулируемыми отборами пара сервомотор ЧНД управляется по электрической линии электронным регулятором через исполнительный механизм МЭО, установленный на сервомоторе.

При работе турбины на режимах без регулируемых отборов пара МЭО находятся в нулевом положении, поршень сервомотора находится на верхнем упоре, регулирующая диафрагма полностью открыта независимо от нагрузки турбины.

На МЭО сервомоторов можно воздействовать с помощью кнопок пультов ручного дистанционного управления, а также по месту с помощью кнопочного поста управления или маховиком МЭО.

3.3.11 ТРМ при работе турбины с поперечными связями может поддерживать электрическую нагрузку турбины с точностью  $\pm 1,3$  %номинальной. Регулятор воспринимает импульсы по электрической мощности турбогенератора и воздействует на МУТ.

ТРМ можно включать на всех режимах, кроме режима теплового графика, когда мощность турбины определяется тепловой нагрузкой. На режимах работы по электрическому графику с отборами пара включение ТРМ обеспечивает поддержание электрической мощности турбоагрегата при изменении тепловой нагрузки.

3.3.12 РОО на режиме электрического графика с отопительными отборами поддерживает температуру прямой сетевой воды за ПСГ-1 или за ПСГ-2, либо нагрев сетевой воды в ПСГ-1 или в обоих подогревателях сетевой воды, либо максимально допустимую температуру сетевой воды при ее повышении до предельного значения. Регулятор воздействует через МЭО на сервомотор ЧНД.

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26



При работе турбины по тепловому графику РОО поддерживает температуру сетевой воды за ПСГ-2 или ее нагрев в ПСГ-1 и ПСГ-2 воздействуя через МЭО на МУТ.

Точность поддержания температуры сетевой воды, и ее нагрева  $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ . При исчерпании возможности турбины по тепловой нагрузке, т.е. при полном расходе пара на турбину, наличии производственного отбора и минимальном расходе пара в конденсатор РОО может поддерживать температуру прямой сетевой воды воздействием на клапан, который установлен на обводе ПВД по питательной воде.

В РОО введены ограничения по ходу сервомоторов ЧВД и ЧНД, а также по температуре питательной воды за ПВД.

3.3.13 При мгновенном сбросе электрической нагрузки с генератора система автоматического регулирования турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора величиной менее уровня настройки автомата безопасности.

3.3.14 Для предотвращения поступления пара в турбину при несвоевременном закрытии или неплотности регулирующих клапанов ЦВД предусмотрен стопорный клапан, снабженный автоматическим затвором.

Стопорный и регулирующие клапаны при срабатывании защит закрываются за время не более 0,5 секунды.

3.3.15 Предусмотрена система защиты, предотвращающая развитие аварии. Эта система воздействует на органы управления оборудованием с одновременной подачей сигнала. Воздействие защиты может привести к:

- отключению турбины;
- отключению части оборудования;
- включению резервного оборудования;
- изменению режима работы турбоустановки или отдельных ее узлов.

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

3.3.16 РПО поддерживает давление пара за ЗРК на линии отбора. Регулятор через МЭО воздействует на регулирующий клапан ЗРК. В регулятор вводятся ограничительные импульсы по расходу пара в отбор и по перепаду давления на регулирующий клапан. Регулятор поддерживает давление за клапаном с точностью 29,4 кПа (0,3 кгс/см ).

3.3.17 Предусмотрены системы автоматического регулирования, обеспечивающие поддержание или изменение в определенных пределах:

- 1) давления пара в коллекторе концевых уплотнений турбины;
- 2) давления пара перед эжекторами;
- 3) уровня конденсата в сборнике конденсата конденсатора с неравномерностью не более 500 мм. Эта же система включает рециркуляцию конденсата при малых расходах пара в конденсатор;
- 4) уровня конденсата греющего пара в ПВД и ПНД № 2 и № 3;
- 5) уровня конденсата греющего пара в сборнике конденсата ПСГ-1 и ПСГ-2 с неравномерностью не более 400 мм.

3.3.18 Автомат безопасности защищает турбину от недопустимого повышения частоты вращения ротора в случае неисправности системы регулирования. Он имеет два бойка которые настраиваются на срабатывание при частоте вращения, превышающей номинальную на 11 -12 %. При срабатывании бойки воздействуют на золотники автомата безопасности (ЗАБ), что вызывает закрытие стопорного клапана, регулирующих клапанов ЧВД, регулирующей диафрагмы, защитного клапана ЗРК. Повторное открытие стопорного клапана возможно при снижении частоты вращения ротора до 50- 50,8 с<sup>-1</sup>(3000 - 3050 об/мин). После закрытия стопорного клапана подается импульс на закрытие всех обратных клапанов типа КОС на отборах пара и всех электроздвижек на отборах пара, ГПЗ их байпаса.

Конструкция элементов защиты обеспечивает возможность отдельного испытания бойков автомата безопасности на холостом ходу и отдельного расхажи-

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

вания бойков автомата безопасности, его золотников и стопорного клапана на часть хода при работе турбины под нагрузкой.

3.3.19 Гидравлическая система защиты камер отборов турбины (ГСЗО) предназначена для защиты камер отопительных отборов от аварийного повышения давления в них. Она включает в себя блок предохранительных регуляторов (БПР) необходимые трубопроводы, предохранительный клапан пропускной способностью пара, равной его расходу на холостом ходу турбины. Предохранительный клапан предназначен для защиты отбора от повышения давления пара в случае сброса электрической и тепловой нагрузки и недостаточной плотности регулирующих и стопорного клапана.

БПР включает в себя два предохранительных регулятора и устройство взвешивания и опробования.

Устройство опробования позволяет поочередно испытывать работоспособность каждого регулятора БПР в отдельности на работающей-турбине. БПР вступает в работу при повышении давления в отборе до 216 кПа (2,2 кгс/см<sup>2</sup>). Под воздействием импульса от первого регулятора (РП1) этого блока начинается перемещение поршня сервомотора ЧВД и закрытие регулирующих клапанов ЧВД от того положения, в котором они находились в это время. Если продолжается аварийное повышение давления, то при давлении 294 кПа (3,0 кгс/см ) вступает в работу второй регулятор (РП2). При этом давлении под воздействием импульса РП1 закроется стопорный клапан, если по какой-то причине клапаны не закрылись, то при том же давлении стопорный и регулирующие клапаны закроются под воздействием импульса от РП2.

При давлении 245 кПа (2,5 кгс/см ) срабатывает предохранительный клапан отопительного отбора.

Закрытие регулирующих клапанов может прекратиться при любом их положении, когда повышение давления в отборе закончилось в пределах 216-274 кПа

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

(2,2-2,8 кгс/см<sup>2</sup>). Возможно, это произойдет при почти полном закрытии клапанов, т.е. при нагрузке близкой к нулю.

Если причина, вызвавшая аварийное повышение давления, устранена до закрытия стопорного клапана, БПР возвратит регулирующие клапаны в исходное положение, т.е. восстановит первоначальный режим работы.

3.3.20 Имеются электронные защиты, при срабатывании которых турбина останавливается.

Защиты через электромагнитный выключатель воздействуют на золотники автомата безопасности, благодаря чему обеспечивается закрытие тех же элементов, что и при срабатывании автомата безопасности.

3.3.21 Турбина снабжена атмосферными клапанами-диафрагмами, установленными на выхлопной части турбины. Клапаны открываются при повышении давления в выхлопном патрубке турбины до 118 кПа (1,2 кгс/см<sup>2</sup>).

3.3.22 Кроме аварийных защит, предусмотрены автоматические защиты:

1) для включения в работу резервного конденсатного насоса конденсатора, ПСГ-1 при исчезновении питания двигателя работающего насоса или падении давления за работающим насосом, или при повышении уровня конденсата в их сборниках конденсата;

2) для совместного отключения по питательной воде и пару ПВД № 4 и № 5 с одновременным включением обводной линии и подачей сигнала при аварийном повышении уровня конденсата в паровом пространстве хотя бы одного из подогревателей;

3) для группового отключения ПСГ-1 и ПСГ-2 при повышении уровня конденсата греющего пара в сборнике или в корпусе ПСГ-1 и отключения только ПСГ-2 при повышении уровня конденсата в его сборнике или корпусе;

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

4) для прекращения подачи химически очищенной воды в конденсатор в случае недопустимого повышения уровня в сборнике конденсата.

3.3.23 Обратные клапаны типа КОС, установленные на трубопроводах отборов пара из турбины, предотвращают разгон ротора турбины обратными потоками пара.

КОС снабжен пружинным приводом для принудительного закрытия. Привод удерживается во взведенном состоянии фиксатором, управляемым соленоидом. При закрытии стопорного клапана и отключении генератора от сети соленоид освобождает фиксатор, привод срабатывает, закрывая обратный клапан.

Обратный поток пара из коллектора производственного отбора предотвращается защитным клапаном ЗРК.

### **3.4 Конденсационная установка**

3.4.1 Конденсационная установка в пределах схемы, разрабатываемой УТЗ, включает в себя конденсатор, воздухоудаляющее устройство, конденсатные насосы, эжекторы циркуляционной системы, эжектор расхолаживания, водяные фильтры и трубопроводы с арматурой.

3.4.2 Основные расчетные данные конденсатора К 3100 приведены в Приложении Е таблице 3.3.

3.4.3 Конденсатор предназначен для конденсации поступающего из турбины пара, создания разрежения в ее выхлопном патрубке, сохранения и первичной деаэрации основного конденсата, а при условиях работы турбины на режиме теплового графика - для подогрева сетевой или подпиточной воды во встроенном пучке.

Конденсатор рассчитан для работы в системах оборотного и прямоточного водоснабжения на пресной охлаждающей воде.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

Конденсатор состоит из корпуса и трех трубных пучков - двух основных и одного встроенного. Крышки водяных камер съемные, крышки основных пучков имеют лазовые люки.

В сборнике конденсата предусмотрено автоматическое регулирование уровня конденсата, а также контроль его уровня.

Имеется возможность поочередного отключения трубных пучков по охлаждающей воде для чистки.

В конструкции конденсатора может быть предусмотрено пароприемное устройство для редуцированного охлажденного пара, сбрасываемого из котла через БРОУ при пуске, останове или аварийном сбросе нагрузки на турбину, установленную по блочной схеме, за исключением режимов, когда охлаждающая вода подается только во встроенный пучок конденсатора.

3.4.4 Воздухоудаляющее устройство, состоящее из двух основных и однопускового эжектора, обеспечивает нормальный процесс теплообмена в конденсаторе и в других теплообменных аппаратах, находящихся под разрежением. Один из основных эжекторов является резервным.

Основные технические данные эжекторов приведены в Приложении Е таблице 3.4

Основные эжекторы по водяной стороне рассчитаны на работу при полном давлении конденсатных насосов. По основному конденсату эжекторы соединены параллельно. Один из основных эжекторов обычно находится в резерве. Он должен быть включен по конденсату и всегда готов к работе.

Конденсат из охладителей первой и второй ступени эжекторов ; сливается через гидрозатворы в конденсатор, из охладителей третьей | ступени - в атмосферный сборник дренажей.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

Пусковой эжектор предназначен для быстрого набора вакуума при пуске турбины.

3.4.5 Циркуляционная охлаждающая вода кроме конденсатора подается в маслоохладители турбины и газоохладители генератора. Ее дополнительный расход на эти аппараты равен соответственно 180 и 300т/ч.

3.4.6 Водяные самоочищающиеся, фильтры очищают охлаждающую воду, поступающую в маслоохладители турбины и газоохладители (воздухоохладители) генератора.

3.4.7 Эжекторы циркуляционной системы пароструйные одноступенчатые без охладителей.

Эжекторы циркуляционной системы предназначены для создания и поддержания сифона в водяном пространстве конденсатора в системах прямооточного водоснабжения и для запуска циркуляционных насосов в системах обратного водоснабжения, если насосы установлены выше уровня закачиваемой воды, а также для удаления воздуха из верхних точек водяных камер конденсатора по мере его скопления во время работы турбоагрегата. На эжекторы подается такой же пар, как и на пусковой и основной эжекторы.

3.4.8 Для срыва вакуума в конденсаторе предусмотрена управляемая со щита электродвижка.

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

### 3.5 Регенеративная установка

3.5.1 Регенеративный подогрев основного конденсата происходит последовательно в охладителях основных эжекторов, охладителе эжектора уплотнений, в сальниковом подогревателе, в подогревателях низкого давления (ПНД), в деаэраторе, в подогревателях высокого давления (ПВД).

3.5.2 ПНД подогревают основной конденсат перед подачей его в деаэратор. ПНД могут пропускать весь конденсат, откачиваемый конденсатными насосами с полным давлением, создаваемым ими, а также конденсат греющего пара подогревателей сетевой воды, а также химически обессоленную деаэрированную воду для восполнения потерь.

Расход пара на ПНД на номинальном режиме работы турбины указан в таблице данного подраздела.

Конденсат греющего пара ПНД№1 сливается в ПСГ-2.

Конденсат греющего пара ПНД№3 сливается в ПНД№2. Из ПНД№2 конденсат откачивается сливным насосом в линию основного конденсата. Предусмотрен резервный слив из ПНД№3 в расширитель конденсатора. Уровень конденсата в ПНД№2 и 3 поддерживается электронными регуляторами с регулирующими клапанами.

3.5.3 ПВД подогревают питательную воду перед подачей ее в котел. Через ПВД может пропускаться питательная вода в количестве до 105% расхода пара на турбину на имеющемся режиме работы турбины. Слив конденсата греющего пара из ПВД каскадный в деаэратор. На режимах работы турбины с давлением в отборе на ПВД№4 недостаточном для слива конденсата греющего пара в деаэратор, слив конденсата из ПВД№4 автоматически переключается на слив в расширитель конденсатора, а слив конденсата из ПВД№5 остается в деаэратор.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34



ПВД рассчитаны по водяной стороне на работу при полном давлении питательных насосов. Предусмотрено автоматическое регулирование уровня и контроль уровня конденсата в корпусе ПВД.

ПВД снабжены быстродействующей системой групповой автоматической защиты, которая при недопустимом повышении уровня конденсата в корпусе любого из подогревателей дает импульс на Срабатывание исполнительных устройств в том числе на отключение всей группы подогревателей по пару и питательной воде, направляя питательную воду по байпасу.

3.5.4 Эжектор уплотнений отсасывает паровоздушную смесь из камер концевых уплотнений турбины и от штоков регулирующих клапанов и использует теплоту этой смеси для подогрева основного конденсата. Охладители паровоздушной смеси по водяной стороне соединены параллельно и рассчитаны на пропуск основного конденсата с полным давлением конденсатных насосов. Конденсат из охладителей эжектора сливается через гидрозатвор в атмосферный сборник дренажей.

3.5.5 Сальниковый подогреватель отсасывает пар из промежуточных камер концевых уплотнений турбины и использует теплоту этого пара для подогрева основного конденсата.

В качестве сальникового подогревателя используется подогреватель низкого давления поверхностного типа. Конденсат греющего пара из подогревателя сливается через гидрозатвор в сборник конденсата конденсатора. Сальниковый подогреватель по водяной стороне рассчитан на работу при полном давлении конденсатных насосов и на полный расход основного конденсата.

3.5.6 Максимальная рециркуляция из линии основного конденсата в конденсатор составляет 220 т/ч и определяется минимально необходимым количеством конденсата для обеспечения нормальной работы эжектора уплотнений.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

3.5.7 Данные по регенеративным отборам на номинальном режиме приведены в Приложении Е, таблице 3.5.

### 3.6 Установка для подогрева сетевой воды

Основные расчетные данные подогревателей сетевой воды ПСГ-1 и ПСГ-2 приведены в Приложении Е, таблице 3.6.

Сетевые насосы первой ступени подают обратную сетевую воду в ПСГ-1, затем в ПСГ-2, если он включен. Далее прямая сетевая вода идет во всасывающую линию сетевых насосов второй ступени, которые направляют ее в теплофикационную сеть (или в пиковый котел).

Конденсатные насосы ПСГ-1 и установленный у ПСГ-1 сливной насос ПНД № 1, а также конденсатный насос ПСГ-2 откачивают конденсат из сборников конденсата ПСГ и подают его в линию основного конденсата соответственно перед ПНД №2 и ПНД №3.

У ПСГ-1 установлено два конденсатных насоса производительностью по 320 м<sup>3</sup>/ч. Один из насосов является резервным. Он должен быть постоянно залит водой и готов к пуску.

У ПСГ-2 установлен один конденсатный насос производительностью 320м<sup>3</sup>/ч.

					<b>ФЮРА.311017.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

#### 4 Расчет тепловой схемы паротурбинной установки на характерные нагрузки

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

## 5 Выбор вспомогательного оборудования паротурбинной установки

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6 Расчет паропровода острого пара

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

**7 Автоматизация уровня конденсата в конденсаторе.**

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

**8 Раздел социальной ответственности.**

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

## 9 Раздел финансового менеджмента

Технико-экономические расчеты проводятся с целью определения капитальных затрат на расширение станции и срока окупаемости.

### Анализ капиталовложений по установке нового турбоагрегата Тп-100/110-8,8.

Значения основных показателей по данным предприятия приведены в Приложении Е таблице 9.1.

Технико-экономические показатели ТЭЦ СХК в Приложении Е, таблица 9.1

Годовую выработку электроэнергии ТЭЦ за год можно определить как:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 24 \cdot \delta_{\text{м}} \cdot N_{\text{н}} \cdot M_{\text{к}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (9.1)$$

где  $M_{\text{к}}$  – количество дней в году;

$\delta_{\text{м}}$  – коэффициент использования установленной мощности.

Число часов использования установленной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 24 \cdot 0,6 \cdot 110 \cdot 365 = 578160 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$h_{\text{у}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{N_{\text{н}}} = \frac{578160}{110} = 5256 \text{ ч}. \quad (9.2)$$

### Определение годовых эксплуатационных расходов:

Годовые эксплуатационные расходы делятся на следующие элементы:

1. Топливо;
2. Амортизация;
3. Заработная плата;
4. Прочие расходы.

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67



В понятие «прочих расходов» входят затраты на вспомогательные материалы, текущий ремонт, услуги своих вспомогательных производств, общестанционные расходы и др.

Полная величина годовых расходов определяется как сумма перечисленных затрат:

$$И = И_T + И_{ам} + И_{з.пл} + И_{проч} \quad (9.3)$$

### Топливо:

Годовые затраты на топливо определяются:

$$И_T = B \cdot \frac{7000}{Q_H^P} \cdot (Ц_T + Ц_{тр.т}) \cdot \left(1 + \frac{\lambda_{пот}}{100}\right) \quad (9.4)$$

где  $B$  – годовой расход топлива.

$$B = 2,9 \cdot h_p + 0,345 \cdot \mathcal{E}_{год} + 0,0175 \cdot D_{год}^{от} \quad (9.5)$$

где  $h_p = 8200$  час – календарное число часов работы турбины в год;

$D_{год}^{от}$  – годовое потребление пара из отборов турбины, т/год;

$Ц_T$  – преysкурantная стоимость топлива;

$Ц_{тр.т}$  – затраты на транспортировку одной тонны натурального топлива;

$$Ц_{тр.т} = 240 \text{ руб/тн.т.}$$

$\lambda_{пот}$  – процент потерь топлива при перевозке железнодорожным

транспортом, выгрузке вагонов хранения и т. д.  $\lambda_{пот} = 1,2\%$ .

Годовой расход пара турбины Тп-100/110-8,8 при номинальном режиме на отопительную нагрузку составит:

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$D_{\text{ГОД}}^{\text{от}} = D_{\text{макс}}^{\text{от}} \cdot h_{\text{макс}}^{\text{от}} \quad (9.6)$$

$$D_{\text{ГОД}}^{\text{от}} = 320 \cdot 3600 = 1152000 \text{ т/ГОД.}$$

$$B = 2,9 \cdot 8200 + 0,345 \cdot 578160 + 0,0175 \cdot 1152000 = 243405,2 \text{ т.у.т}$$

Годовой расход топлива на отпуск тепла:

$$B_{\text{т}} = 0,0925 \cdot D_{\text{ГОД}}^{\text{от}} = 0,0925 \cdot 1152000 = 106560 \text{ т. у.т} \quad (9.7)$$

Годовой отпуск тепла рассчитаем по формуле:

$$Q_{\text{ГОД}} = D_{\text{ГОД}}^{\text{от}} \cdot \Delta i = 1152000 \cdot 0,55 = 633600 \frac{\text{Гкал}}{\text{год}} \quad (9.8)$$

Годовые затраты на топливо:

$$I_m = 243405,2 \cdot \frac{7000}{6020} \cdot 845 + 240 \cdot \left(1 + \frac{1,2}{100}\right) = 310,77 \cdot 10^6 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (9.9)$$

### Амортизация:

Норма амортизации приближенно может быть найдена по формуле:

$$\bar{I}_{\text{ам}} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot h_y \quad (9.10)$$

где  $h_y$  – число часов использования установленной мощности станции.

$$K_{\text{ту}} = 700 \text{ млн.руб.}$$

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

$$\bar{I}_{\text{ам}} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 5266 = 0,0384$$

Величина амортизационных отчислений составит:

$$I_{\text{ам}} = \bar{I}_{\text{ам}} \cdot K_{\text{ст}}; \quad (9.11)$$

$$I_{\text{ам}} = 0,0384 \cdot 700 \cdot 10^6 = 26,88 \cdot 10^6 \frac{\text{млн.руб}}{\text{год}}.$$

**Заработная плата эксплуатационного персонала:**

Затраты по заработной плате могут быть определены как произведение штатного коэффициента удельного Фонда заработной платы и мощности станции.

$$k_{\text{шт}} = 1,11 \frac{\text{чел}}{\text{МВт}}; \quad (9.12)$$

Средняя заработанная плата 1 человека 12000 руб.

$$I_{\text{зпл}} = 1,11 \cdot 110 \cdot 120000 = 1,5 \cdot 10^6 \frac{\text{руб}}{\text{год}}. \quad (9.13)$$

**Расходы на ремонт:**

$$I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot K_{\text{ту}} \quad (9.14)$$

$$I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot 700 \cdot 10^6 = 14 \cdot 10^6 \text{млн.руб}$$

**Прочие расходы:**

$$I_{\text{проч}} = 0,05 \cdot (I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зар}} + I_{\text{рем}}) \quad (9.15)$$

$$I_{\text{проч}} = 0,05 \cdot (310,77 + 26,88 + 1,5 + 12) \cdot 10^6 = 17,6 \cdot 10^6 \text{руб.}$$

Суммарные годовые издержки:

$$I = I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зпл}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{пр}} \quad (9.16)$$

$$I = 310,77 + 26,88 + 1,5 + 12 + 17,6 = 368,7 \cdot 10^6 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Эксплуатационные затраты турбины Тп-100/110-8,8 в Приложении Е, таблица 9.2

### Определение прибыли и рентабельности:

Рентабельность утверждается в двух видах:

1. Общая рентабельность - отношение суммы балансовой прибыли к среднегодовой стоимости основных производственных фондов и нормируемых оборотных средств;

2. Расчетная рентабельность - отношение балансовой прибыли, уменьшенной на сумму платы за фонды и процентов за банковский кредит к стоимости основных фондов и оборотных средств;

Эффективность деятельности предприятия оценивается по величине дохода  $D$ , который определяется как сумма чистой прибыли  $Pr_{ч}$  и амортизационных отчислений  $I_{ам}$ .

$$D = Pr_{ч} + I_{ам}, \frac{\text{руб.}}{\text{год}} \quad (9.17)$$

Источником формирования чистой прибыли является балансовая прибыль  $Pr_{б}$ , представляющая собой сумму прибыли от реализации продукции (работ, услуг): основных фондов, иного имущества предприятия и доходов от внереализованных операций, уменьшенных на сумму расходов по этим операциям. Прибыль от реализации продукции определяется как разница между выручкой от реализации продукции и затратами на производство и реализацию, включаемыми в себестоимость продукции (в себестоимость включаются платежи по % за кредит банков и отчисления на социальные нужды);

$$Pr_{б} = Pr_{реал} - I^{\Sigma} + 0,26 \cdot I_{з.пл} + B_{кред.}, \frac{\text{руб.}}{\text{год}} \quad (9.18)$$

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Выработка электроэнергии с учетом затрат на собственные нужды:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = k_{\text{сн}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}} = 0,90 \cdot 578160 = 520344 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$k_{\text{сн}}$  – коэффициент учитывающий затраты энергии на собственные нужды.

Прибыль от реализации электроэнергии:

$$\text{Пр}_{\text{реал}} = \text{Ц}_{\mathcal{E}} \cdot \mathcal{E}_{\text{отп}} = 0,8 \cdot 520344 \cdot 10^3 = 416,3 \cdot 10^6 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (9.19)$$

Прибыль от реализации тепловой энергии:

$$\text{Пр}_{\text{тепло}} = \text{Ц}_{\text{Т}} \cdot Q_{\text{отп}} = 250 \cdot 633600 = 158,4 \cdot 10^6 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (9.20)$$

Всего: 548,4 млн.руб

Сумму нормируемых оборотных средств Н.О.С. принимаем равной сумме затрат по топливу за месяц эксплуатации:

$$\text{Н.О.С} = \frac{И_{\text{Т}}}{12} = \frac{310,77}{12} = 25,9 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (9.21)$$

В сумму годовых издержек производства добавляем выплату процентов за банковский кредит, приняв ее равной 0,5% от стоимости основных фондов и нормируемых оборотных средств:

$$B_{\text{кред}} = \frac{0,5}{100} \cdot (K_{\text{ст}} + \text{Н.О.С}) = 0,005 \cdot (700 + 25,9) = 3,6 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (9.22)$$

$$\text{Пр}_{\text{б}} = 548,4 - (368,7 + 0,26 \cdot 1,5 + 3,1) = 176,21 \cdot 10^6 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (9.18)$$

Чистая прибыль  $\text{Пр}_{\text{ч}}$  представляет собой разность между балансовой

прибылью и уплаченными налогами:

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$Pr_{\text{ч}} = Pr_{\text{б}} - H, \frac{\text{млн.руб.}}{\text{год}} \quad (9.23)$$

где  $H$  – налог на прибыль – 24%;

$$H = \frac{24}{100} \cdot Pr_{\text{б}} = 0,24 \cdot 176,21 = 42,29 \cdot 10^6 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (9.24)$$

$$Pr_{\text{ч}} = 176,21 - 42,29 = 133,92 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (9.23)$$

Балансовая и чистая рентабельность производства найдем как отношение соответствующей прибыли к стоимости основных фондов и нормируемых оборотных средств НОС.

$$R_{\text{б}} = \frac{Pr_{\text{б}}}{K_{\text{см}} + \text{НОС}} \cdot 100\% = \frac{176,21}{700 + 25,9} \cdot 100\% = 25\%, \quad (9.25)$$

$$R_{\text{ч}} = \frac{Pr_{\text{ч}}}{K_{\text{см}} + \text{НОС}} \cdot 100\% = \frac{133,92}{700 + 25,9} \cdot 100\% = 18\%, \quad (9.26)$$

Срок окупаемости составит:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{Pr_{\text{год}}} = \frac{700}{133,92} = 5,2 \text{ года} \quad (9.27)$$

### Показатели тепловой экономичности станции:

Отпуск тепла:

$$Q_{\text{год}}^{\text{пл}} = 633600 \cdot 0,97 = 614592 \frac{\text{Гкал}}{\text{год}} \quad (9.28)$$

где 0,97 – к.п.д. тепловых сетей.

Удельный расход топлива на отпущенное тепло

					ФЮРА.311017.001 ПЗ	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{\text{год}}} = \frac{106560 \cdot 10^3}{614592} = 173 \frac{\text{кг.у.т.}}{\text{Гкал}} \quad (9.29)$$

КПД ТЭЦ по отпуску тепла определим по формуле:

$$\eta = \frac{10^6}{b_T \cdot 7000} \cdot 100\% = \frac{10^6}{173 \cdot 7000} = 83\% \quad (9.30)$$

Удельный расход топлива на выработанный 1 кВт·ч:

$$b_{\text{выр}}^{\text{пл}} = \frac{B_{\text{т.э}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}} = \frac{136845 \cdot 10^3}{520344} = 262 \frac{\text{г.у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \quad (9.31)$$

К.П.Д. ТЭЦ по отпуску электроэнергии определим по формуле:

$$\eta_{\mathcal{E}}^{\text{пл}} = \frac{123}{b_H} \cdot 100\% = \frac{123}{262} \cdot 100\% = 47\% \quad (9.32)$$

Технико-экономические показатели турбины в Приложении Е,

таблица 9.3

Срок окупаемости капитальных вложений в Приложении Е,

таблица 9.4

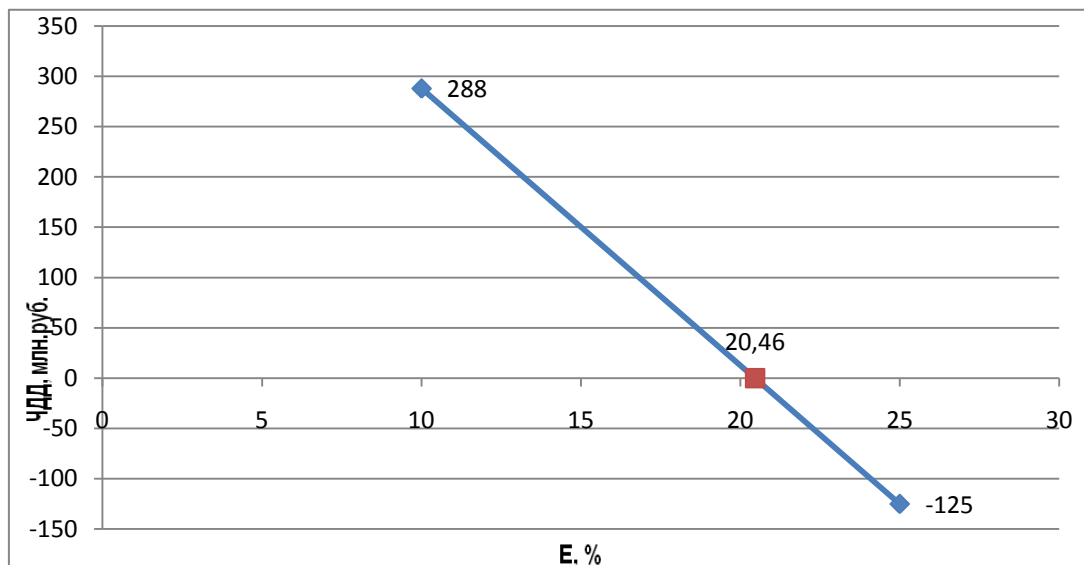
Внутренняя норма доходности - это процентная ставка при которой накопленный чисто дисконтированный доход равен нулю.

Ранее проведенный расчет по ставке дисконтирования равной 10%, показал что НДП=288 мл.руб., так как данное число больше нуля, то новая ставка дисконтирования должна быть больше.

Расчет при ставке дисконтирования 25%, показал что НДП= -125 мл.руб.

Используя формулу аппроксимации, получим следующее:

Рисунок 9.1- График зависимость ЧДД от нормы дисконта



На графике - 9.1 внутренняя норма доходности - это точка при котором ЧДД =0, равная 20,46%.

Вывод: По результатам расчета представляется возможным сделать вывод о том, что проект характеризуется сравнительно малым сроком окупаемости в пять лет (мировой опыт свидетельствует о том, что сроки окупаемости проектов в электроэнергетике составляют в среднем семь лет).

При условии, что тариф на э/э принимается равным 0,8 руб./кВт·ч и стоимость.