

**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

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ПУСКОВОЙ СХЕМЫ БЛОКА К-215-130 ТОМЬ-УСИНСКОЙ ГРЭС**

УДК 621.182.002.5:621.311.22-048.35.001.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6302	КОЛУПАЕВ Евгений Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	Н.Н.Галашов	к.т.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов	Ю.К.Атрошенко			

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых электростанций	М.А.Вагнер			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

					ФЮРА.311000.001.ПЗ			Лист
							8	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				

Томск – 2016 г.

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Институт Электронного обучения  
 Специальность подготовки **140101 Тепловые электрические станции**  
 Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

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

\_\_\_\_\_ (Подпись)

\_\_\_\_\_ (Дата)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
<b>З-6302</b>	<b>Колупаеву Евгению Валерьевичу</b>

Тема работы:

<b>Модернизация пусковой схемы блока К-215-130 Томь-Усинской ГРЭС</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	<b>№2892/С от 14.04.2016</b>

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**30 мая 2016 года**

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<b>Материалы станции (описание оборудования, схемы, графики пуска)</b>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования, обсуждения результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов,</i>	<b>Введение</b>  1. Краткая характеристика ГРЭС 2. Характеристика энергоблока 3. Анализ пусковой схемы блока и выбор способа модернизации 4. Техничко-экономическое обоснование модернизации 5. Расчет и выбор нового оборудования 6. Процессы растопки котла

Лист

**ФЮРА.311000.001.ПЗ**

10

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-6302	Колупаеву Евгению Валерьевичу

<b>Институт</b>	<b>Электронного обучения</b>	<b>Кафедра</b>	<b>АТЭС</b>
Уровень образования	Инженер	Специальность	140101 Тепловые электрические станции

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

1. <i>Стоимость ресурсов</i>	<i>Зарплата тариф 3,96 тыс. рублей Стоимость оборуд 26,42 тыс. рублей Стоимость т.у.т 850 рублей</i>
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общий режим налогообложения</i>

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

1. <i>Расчет капитальных затрат</i>	
2. <i>Расчет эксплуатационных затрат</i>	
3. <i>Расчет периода окупаемости</i>	

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

1. <i>Технико-экономические показатели</i>
--

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Фигурко А. А.	к.э.н		19.04.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-6302	Колупаев Евгений Валерьевич		19.04.2016

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-6302	Колупаеву Евгению Валерьевичу

<b>Институт</b>	Электронного обучения	<b>Кафедра</b>	АТЭС
<b>Уровень образования</b>	Инженер	<b>Направление/специальность</b>	140101 Теплоэнергетика и теплотехника

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, 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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Анализ опасных и вредных факторов</li> <li>2. Разработка решений по технике безопасности</li> <li>3. Условия труда при работе в теплосиловых цехах ГРЭС</li> <li>4. Обеспечение электробезопасности</li> </ol>
<p><i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	

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

<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обеспечение безопасности</li> </ol>
<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты);</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>2. Меры безопасности при монтаже и эксплуатации элементов пусковой схемы блока</li> </ol>
<p><i>- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i></p>	<p>-Обеспечение пожаробезопасности</p>

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

<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>3. Охрана окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Выбросы вредных веществ в атмосферу</li> <li>- Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты</li> <li>- Обеспечение экологической безопасности</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>4. Обеспечение пожаробезопасности</p>
<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>5. Производство работ в соответствии с ГОСТ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Требования к рабочему месту</li> </ul>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>График работоспособности в течение рабочего дня</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	30.02.16
---	----------

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	А.А.Сечин	к.т.н.		

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6302	Колупаев Евгений Валерьевич		

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14





## Оглавление

Введение.....	19
1. Краткая характеристика ГРЭС.....	20
2. Характеристика энергоблока .....	24
2.1. Характеристика турбины .....	24
2.2 Характеристика котла.....	35
3. Анализ пусковой схемы блока и выбор способа модернизации.....	49
4. Техничко-экономическое обоснованиемоде рнизации пусковой схемы блока	51
4.1 Расчет капитальных затрат .....	51
4.2 Расчет эксплуатационных расходов.....	52
4.3 Расчет срока окупаемости .....	53
5. Расчет и выбор нового оборудования .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1 Расчет растопочного расширителя.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.1 Расчет внутреннего диаметра корпуса .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.2 Расчет лопаточного аппарата.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.3 Расчет размеров патрубков .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.4 Расчет толщины стенки корпуса ....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.5 Расчет толщины стенки крышки ....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.2 Расчет трубопровода и выбор задвижки .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.2.1 Механический расчет .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.2.2 Расчет гидравлических потерь .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.2.3 Расчет трубопровода на самокомпенсацию .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.2.4 Расчет тепловой изоляции .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6. Процессы растопки котла.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

- 6.1 Растопка котла из холодного состояния.....**Ошибка! Закладка не определена.**
- 6.1.1 Подготовительные операции ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 6.1.2 Водная промывка котла..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 6.1.3 Растопка котла..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 6.1.4.1 Растопка второго корпуса котла из холодного состояния при работающем первом корпусе..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 6.1.4.2 Растопка второго корпуса котла из холодного состояния при работающем первом корпусе на прямоточном режиме....**Ошибка! Закладка не определена.**
- 6.2 Растопка котла при пуске блока из горячего состояния **Ошибка! Закладка не определена.**
7. Процессы пуска турбины ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 7.1. Подготовка турбины к пуску ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 7.2 Контроль параметров при пуске..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 7.3 Пуск турбины из холодного состояния **Ошибка! Закладка не определена.**
- 7.4 Нагружение турбины ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 7.5 Пуск турбины из горячего состояния .. **Ошибка! Закладка не определена.**
8. Системы автоматического регулирования давления и уровня в деаэраторе питательной воды..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 8.1 Краткое описание технологии работы деаэратора....**Ошибка! Закладка не определена.**
- 8.2 Обзор существующих систем регулирования.....**Ошибка! Закладка не определена.**
- 8.3 Выбор аппаратуры регулирования..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 8.4 Разработка функциональной схемы автоматизации деаэратора.....**Ошибка! Закладка не определена.**
- 8.5 Разработка заказной спецификации на приборы и средства регулирования ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
9. Социальная ответственность ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

- 9.1 Анализ опасных и вредных факторов.. **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.2 Разработка решений по технике безопасности.....**Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.3 Условия труда при работе в теплосиловых цехах ГРЭС ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.3.1 Чередование труда и отдыха..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.3.2 Требования к рабочему месту ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.3.3 Воздух рабочей зоны..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.3.4 Защита от избыточной теплоты ... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.3.5 Защита от вредных веществ ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.3.6 Защита от вибрации и шума ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.3.7 Освещение рабочих мест и производственных помещений **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.4 Обеспечение пожаробезопасности..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.5 Обеспечение электробезопасности ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.6 Меры безопасности при монтаже и эксплуатации элементов пусковой схемы блока ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- Заключение ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- Список использованных источников ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- Графическая часть
- ФЮРА.311111.002ТЗ Полная тепловая схема блока К-215-130
- ФЮРА.311000.003МЧ План машзала на отметке 23.000 м.
- ФЮРА.311000.004ВО Конструкция растопочного расширителя.
- ФЮРА.311000.005ВО Трассировка трубопровода от турбины до подогревателя
- ФЮРА.421000.006С2 Деаэратор. АСР давления и уровня
- Демонстрационный лист: график пуска из холодного и горячего состояния

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

## Введение

Электроэнергетика является важнейшей составляющей экономики России, главным фактором обеспечения ее успешного роста. Несмотря на это, развитие электроэнергетики в последние годы столкнулось со значительными трудностями. Возрастает доля физически изношенного и морально устаревшего оборудования при явном отставании технического перевооружения, что особенно тревожно в условиях наблюдающегося в последние годы роста электрических нагрузок. Отечественное машиностроение оказалось неподготовленным к возросшим экономическим и экологическим требованиям к энергетическому оборудованию. В электроэнергетике нет работоспособного

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

инвестиционного механизма, вследствие чего резко уменьшились объемы строительства энергетических объектов.

Для покрытия потребности народного хозяйства в электрической и тепловой энергии отработавшие ресурс электростанции необходимо будет сохранять в работе, несмотря на низкую экономичность многих из них. В связи с физическим износом их оборудования для поддержания его работоспособности потребуются существенное повышение затрат. При этом надо ожидать увеличение риска аварий и отказов, недоиспользование установленной мощности из-за вынужденных ремонтов, снижение надежности энергоснабжения, ухудшения технико-экономических показателей.

Энергоблоки в большей мере будут привлекаться к работе в переменных режимах на частичных нагрузках, возрастет число их пусков и остановов. Для повышения надежности и экономичности пусков и остановов требуется совершенствование пусковых схем энергоблоков.

В данной работе предлагается модернизация пусковой схемы энергоблока К-215-130 Томь-Усинской ГРЭС с целью утилизации пара из растопочного расширителя, и исследуются операции на котле и турбине при пуске блока из различных тепловых состояний.

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

## 1. Краткая характеристика ГРЭС

Томь-Усинская ГРЭС установленной мощностью 1300 МВт имеет 5 дубль-блоков по 100 МВт и четыре блока по 215 МВт: два дубль-блока и два моноблока.

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

На первой очереди станции установлены турбины ВК-100-90-5 ЛМЗ, станционные номера турбин: 1, 2 и 3. Пар на турбину по дубли-блочной схеме подводится от двух котлов ТП-42 таганрогского завода. Станционные номера котлов: 1, 2, 3, 4, 5 и 6. Котлы имеют номинальную паропроизводительность 230 т/ч и параметры острого пара: давление 10 МПа; температуру 500 °С. На каждой турбине установлен бойлер поселковой теплосети, питаемый паром от третьего нерегулируемого отбора. Турбины первой очереди уже "морально" и "физически" устарели и, поэтому стоит вопрос о их замене на более экономичные и совершенные теплофикационные турбины.

На второй очереди ГРЭС были установлены турбины ВК-100-90-6 ЛМЗ, станционные номера: 4 и 5. Эти турбины были модернизированы в теплофикационные с организацией регулируемого отбора. После модернизации турбины имеют марку Т-86-90/2,7. Теплофикационный отбор турбин питает паром основные бойлера теплосети центральной обогатительной фабрики. На каждую турбину работают по два котла ТП-10, станционные номера 7 - 8 и 9 - 10. Паропроизводительность котла 220 т/ч, давление 10 МПа и температура 540 °С. Кроме основных бойлеров центральной обогатительной фабрики к турбинам подключены по одному основному и одному пиковому бойлеру поселковой теплосети.

На третьей очереди первоначально были установлены первые в Сибири и в стране турбины К-200-130 ЛМЗ, станционные номера: 6, 7, 8 и 9. В период с 1992 по 1996 годы эти турбины были заменены на турбины К-215-130-1. Турбины питаются паром от котлов ПК-40. Станционные номера котлов: 11, 12, 13 и 14. На шестом и седьмом блоках установлены три основных и три пиковых бойлера, которые обеспечивают теплом теплично-парниковое хозяйство совхоза "Безруковский".

Основным топливом на ТУ ГРЭС являются энергетические каменные угли Кузбасса и частично угли Хакасских месторождений. В качестве вспомогательного топлива, для растопки котлов и подсветки на минимальных

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нагрузках, используется мазут. Система пылеприготовления - индивидуальная с шаровыми барабанными мельницами и промежуточным бункером пыли.

Система водоснабжения – прямоточная из реки Томь. Теплая сбрасываемая циркуляционная вода используется в рыбном хозяйстве для выращивания мальков карпа и ценных осетровых пород.

Зола и шлак транспортируются на золоотвалбагерными насосами. Также при станции имеется завод по переработке шлака в строительные смеси. Осветленная вода с золоотвала возвращается на станцию и используется для технических нужд.

Томь-Усинская ГРЭС – самая крупная электростанция в Кузбассе. Она предназначена для несения базовых (блоки 215 МВт) и полупиковых (блоки 100 МВт) электрических нагрузок.

Основные показатели работы ГРЭС за 2015 г.:

- выработка электроэнергии – 7400114 тыс. кВт·ч;
- отпуск теплоэнергии– 316663 Гкал;
- удельный расход электроэнергии на собственные нужды станции 6,9%;
- удельный расход топлива по отпуску электроэнергии – 371,24 гу.т./кВт·ч;
- удельный расход топлива по отпуску теплоэнергии – 180,64 гу.т./Гкал.

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23



## 2. Характеристика энергоблока

Энергоблок 215 МВт Томь-Усинской ГРЭС выполнен на основе турбины К-215-130 и двухкорпусного котла ПК-40-2.

### 2.1. Характеристика турбины

Турбина паровая, конденсационная типа К-215-130-1 предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока, установленного на общем фундаменте с турбиной.

Турбина может работать в блоке с однокорпусным или двухкорпусным котлом.

Турбина спроектирована и рассчитана для работы при температуре свежего пара и пара после промежуточного перегрева равной 565°C, но по условиям надежности работы котлоагрегата номинальная температура свежего пара и пара после промежуточного перегрева временно ограничена до 540°C.

Номинальная мощность турбины 215 МВт обеспечивается при следующих основных параметрах, приведенных в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Основные параметры

D0, т/час	T0, °C	P0, МПа, (кгс/см <sup>2</sup> )	T1, °C	P1, МПа, (кгс/см <sup>2</sup> )	Tпп, °C	Rпп, МПа, (кгс/см <sup>2</sup> )	Rк, МПа, (кгс/см <sup>2</sup> )	Tв, °C	Gв, м <sup>3</sup> /час
623	440	12.8		2.58		2,36	0,004		25000

					ФЮРА.311000.001.ПЗ				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					24

		(130)	24	(26,3)	40	(24,1)	(0,04)	2	
--	--	-------	----	--------	----	--------	--------	---	--

Максимальная пропускная способность пара через турбину равна 670 т/ч.

Турбина может развивать мощность 220 МВт при номинальных параметрах пара, полностью включенной регенерации, отключенных дополнительных отборах пара, чистой проточной части и температуре охлаждающей воды 12°С.

Турбина представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат. Свежий пар от котла по двум паропроводам диаметром 325 мм подводится к двум стопорным клапанам ЦВД. До клапанов имеется перемычка диаметром 175 мм для выравнивания давления между паропроводами. В паровых коробках стопорных клапанов установлены металлические сита, предохраняющие от попадания граи и посторонних предметов в турбину, пройдя стопорные клапаны, пар поступает к четырем регулирующим клапанам. За стопорными клапанами также имеется перемычка диаметром 175 мм, позволяющая производить поочередную проверку работы стопорных клапанов на работающей турбине путем частичного или полного их закрытия. Турбина имеет сопловое парораспределение. Каждый из четырех регулирующих клапанов подает пар кодной из сопловых коробок, вваренных в корпус. Сопловые сегменты первой (регулирующей) ступени ЦВД установлены в сопловых коробках.

Пройдя регулирующую ступень и одиннадцать промежуточных ступеней давления ЦВД пар с параметрами 26,3 кгс/см<sup>2</sup> и 324 °С по двум паропроводам ("холодным") направляется в промежуточный перегреватель котла (промперегрев), откуда с параметрами 24,1 кгс/см<sup>2</sup> и 540 °С поступает к двум стопорным клапанам ЦСД. Работа стопорных клапанов заблокирована с работой сбросных электрозадвижек. При закрытии стопорных клапанов открываются сбросные электрозадвижки и пар направляется в пароприемное устройство конденсатора. При открытии стопорных клапанов сбросные

					ФЮРА.311000.001.ПЗ				Лист
									25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

электроздвижки закрываются. Пройдя через стопорные клапаны ЦСД пар по 4-м перепускным трубам поступает к 4-м регулирующим клапанам ЦСД, которые в отличие от регулирующих клапанов ЦВД регулируют расход пара только в диапазоне до 30% номинальной нагрузки. При больших нагрузках РК ЦСД практически полностью открыты и в регулировании мощности не участвуют. После РК пар поступает в паровую коробку ЦСД и проходит 11 ступеней. С параметрами 1,3 кгс/см<sup>2</sup> и 174 °С пар из ЦСД по 2-м перепускным трубам диаметром 1,52 м направляется в двухпоточный ЦНД. Каждый поток ЦНД состоит из четырех ступеней.

Характерной особенностью проточной части ЦНД является наличие ступени Баумана – третьей ступени, представляющей собой 2-х ярусную ступень. Из верхнего яруса пар направляется в конденсатор, а из нижнего в последнюю четвертую ступень. После последних ступеней пар поступает в конденсаторы.

К вихлопным патрубкам ЦНД приварены конденсаторы, соединяемые между собой уравнивающим патрубком.

Ротор ЦВД – цельнокованный из хромомолибденовой стали. Диски рабочих колес и полумуфта со стороны РСД откованы заодно с валом. Концевые уплотнения ЦВД изготовлены без насадных втулок: на валу сделаны ступенчатые выточки, а уплотнительные сегменты установлены в обоймах. Так же выполнены и все диафрагменные уплотнения. В диафрагмах установлены надбандажные уплотнения.

Ротор ЦСД – цельнокованный из хромомолибденовой стали. Ротор имеет 4 насадных диска и 7 откованных заодно с валом. Рабочие лопатки первых семи ступеней РСД имеют ленточные бандажи, а остальные – проволоочные связи. Переднее концевое уплотнение ЦСД аналогично концевым уплотнениям ЦВД. Заднее уплотнение ЦСД имеет насадные втулки на роторе.

Ротор ЦНД – сборный: на вал из хромомолибденовой стали насажены сняты диски рабочих колес, уплотнительные втулки и полумуфты. Облопачивание не имеет периферийных ленточных бандажей. Для повышения

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

вибрационной надежности лопаточного аппарата используются проволочные связи.

Нижняя половина икрышка корпуса ЦВД отлиты из хромомолибденованадиевой стали. Корпус - одностенный, с вваренными сопловыми коробками. Регулирующие клапаны ЦВД установлены на его корпусе. Диафрагмы установлены в обоймах. Сегменты всех концевых уплотнений также установлены в обоймах.

Корпус ЦСД имеет переднюю литую часть из хромомолибденованадиевой стали и выхлопную часть, сваренную из листовой углеродистой стали. Регулирующие клапаны ЦСД установлены на передней части. Сопловые сегменты первой ступени установлены непосредственно в расточке корпуса, геометрическая форма которого образует кольцевую сопловую камеру. Диафрагмы размещены в обоймах, между которыми в нижней половине корпуса выполнены патрубки для регенеративных отборов пара. Диафрагмы всех ступеней сварные, кроме последней, которая выполнена литой чугуной со стальными лопатками.

Корпус ЦНД состоит из трех частей: средней и двух симметричных выхлопных. В средней части установлены две обоймы, в которых закреплены литые диафрагмы первых трех ступеней. Выхлопные части сварные из углеродистой стали, в них располагаются диафрагмы последних ступеней. На крышке корпуса ЦНД размещены предохранительные атмосферные клапаны (мембраны), которые открываются при повышении давления в выхлопах до 1,2 кгс/см<sup>2</sup>

Корпус ЦВД опирается лапами на корпуса переднего и среднего подшипников и фиксируется по отношению к ним поперечными и вертикальными шпонками.

Корпус ЦСД таким же образом опирается на корпус среднего подшипника и переднюю выхлопную часть ЦНД, их относительное положение фиксируется вертикальными и поперечными шпонками.

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Передний и средний подшипники и ЦВД опираются на фундаментные рамы. Фиксация турбины расположена на средней фундаментной раме передней части ЦНД так, что расширение турбины происходит в сторону переднего подшипника, примерно, до 32 мм и в сторону генератора до 3 мм.

РВД, РСД, РНД, соединенные в валопровод турбины, опираются на 5 опорных подшипников скольжения. Подшипник N 2 – опорно-упорный. Значение «О» по шкале прибора осевого сдвига выставляется при положении ротора, когда упорный гребень прижат к рабочим колодкам опорно-упорного подшипника (т.е. в сторону генератора). РВД и РСД имеют три опоры. Поток пара в ЦВД и ЦСД имеют противоположные направления, что значительно уменьшает осевое усилие, воспринимаемое упорными колодками.

Все роторы турбины гибкие. РВД и РСД соединены между собой жесткой муфтой. РСД и РНД соединены муфтой полугибкого типа, а РНД и ротор генератора (РГ) соединены жесткой муфтой. Вращение роторов осуществляется по часовой стрелке, смотря со стороны переднего подшипника.

Турбина снабжена валоповоротным устройством (ВПУ), установленным на крышке подшипников N 5 и 6 в задней части ЦНД и обеспечивающим вращение роторов с частотой 3,4 об/мин для равномерного прогрева при пуске и равномерного остывания при останове турбины.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен обогрев фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД путем подачи пара в обнизки фланцев горизонтальных разъемов цилиндров. При возникновении относительных укорочений РВД и РСД предусмотрен подвод свежего пара на передние уплотнения роторов. Пар на переднее уплотнение ЦВД и ЦСД взят из цехового коллектора 140 ата.

Подача пара на концевые уплотнения ЦВД и ЦСД осуществляется из двух коллекторов, в дальнейшем именуемых "горячий" и "холодный", соединяемый между собой перемычкой с разделительной задвижкой.

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

"Горячий" коллектор связан с концевыми уплотнениями ЦВД, передним концевым уплотнением ЦСД и сбросным трубопроводом отсоса пара из уплотнений с сальниковым подогревателем СП-100.

"Холодный" коллектор связан с задним уплотнением ЦСД с концевыми уплотнениями ЦНД.

При пуске турбины из холодного состояния (температура металла ЦВД в зоне паровпуска не выше  $150^{\circ}\text{C}$ ) разделительная задвижка между "холодным" и "горячим" коллекторами должна быть открыта. Пар на уплотнения турбины подается из коллектора уплотнений с давлением  $5 \text{ кгс/см}^2$  и температурой  $160^{\circ}\text{C}$ . Давление в обоих коллекторах автоматически поддерживается в пределах  $1,1-1,15 \text{ кгс/см}^2$  регулирующим клапаном (после себя) (РД ЦНД). При пуске турбины из горячего состояния разделительная задвижка между "горячим" и "холодным" коллекторами должна быть закрыта. В данном случае в "горячий" коллектор пар подается из коллектора собственных нужд с температурой  $250-300^{\circ}\text{C}$  и давлением  $10-16 \text{ кгс/см}^2$ . Давление в "горячем" коллекторе поддерживается РД ЦВД. Давление в "горячем" коллекторе при  $N_{\text{э}} > 60 \text{ МВт}$  автоматически поддерживается в пределах  $1,1-1,15 \text{ кгс/см}^2$  регулирующим клапаном (досебя), установленным на сбросном трубопроводе к ПН-100 (РД в "горячем" коллекторе).

При расходе пара через ЦВД более  $200 \text{ т/час}$ , что соответствует нагрузке около  $60 \text{ МВт}$ , концевые уплотнения ЦВД и переднее ЦСД работают по принципу самоуплотнения (без подачи пара на уплотнения в "горячий" коллектор). Разделительная задвижка между "холодным" и "горячим" коллекторами при этом закрыта.

Пар на уплотнения ЦНД и заднее ЦСД подается из "холодного" коллектора на всех режимах работы турбины. Из концевых каминных камер уплотнений всех цилиндров паровоздушная смесь отсасывается в сальниковый подогреватель ПС-50.

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Турбина снабжена гидравлической системой регулирования, которая обеспечивает воздействие на органы парораспределения, состоящие из клапанов автоматических затворов и регулирующих клапанов (РК) ЦВД и ЦСД.

Гидравлическая часть системы регулирования, состоящая из промежуточных, усилительных и исполнительных элементов (блока золотников регулятора скорости, промежуточного золотника, сервомоторов АЗВ, АЗС и РК ЦВД и ЦСД) получает импульс от регулятора скорости центробежного типа, являющегося датчиком частоты вращения.

Для передачи воздействия от электрических систем управления на исполнительные механизмы гидравлической системы регулирования служат электрические входы:

- быстродействующий – электрогидравлический преобразователь (ЭГП);
- относительно медленнодействующий – механизм управления турбиной (МУТ).

МУТ является единым органом, осуществляющим: зарядку ЗРБ, управление клапанами АЗВ и АЗС, РК ЦВД и ЦСД, изменение частоты вращения ротора турбины с возможностью синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе; изменение нагрузки.

МУТ приводится в действие как вручную по месту, так и дистанционно с БЩУ.

Система регулирования поддерживает частоту вращения РТ с неравномерностью  $4,5 \pm 0,5\%$  от номинальной. Нечувствительность системы регулирования частоты вращения ротора во всем диапазоне нагрузок при нормальном эксплуатационном состоянии системы составляет не более  $0,3\%$  от номинальной.

При сбросе электрической нагрузки с отключением или без отключения генератора от сети, независимо от величины нагрузки, система регулирования обеспечивает удержание турбины на холостом ходу или на

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

нагрузке собственных нужд без срабатывания бойков регулятора безопасности. Для этой цели в системе предусмотрены:

- гидравлический дифференциатор, который при наличии ускорения, большего ускорения при сбросе 40% номинальной нагрузки, подает пропорциональный сигнал на закрытие сервомотора РК ЦВД и ЦСД в том случае, когда скорость вращения ротора выше 103%;
- электрогидравлический преобразователь, подающий форсированный сигнал на закрытие сервомотора РК ЦВД и ЦСД.

Турбина снабжена механическим ограничителем мощности, с ручным приводом, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов. Действует ОМ односторонне, не препятствуя закрытию РК. Маховик ОМ расположен на фасадной крышке переднего подшипника, рядом с маховиком МУТ.

В момент ограничения мощности на блочный щит автоматически подается световой сигнал "убавить нагрузку" для предупреждения персонала о необходимости прекратить увеличение нагрузки, а также для предотвращения длительной работы турбины на ограничителе мощности, ухудшающей условия поддержания частоты сети.

Система защиты обеспечивает закрытие автоматических затворов высокого и среднего давления, регулирующих клапанов высокого и среднего давления:

- при повышении частоты вращения РТ на 11-12% сверх номинальной от действия центробежных выключателей (бойков);
- при повышении частоты вращения примерно на 14% сверх номинальной – от действия дополнительной защиты;
- от действия защит на останов турбины, подающих импульс на два электромагнитных выключателя.

Системой защиты от разгона допускается раздельное испытание каждого из центробежных выключателей регулятора безопасности на холостом ходу как повышением частоты вращения, так и без повышения частоты вращения, а

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31



также под нагрузкой, путем подачи масла на отключенный боек. Регулятор безопасности имеет указатель срабатывания центробежных выключателей (бойков).

Поступление пара в турбину может быть прекращено путем нажатия на любую из двух кнопок ручного выключения турбины непосредственно у турбины или дистанционно со щита управления ключом. При отключении турбины вручную или от срабатывания электромагнитных выключателей осуществляется автоматическое отключение генератора от сети. Отключение производится с выдержкой времени 3 мин., достаточной для автоматического закрытия всех задвижек на подводе пара к турбине, на отборах пара для посторонних потребителей и на деаэрактор.

Регенеративный подогрев основного конденсата и питательной воды осуществляется в охладителе пара эжекторов (ОЭ), в сальниковых подогревателях паром уплотнений (ПС-50 и ПС-100), в 4-ех ПНД поверхностного типа, в деаэракторе и 3-ех ПВД коллекторного типа. Параметры пара и воды для этих элементов схемы при номинальной мощности 215 МВт приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Параметры пара и воды при  $N_{э} = 215$  МВт

Обозначение подогревателя по стационарным схемам	Греющий пар					Температура воды за подогревателем, °С
	№ отбора	Место отбора (за ступенью)	Давление пара в камере отбора (абсолютное), кгс/см <sup>2</sup>	Температура в камере отбора, °С	Расчётное количество отбираемого пара, т/ч	
Охладитель пара эжекторов (ОЭ)	Утилизируемый пар на основные эжектора					32,0

СП-50	Утилизируемый пар системы уплотнения турбины и отсоса со штоков клапанов турбины					33,5
ПНД-1	7	25(29)	0,27	66	25	58,6
СП-100	Утилизируемый пар системы уплотнений турбины					62,7
ПНД-2	6	23	1,3	174	26,7	97,5
ПНД-3	5	21	2,87	256	18,1	123,9

Продолжение таблицы 2.2 - Параметры пара и воды при  $N_э = 215$  МВт

ПНД-4	4	18	6,7	358	19,8	150,5
ПВД-5	3	15	12,5	445	21,4	ВХОД-156 ВЫХОД-175
ПВД-6	2	12	26,3	324	45,2	210
ПВД-7	1	9	39,5	376	37,0	243

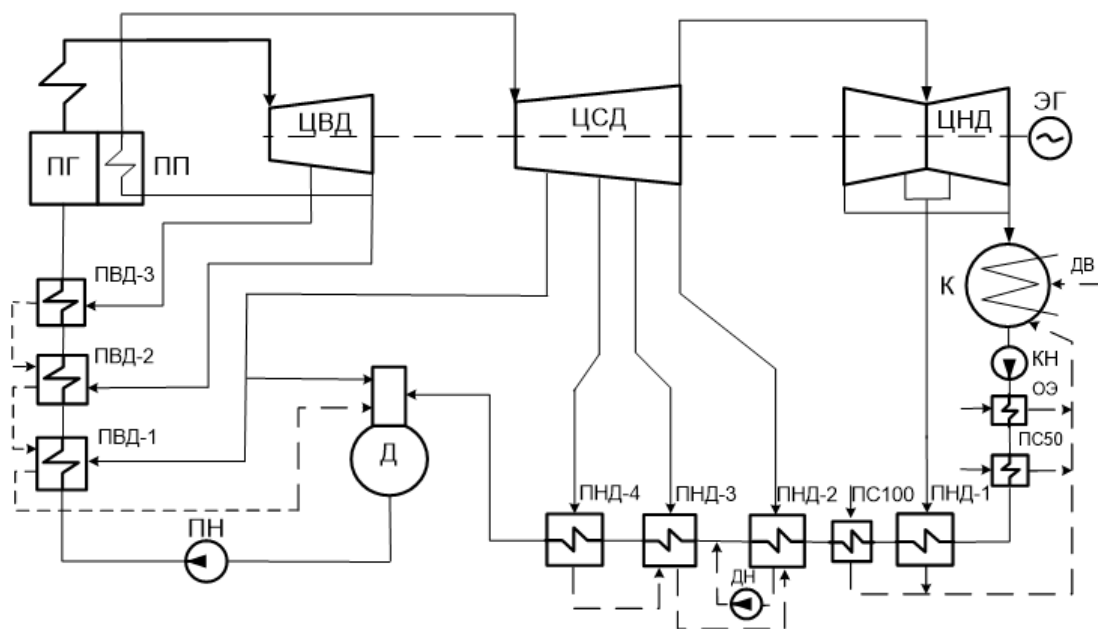


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема блока К-215-130

В таблице 2.3 приведены типы подогревателей системы регенеративного подогрева питательной воды и их характеристики по поверхности теплообмена и номинальному расходу воды.

Таблица 2.3 - Типы подогревателей и их характеристики

Подогреватель	Наименование	Площадь поверхности теплообмена, м <sup>2</sup>	Номинальный расход воды, кг/с
ПВД-1	ПВ-775-265-45	775	194,4
ПВД-2	ПВ-775-265-31	775	194,4
ПВД-3	ПВ-775-265-13	775	194,4
ПНД-4	ПН-350-16-7-1	350	159,7
ПНД-5	ПН-350-16-7-2	351	159,7
ПНД-6	ПН-350-16-7-3	352	136,1
ПНД-7*	ПН-100-16-7-3	100	136,1

\* - подогреватель ПНД7 выполнен в корпусе конденсатора.

На блоке установлены питательные насосы ПЭ-780-200, конденсатные насосы КСВ-320-160 и сливные насосы КС-80-155 все с электроприводом. Питательные насосы для регулирования числа оборотов имеют гидромфту.

## 2.2 Характеристика котла

Основные параметры, принятые при проектировании котла, приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Проектные параметры котла ПК-40-2

Наименование	Обозначение	Нагрузка 100%
1) Паропроизводительность котла	$D_K$ , т/час	640
2) Давление пара за конвективным пароперегревателем	$P_{пе}$ , кгс/см <sup>2</sup>	140
3) Температура питательной воды	$T_{пв}$ , °С	242
4) Температура перегретого пара	$T_{пе}$ , °С	545
5) Расход вторичного пара	$D_{пв}$ , т/час	540
6) Давление вторичного пара на входе	$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	26,3
7) Давление вторичного пара на выходе	$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	24,1
8) Температура вторичного пара на входе	$T_{вх}$ , °С	324
9) Температура вторичного пара на выходе	$T_{вых}$ , °С	545

Котел предназначен для сжигания разных марок Кузнецких углей. Проведенные ВТИ анализы проб Кузнецкихкаменных углей, сжигаемых на станции, показали возможность сжигания их в топках с жидким шлакоудалением, что в настоящее время и осуществлено на станции (перевод всех котлов 3-ей очереди на жидкое шлакоудаление). Котел устанавливается в ячейку здания шириной 36000 мм, каждый корпус котла имеет габариты в плане по осям колонн 9500 мм по фронту, 19500 мм в глубину, отметка потолочных труб 36500 мм, расстояние между корпусами по фронту - 5000 мм. В каждом корпусе глубина (по осям колонн) топки 9500 мм, конвективной шахты - 7200 мм.

Каждый корпус состоит из следующих основных элементов:

а) гладкотрубного водяного экономайзера, поверхность нагрева которого составляет 2650 м<sup>2</sup>;

б) НРЧ, поверхность нагрева 564 м<sup>2</sup>;

в) переходная зона, поверхность нагрева 1230 м<sup>2</sup>;

г) СРЧ, поверхность нагрева 223 м<sup>2</sup>;

д) ВРЧ, поверхность нагрева 322 м<sup>2</sup>;

е) паропарового теплообменника, поверхность нагрева 325 м<sup>2</sup>;

ж) потолочный экран, поверхность нагрева 165 м<sup>2</sup>;

з) крайние ширмы, поверхность нагрева 337 м<sup>2</sup>;

и) средние ширмы, поверхность нагрева 270 м<sup>2</sup>;

к) конвективный пароперегреватель, поверхность нагрева 328 м<sup>2</sup>;

л) конвективный пароперегреватель вторичный, поверхность нагрева 1145 м<sup>2</sup>)

Топочная камера каждого корпуса оборудуется:

а) 8-ю прямоточными пылеугольными горелками (13А, Б; 14А – по 10 горелок);

б) 4-мя сбросными горелками для сброса отработанного сушильного агента из системы пылеприготовления;

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

в) 8-ю мазутными форсунками, встроенными в основные пылеугольные горелки.

Котлоагрегат снабжен следующим вспомогательным оборудованием:

а) пылеприготовительным устройством с барабанными шаровыми мельницами типа Ш-50 в количестве 2-х штук с мельничным вентилятором типа ВМ-160-850 в количестве 2 шт.;

б) золоулавливающей установкой, состоящей из мокропленочных золоуловителей МП-ВТИ диаметром 3300 мм с трубами Вентури;

в) тяговой установкой с дымососами типа Д-25х-2ШУ в количестве 2 штук;

г) дутьевой установкой с вентиляторами типа ВДН-26 в количестве 2 штук;

д) установкой для рециркуляции дымовых газов, состоящей из дымососов типа Д-15,5 в количестве 2 штук;

е) оборудованием для механического непрерывного шлакоудаления в пределах котла;

ж) оборудованием автоматического регулирования электронного типа.

Топочные камеры каждого корпуса имеют внизу четырехскатные топочные воронки с наклоном всех скатов к горизонту  $57^{\circ}12'$  и поды для жидкого шлакоудаления, выполненные из панелей, имеющих уклон к центральной летке  $7^{\circ}$ . Площадь пода  $25 \text{ м}^2$ , отверстие летки  $700 \times 700$ . Трубы пода, скатов, воронки, а также горелочных блоков со стороны топки ошпированы для нанесения хромитовой массы. В топочных камерах установлено по 8 прямоточных горелок, расположение горелок - встречное по 4 штуки на каждой боковой стороне топки. Такое расположение горелок, при квадратном сечении топок (размеры в свету по осям труб  $8500 \times 8500$ ), должно способствовать хорошему заполнению топочного объема продуктами сгорания и сведению до минимума газовых перекосов. Лучшему омыванию газами верхней части топок и ширмовых перегревателей, а также защите последних от

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

излучения факела из топок служит выполненный в верхней части задней стены топок выступ. Объем топочной камеры каждого корпуса- 2100 м<sup>3</sup>)

В каждом корпусе на выходе из топки в горизонтальном газоходе высотой 6 м между топкой и конвективной шахтой находятся ширмовые перегреватели первичного пара. За ними находятся поворотные камеры с полностью экранированными стенами и потолком. В конвективной шахте (размеры в свету 8620x6320 мм) последовательно по ходу газов размещены конвективные первичные и промежуточные перегреватели, пакеты переходной зоны, конвективного водяного экономайзера и воздухоподогревателя.

Змеевики всех конвективных поверхностей нагрева расположены параллельно фронту котла по всей ширине шахты, что должно устранить температурную развертку по ширине. Все камеры конвективных поверхностей нагрева расположены в разрыве между корпусами (за исключением конвективного вторичного перегревателя, камеры которого расположены на обеих боковых стенах шахты). Такое решение освобождает от загромождения наружные боковые стены конвективных шахт корпусов и дает возможность осуществить выем змеевиков наружу при ремонте.

Одноступенчатый воздухоподогреватель обеспечивает подогрев воздуха до 290°С. Сброс сушильного агента из мельничной системы производится в топку выше горелок на боковых стенах.

Растопка котла предусмотрена на мазуте. Паровые форсунки типа МФ-ПРД-6 производительностью 1200 кг/час установлены внутри всех 16-ти пылеугольных горелок.

Как отмечалось, ремонтный выем змеевиков предусмотрен через внешние боковые стены конвективных шахт котла. Более удобному ремонтному выему способствует наличие в пакетах перегревателей собирающих и раздающих патрубков, уменьшающих количество сварки при ремонте.

Обособленное опирание секций нижнего куба воздухоподогревателя на каркас конвективной шахты обеспечивает возможность выема во время ремонта первого куба в случае интенсивной коррозии. Для ведения ремонтных

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

работ в топочных камерах на потолке установлены 4 лючка по углам для прохода троса подвески люльки. Кроме того, имеются встречные лазы на боковых стенах в верхней и нижней частях топки. Лазы для обслуживания конвективных поверхностей нагрева расположены на задней стене конвективных шахт в разрывах между пакетами и над конвективными перегревателями (низ поворотной камеры).

Котел оборудован приборами для очистки поверхностей нагрева от загрязнений в процессе эксплуатации. Для конвективных поверхностей перегревателей предназначены аппараты типа ОПК-9 по 2 штуки на каждый корпус. Для ширмовых - пушечная обдувка.

В схеме арматуры котла ПК-40-2 предусматривается установка питательной и регулирующей арматуры впрысков до экономайзера. Такое решение повышает надежность работы котла, так как экономайзер в этом случае не будет находиться под полным давлением, создаваемым питательными насосами, кроме того, установка указанной арматуры перед входом в котел позволяет разместить ее в местах, удобных для обслуживания.

Основным способом регулирования выходной температуры пара промежуточного перегрева является использование паропарового теплообменника как регулирующей ступени. В теплообменнике, поступающий в котел от ЦВД, пар низкого давления ( $T = 324 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ) нагревается паром высокого давления, получившим перегрев в СРЧ, ВРЧ и крайних пакетах ширмового перегревателя и имеющим высокую температуру ( $510 - 520 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ), обеспечивающую достаточный температурный напор в теплообменнике, в котором греющий и нагреваемый пар движутся противоточно. Регулирование температуры промежуточного пара достигается спомощью пропуска части холодного вторичного пара помимо теплообменника. Для этого на обоих трубопроводах, подводящих пар от ЦВД, установлены 3-х ходовые клапаны, в которых с помощью регулирующего сектора осуществляется разделение потока пара с количественным распределением его как в секции теплообменника, так и в байпасный паропровод. Установленный первоначально процент

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



байпасирования соответствует определенной температуре промежуточного пара за теплообменником, а, следовательно, и на входе в конвективный пароперегреватель и выходе из него, т.е. из котла. Таким образом, изменение величины байпаса ведет к изменению (уменьшению или увеличению) температуры перегрева промежуточного пара.

Байпасирование пара позволяет поддерживать заданную температуру перегрева вторичного пара в широком диапазоне нагрузок, а также и при сжигании различных топлив.

Следует также отметить, что греющий пар, сохраняющий характеристику радиационного перегревателя, улучшает регулировочную характеристику промежуточного перегревателя, имеющего выходной ступенью конвективный пакет. Общее сопротивление тракта промежуточного перегрева в пределах котла составляет 1,6 атм. В связи с высокой температурой стенки металла труб конвективного промежуточного перегревателя, обусловленной гидравлической неравномерностью в пакете при достаточно высокой тепловой нагрузке, пакеты КПП-П котлов №13,14 выполнены из нержавеющей стали 1Х18Н12Т, суммарный вес которой около 6 тонн.

Котельный агрегат оснащен автоматическими регуляторами электронного типа, регулирующими основные рабочие процессы, снабжен автоматической защитой и блокировкой, действующей при отключении генератора, турбины, вспомогательных механизмов при росте давления и температуры пара по тракту котла. Автоматизированы отдельные процессы пуска котла. Установлен теплоконтроль за температурой змеевиков НРЧ, обнаружители шума в поверхностях нагрева, оснащены фотодатчиками по яркости факела в топке и компьютерами для снятия режимов, параметров и работы механизмов вспомогательного оборудования.

Питание котла осуществляется чистым конденсатом. Конденсат питательными насосами (ПЭН-1,2,3) подается в узел питания котла. Регулировка поступления питательной воды в котел осуществляется регулирующим питательным клапаном (РПК) шиберного типа, установленным

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

на питательном трубопроводе за отборами на впрыски. За РПК по ходу питательной воды располагается расходомерная шайба (для передачи импульса на автомат). Питательная вода с температурой 242°C поступает во входную камеру водяного экономайзера. В водяном экономайзере питательная вода нагревается до 300°C.

Конструктивно экономайзер выполнен одноступенчатым, однопоточным. По высоте ВЭК разбит на три полупакета с разрывом между ними 576 мм. разрыв предусмотрен для осмотра, обдувки, ремонта. Пакет ВЭК выполнен из труб диаметром 32x3,5 мм сталь 20. На гйбах труб пакета крепятся противоизносные козырьки. Камеры экономайзера расположены между корпусами, соответственно на правой и левой стенах конвективной шахты. Входная камера ВЭК изготовлена из труб диаметром 325x31 мм сталь 20. Камера крепится на трех опорах, две скользящие и одна неподвижная. Выходная камера ВЭК по конструкции аналогична входной - диаметр 325x35 мм.

У выходной камеры экономайзера имеется три опоры: неподвижная, подвижная подвесная, скользящая. Пакет экономайзера опирается на три ряда стоек по 65 стоек в ряду. Стойки изготавливаются из стали 3 корытного сечения. Сверху стойки в ряду крепятся приварной гребенкой, снизу опираются на полые, охлаждаемые воздухом, балки. Из водяного экономайзера вода через угловой фильтр поступает во входные камеры НРЧ.

Угловой фильтр представляет собой тройник с вваренным внутри стаканом. В стенках стакана имеется 52 ряда отверстий по 83 в ряду. Диаметр отверстия 3 мм. Отверстие в тройнике под стаканом заглушено приварным доннышком, в которое вварен дренажный штуцер.

Входные камеры НРЧ расположены по фронтальной и задней стенкам топки, выполнены из труб диаметром 245x22 мм сталь 20, камеры крепятся на трех подвесных опорах, из которых одна неподвижная и две подвижные. Выходные камеры также располагаются на фронтальной и задней стенах топки и изготавливаются из труб диаметром 245x23 мм сталь 20. Выходные камеры НРЧ

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

крепятся на трех опорах: неподвижная и две скользящие. Трубы НРЧ экранируют холодную воронку, нижнюю часть топки. НРЧ образована трубными лентами двухзаходной навивки с подъемом на фронтальной и задней стенках топки. Угол подъема в топке 8 град.50 мин. Каждая лента состоит из 30 параллельных труб диаметром 38x4,5 мм (экономайзерный участок, занимающий скаты пода и зону горелочного пояса) и диаметром 44x4,5 мм (испарительный участок, верхняя часть НРЧ). Выполнение НРЧ из двух диаметров труб (ступенчатый виток) позволяет снизить сопротивление дроссельных шайб, установленных на входе в трубы. На входе в каждый виток вварена дроссельная шайба диаметром 11 мм, для сглаживания гидравлической неравномерности. Крепление витков НРЧ осуществляется 12 опорами по периметру, из которых 4, расположенные по середине стен – неподвижные, остальные 8 опор - подвижные. Материал витков НРЧ – сталь 20. Из выходных камер НРЧ паровая смесь с  $T = 345 \text{ }^{\circ}\text{C}$  и влажностью 30% двумя трубопроводами подается в тройник, где объединяется и идет в переходную зону (ПЗ), в раздатчик.

Раздатчик изготовлен из труб диаметром 325x40 мм сталь 20. Из раздатчика пароводяная смесь десятью трубами диаметром 76x7,5 мм поступает во входные камеры ПЗ. Назначение раздатчика - осуществлять перемешивание, равномерно распределять пароводяную смесь во входных камерах ПЗ.

Переходная зона котла расположена в конвективной шахте в области низких газовых температур и малых тепловых напряжений, что позволяет обеспечить:

- а) более надежную работу ПЗ;
- б) более длительные промывочные кампании котла.

Входные камеры ПЗ расположены на стенах конвективных шахт между корпусами. Каждая из камер крепится на трех опорах: одна неподвижная и две скользящие. Обе входные камеры ПЗ изготовлены из труб диаметром 194x29 мм сталь 20. Выходная камера переходной зоны изготавливается из труб

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

диаметром 325x40 мм сталь 20. Крепится выходная камера ПЗ на двух скользящих и одной неподвижной опорах.

Пакет переходной зоны двухпоточный с шахматным расположением труб в пучке. Шаг по горизонтали 52 мм, по вертикали - 44 мм. Число труб в пакете 240, трубы диаметром 32x3,5 мм сталь 20. Пакет ПЗ опирается на три ряда стоек по 60 в ряду. Стойки из стали ЭИ-495 располагаются в шахматном порядке. Гибы труб и места прохода труб через стенку защищены противоизносными козырьками из стали ЭИ-496) Стойки сверху и снизу соединены приваренными гребенками из того же материала и опираются на полые охлаждаемые балки.

В переходной зоне происходит дальнейшее испарение влаги и слабый перегрев пара, причем большая часть натриевых солей, имеющих в питательной воде, откладывается в переходной зоне. Из ПЗ пар с температурой 353°C через тройник подается во входные камеры СРЧ. Камеры СРЧ располагаются на левой и правой стенах топки корпуса, крепятся входные камеры СРЧ на 3-х опорах: две скользящие и одна неподвижная. Выходные камеры СРЧ располагаются по бокам топки и крепятся на трех подвесных опорах. Подвески, поддерживающие камеры по краям, подвижные, посередине - неподвижные. Выходные камеры СРЧ изготовлены из труб диаметром 245x23 мм сталь 12ХМФ. Средняя радиационная часть экранирует топку на НРЧ образует 2 ленты. Подъем витков СРЧ осуществляется по правой и левой стенам топки, угол подъема 12°33'4". СРЧ состоит из 60 витков из труб диаметром 44,5x3,5 мм сталь 12ХМФ. Витки СРЧ крепятся также, как и витки НРЧ. Из СРЧ пар с температурой равной 389°C по двум трубопроводам поступает в верхнюю радиационную часть ВРЧ. Перед ВРЧ пар охлаждается впрыском №1) Впрыск №1 предусмотрен для подрегулировки температуры пара.

ВРЧ экранирует верх топки, боковые и задние стены поворотной камеры. Витки ВРЧ делятся на два двухходовых потока. Каждый из двух потоков экранирует половину фронтальной стены топки, боковую и половину задней

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

стены поворотной камеры. Витки ВРЧ выполнены из труб диаметром 44,5x5,5 мм сталь 12ХМФ, всего в ВРЧ 108 витков. Витки ВРЧ на боковых стенах крепятся семью опорами, одна неподвижная, на задней стене поворотной камеры имеется одна фиксирующая опора, дающая возможность перемещений в горизонтальной плоскости. Входная и выходная камеры ВРЧ располагаются горизонтально на фронтальной стене корпуса: входная - на двух подвесных подвижных опорах и одной неподвижной, выходная - на 3-х подвесных опорах, из которых средняя - неподвижная. Входная камера ВРЧ изготовлена из трубы диаметром 245x23 мм сталь 12ХМФ, вход в камеру двухсторонний. Выходная камера ВРЧ изготовлена из труб 273x26 мм сталь 12ХМФ и тройника из этого же материала. Тройник врезается в середину коллектора и через него осуществляется отвод пара из ВРЧ.

Из ВРЧ пар с температурой 450°С по трубопроводу, в который врезана запорная разделительная задвижка, поступает в тройник. Из тройника пар двумя трубопроводами идет во входные камеры крайних ширм. Разделительная задвижка байпасируется растопочным узлом. Входные камеры КРШ? расположены на потолке котла параллельно фронтальной стене, крепятся каждая на двух подвесных подвижных опорах. Камеры изготовлены из труб диаметром 325x24 мм сталь 12ХМФ. Вход пара в камеру односторонний. Крайние ширмы изготовлены из труб диаметром 42x6 мм сталь 12ХМФ. Всего ширм - 10, по 5 с каждой стороны. По глубине ширма состоит из 11 труб; 10-я и 11-я трубы по глубине охватывают ширму с обеих сторон и поддерживают ее. Между собой трубы в ширме скрепляются прихватками. Выходные камеры по конструкции и характеру крепления аналогичны входным и изготавливаются из труб диаметром 325x40 мм сталь 12ХМФ. Из выходных камер крайних ширм пар с температурой 508 °С двумя трубопроводами подводится к входной камере паропарового теплообменника.

Паропаровой теплообменник (ППТ) расположен на фронте котла и служит для регулирования температуры пара промперегрева. По конструкции ППТ представляет из себя теплообменник «труба в трубе». ППТ состоит из

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

отдельных секций. Всего секций на котле - 56 по 28 на корпус. Каждая секция представляет собой трубу 16 м длиной, изогнутую под углом 180 °С, радиус гиба 650 мм, труба сталь 12ХМФ, диаметром 168х10. Внутри этой трубы проходят семь труб диаметром 32х4мм сталь 12ХМФ, которые крепятся в трубных досках, приваренных по торцам секций.

Для фиксирования положения внутренних труб имеются направляющие. По внутренним трубам проходит острый пар, в промежуточном пространстве - пар промперегрева. Входная и выходная камеры ППТ по острому пару по конструкции и креплению аналогичны. Каждая имеет три опоры: средняя - неподвижная и крайние - скользящие. Вход и выход двухсторонний, материал - сталь 12ХМФ, входная камера изготавливается из труб диаметром 273х36 мм, выходная - 273х26 мм.

Секции теплообменника крепятся на пружинных подвесках. При останове котла для разгрузки пружин имеется балка, на которую секции опираются приваренными полками из листовой стали. Из паропарового теплообменника пар ( $T = 461^{\circ}\text{C}$ ) двумя трубопроводами поступает во входную камеру потолочного экрана.

Входная камера ПЭ расположена на фронтальной стене и изготовлена из труб диаметром 273х26мм сталь 12ХМФ. Вход в камеру двухсторонний. Камера крепится на трех подвесных опорах, из которых средняя - неподвижная. Выходная камера ПЭ изготовлена из трубы диаметром 273х26 мм сталь 12ХМФ и тройника из этого же материала. Через тройник пар отводится из камеры. Трубы ПЭ экранируют потолок топки и поворотную камеру (четырьмя потоками, каждый по 21 трубе). У задней стенки поворотной камеры потоки поворачиваются в горизонтальной плоскости и возвращаются к фронтальной стене, где расположена выходная камера ПЭ. Каждый поток потолочного экрана крепится на 10-ти подвесных подвижных опорах по длине потолка. Потолочный экран изготавливается из труб диаметром 44,5х5,5 мм сталь 12ХМФ. Из потолочного экрана пар с температурой равной 493 °С по трубопроводам поступает во входную камеру средних ширм. Входная и

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

выходная камеры средних ширм расположены на потолке корпуса параллельно фронтальной стене, их конструкции и способы крепления идентичны. Каждая из камер подвешивается на 4-х опорах, причем, третья по счету от входного (выходного) торца- неподвижная, остальные - подвижные. Входная камера изготовлена из труб диаметром 325x24 мм сталь 12ХМФ, выходная - диаметром 325x40 мм сталь 12ХМФ.

Средние ширмы аналогичны по конструкции крайним ширмам и изготовлены из того же материала. Всего средних ширм по ширине газохода 8 штук. Из выходной камеры средних ширм пар с температурой 540 °С поступает в конвективный пароперегреватель (КП). По пути он охлаждается 2-ым впрыском до температуры 517 °С. КП расположен в конвективной шахте корпуса первым по ходу газов. Камеры КП расположены на стене конвективной шахты между корпусами. Входная камера КП изготовлена из трубы диаметром 325x21 мм сталь 12ХМФ. Вход в камеру односторонний. Камера подвешена на 4 опорах, из которых 3 подвижные и одна, у входного торца, неподвижная. Выходная камера КП имеет два выхода - в паропровод к турбине и к предохранительным клапанам котла. Изготавливается она из трубы диаметром 426x60 мм сталь 12ХМФ, крепление ее аналогично креплению входной камеры. К каждой камере привариваются 49 патрубков. В патрубки диаметром 76x11 мм ввариваются 4 змеевика, т.е. 196 змеевиков. Змеевики КП опираются на 3 ряда стоек из гнутой полосовой стали, в ряду 49 стоек. Сверху и снизу пакета стойки крепятся гребенками. Стойки крепления пакетов КП опираются на опорные стойки промежуточного перегревателя. Из КП пар с температурой 545 °С и давлением 130 кгс/см<sup>2</sup> поступает в турбину.

Пар на промежуточный перегрев поступает из ЦВД турбины с температурой 324 °С и давлением 26,3 кгс/см<sup>2</sup>) Первая поверхность нагрева по вторичному пару - ППТ. В ППТ пар поступает через трехходовой байпасный клапан. Клапан служит для распределения вторичного пара между входной и выходной камерами ППТ, что приводит, как уже говорилось выше, к подрегулировке температуры вторичного пара. Конструкция ППТ

					ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

описана выше. Вторичный пар проходит через межтрубное пространство секций. Входная камера ППТ по вторичному пару имеет односторонний вход и располагается на фронтальной стене корпуса на трех опорах: средняя неподвижная, а крайние подвижные. Входная камера ППТ изготовлена из труб диаметром 426x16 мм сталь 20. В камеру врезаны 28 патрубков (по числу секций) диаметром 108x4,5 мм сталь 12ХМФ.

Выходная камера ППТ выполнена из трубы диаметром 426x17 мм сталь 12ХМФ. В середине камеры врезан патрубок диаметром 337x15 мм сталь 12ХМФ, вход байпасируемого вторичного пара, врезаны также 28 патрубков диаметром 108x4,5 мм сталь 12ХМФ. Выход из камеры двухсторонний. Камера крепится на 3-х опорах: по краям скользящие, в середине неподвижная.

Из выходной камеры ППТ вторичный пар с температурой 451°С двумя трубопроводами идет в промежуточный перегреватель. В оба трубопровода врезаются линии аварийного впрыска, которыми пользуются тогда, когда не хватает диапазона регулирования ППТ.

Промежуточный перегреватель расположен в конвективной шахте корпуса КПП, по конструкции двухпоточный. Камеры КПП расположены на боковых стенах конвективной шахты: входная и выходная камеры потолка на одной стене.

Входные камеры КПП изготовлены из труб диаметром 426x18 мм сталь 12ХМФ, вход в камеры односторонний. Каждая камера крепится на 4-х опорах: опора входного торца неподвижная и три скользящие. В камеру врезаются 42 патрубка диаметром 108x4,5 мм сталь 12ХМФ. От патрубков отходят змеевики перегревателя: от каждого патрубка 6 змеевиков. Всего 504 змеевика. Выходные камеры аналогичны входным, различие в длине врезанных патрубков.

Пакет КПП изготовлен из труб диаметром 42x3,5 мм сталь 12Х18Н12Т, расположение труб шахматное. Каждый поток опирается на три ряда стоек из штампованной полосы сталь 12Х18Н12Т по 42 стойки в ряду. Стойки в ряду сверху и снизу соединяются гребенками из того же материала и опираются на

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47



полые охлаждаемые балки. Из КПП с температурой 545 °С и давлением 24,1 кгс/см<sup>2</sup> пар поступает по 4-м трубопроводам с ЦСД турбины.

Воздухоподогреватель-трубчатый(диаметр труб 40x1,5 мм) выполнен по 2-х поточной схеме, одноступенчатый, трехходовый с разрывами по высоте между ходами для удобства осмотра и очистки. Высота труб каждого хода 3750 мм. Воздух от вентиляторов входит в нижний ход с боковых стен конвективной шахты каждого корпуса в разрыв между потоками. После первого хода воздух по наружным коробам поступает во второй ход и далее по среднему внутреннему коробу проходит в третий ход. Выход горячего воздуха осуществлен двумя потоками на фронтную, заднюю стену конвективной шахты, после чего он направляется к горелкам. Секции 1-го и 2-го ходов воздухоподогревателя через специальные кронштейны опираются на балки каркаса конвективной шахты. Секции 3-го хода опираются на секции 2-го хода. Расположение труб в воздухоподогревателе шахматное. Воздухоподогреватель включен противоточно.

Вертикальные стены, экранированные трубами поверхностей нагрева, имеют толщину обмуровочной кладки 260 мм, состоящую из:

- а) шамотного кирпича, толщина равна 113 мм (огневая сторона);
- б) диатомового кирпича, толщина 65 мм;
- в) соевелитовых плит, толщина равна 50 мм (1 ряд) ;
- г) обмазка (штукатурка) толщина 6-8 мм/

Обмуровка потолка выполняется толщиной 400 мм и состоит из:

- а) шамотного кирпича, толщина 65 мм (огневая сторона);
- б) диатомового кирпича, толщина 65 мм (2 ряда);
- в) соевелитовых плит, толщина 40 мм (5 рядов).

Для плотности обмуровки все стены котла, потолок и холодная воронка обшиты металлическими листами.

					<b>ФЮРА.311000.001.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

### **3. Анализ пусковой схемы блока и выбор способа модернизации**

Пусковая схема предназначена для надежного и экономичного пуска энергоблока из различных тепловых состояний.

Развернутая тепловая схема энергоблока К-215-130 Томь-Усинской ГРЭС с пусковым оборудованием приведена на листе графической части ФЮРА 311111.002 ТЗ.

На схеме приведено все оборудование, все трубопроводы и вся арматура, которые используются на этапе подготовительных операций к пуску, в процессе растопки котла и пуска турбины. Оборудование и арматура имеют условные обозначения, которые используются в инструкциях по пуску, останову и ведению режимов работы энергоблока.

Главными элементами пусковой схемы в котле являются разделительная задвижка ЗВ-6 (буквы А и Б в обозначении арматуры относятся к корпусам котла А и Б) между испарительной и пароперегревательной частью котла; встроенный пусковой сепаратор; дроссельные регулирующие клапаны Д-63 и Д-66, регулирующие давление во встроенном сепараторе; растопочный расширитель; расширитель непрерывной продувки растопочного коллектора; пусковые впрыски для регулирования температуры острого пара и промперегрева. У турбины к пусковым элементам относятся БРОУ-6, предназначенная для сброса острого пара перед ГПЗ в конденсатор в процессах растопки котла и при сбросах электрической нагрузки на генераторе; РОУ-62, для прогрева ЦВД турбины и прогрева или охлаждения промежуточного пароперегревателя в процессах пуска блока; байпасы главной паровой задвижки БГПЗ-6; сбросные клапаны в конденсатор из линии горячего промперегрева СЗ-41, для сброса пара в конденсатор из горячей линии промперегрева перед стопорно-регулирующими клапанами ЦСД в процессах пуска блока и при сбросах электрической нагрузки на генераторе.

Большим недостатком существующей пусковой схемы блока является неполная утилизация рабочего тела и теплоты потока пароводяной смеси, поступающего в растопочный расширитель в процессе пуска, откуда вода

направляется в конденсатор, а пар сбрасывается в атмосферу. При этом теряется около 30 т пара в час. При растопке из холодного состояния такой сброс происходит течение 2 часов, при этом теряется около 60 т пара. Были попытки отвести этот пар в деаэратор питательной воды, но при этом в деаэраторе появились сильные гидравлические удары, причины которых не были определены, и от этого мероприятия отказались.

В данной работе предлагается направить сбрасываемый пар в конденсатор турбины, который обладает необходимой конденсирующей способностью, поэтому гидроударов в нем не должно быть.

Сохранение рабочего тела позволит разгрузить химводоочистку и уменьшить расход тепла и электроэнергии на подготовку добавочной воды.

Для осуществления реконструкции пусковой схемы необходимо провести трубопровод от растопочного расширителя к конденсатору и установить на нем запорную задвижку.

					50	ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			50

#### 4. Технико-экономическое обоснование модернизации пусковой схемы блока

Обоснование экономической эффективности предложенного решения проведем на основе расчета срока окупаемости капитальных затрат в модернизацию за счет сокращения эксплуатационных расходов в модернизированной пусковой схеме блока.

##### 4.1 Расчет капитальных затрат

При модернизации пусковой схемы блока необходимо установить трубопровод из стали 3сп длиной  $L = 43$  м диаметром  $d_n = 159$  мм с толщиной стенки  $S = 7$  мм и запорную задвижку с условным проходом  $d_y = 150$  мм.

Стоимость 1 тонны трубы таких параметров  $C_{тр} = 20$  тыс. рублей.

Вес трубы в нашем случае можно определить, как

$$G = \pi \cdot d_y \cdot S \cdot L \cdot \rho_{ст}, \quad (4.1)$$

где  $\rho_{ст} = 7800$  кг/м<sup>3</sup> – плотность стали,

$$G = 3,14 \cdot 0,15 \cdot 0,007 \cdot 43 \cdot 7800 = 1106 \text{ кг (1,106 т)}.$$

Откуда стоимость трубы

$$K_{тр} = C_{тр} \cdot G = 20 \cdot 1,106 = 22,12 \text{ тыс. рублей.}$$

Стоимость задвижки  $K_{зadv} = 4,3$  тыс. рублей.

Таким образом, затраты в оборудование составят:

$$K_{об} = K_{тр} + K_{зadv} = 22,12 + 4,3 = 26,42 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты в монтаж оборудования составляют 15% от затрат в оборудование:

$$K_{монт} = 0,15 \cdot K_{об} = 0,15 \cdot 26,42 = 3,96 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капитальные затраты составят:

$$K = K_{об} + K_{монт} = 26,42 + 3,96 = 30,38 \text{ тыс. руб.}$$

					51	ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			51

## 4.2 Расчет эксплуатационных расходов

Модернизация пусковой схемы не повлияет на показатели и расход топлива на станции при эксплуатации в нормальных режимах. Не произойдет изменение числа работников, т.е. не изменятся затраты на заработную плату.

Сокращение эксплуатационных расходов на станции в результате модернизации пусковой схемы энергоблока произойдет за счет сокращения потерь рабочего тела и теплоты при пуске. При этом уменьшатся затраты на подготовку и подогрев добавочной воды.

В результате одного пуска блока потери пара сокращаются на 60 тонн.

Стоимость подготовки 1 тонны воды на станции без подогрева составляет 67 рублей, откуда затраты на подготовку воды составят

$$U_{\text{подг}} = 67 \cdot 60 = 4020 \text{ руб.}$$

Тепло, затрачиваемое при подогреве добавочной воды в кДж, определяется по формуле

$$Q_{\text{под}} = G_{\text{в}} \cdot C_{\text{р}} \cdot (t_{\text{под}} - t_{\text{исх}}), \quad (4.2)$$

где  $G_{\text{в}}$  – количество подготавливаемой воды в кг;

$C_{\text{р}} = 4,19 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$  – удельная теплоемкость воды;

$t_{\text{под}} = 45 \text{ }^\circ\text{C}$  – температура подогретой воды перед химводоочисткой;

$t_{\text{исх}} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$  – температура исходной воды перед подогревом;

$$Q_{\text{под}} = 60000 \cdot 4,19 \cdot (45 - 10) = 8799000 \text{ кДж.}$$

Количество сжигаемого условного топлива на подогрев воды можно определить по формуле

$$V_{\text{под}} = Q_{\text{под}} / [Q_{\text{н.р.}} \cdot (\eta_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{\text{п}})], \quad (4.3)$$

где  $Q_{\text{н.р.}} = 29300 \text{ кДж/кг}$  – низшая удельная теплота сгорания условного топлива;

$\eta_{\text{к}} = 0,89$  – КПД котла;

$\eta_{\text{тп}} = 0,98$  – КПД теплового потока;

$\eta_{\text{п}} = 0,98$  – КПД подогревателя воды;

$$V_{\text{под}} = 8799000 / [29300 \cdot (0,89 \cdot 0,98 \cdot 0,98)] = 351 \text{ кг.}$$

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	52	ФЮРА.311000.001.ПЗ				

Затраты на топливо при цене условного топлива на станции 850 рублей за тонну на один пуск составят

$$U_{\text{топл}} = 850 \cdot 0,351 = 298 \text{ рублей.}$$

Амортизационные отчисления

$$U_{\text{ам}} = 0,05 \cdot K = 0,05 \cdot 30,38 = 1,52 \text{ тыс. руб.}$$

Сокращение эксплуатационных расходов в год составит

$$U = N_{\text{пуск}} \cdot (U_{\text{подг}} + U_{\text{топл}}) - U_{\text{ам}}. \quad (4.4)$$

Из этой формулы видно, что сокращение эксплуатационных расходов, а значит и срок окупаемости сильно зависят от числа пусков блока в году.

### 4.3 Расчет срока окупаемости

При одном пуске блока в год  $U_1 = 1 \cdot (4,02 + 0,298) - 1,52 = 2,8$  тыс. руб.

Срок окупаемости составит

$$T_{\text{ок1}} = K/U_1 = 30,38/2,8 = 10,85 \text{ лет.}$$

При двух пусках в год  $U_2 = 2 \cdot (4,02 + 0,298) - 1,52 = 7,12$  тыс. руб.

Срок окупаемости составит

$$T_{\text{ок2}} = K/U_2 = 30,38/7,12 = 4,3 \text{ лет.}$$

При трех пусках в год  $U_3 = 3 \cdot (4,02 + 0,298) - 1,52 = 11,43$  тыс. руб.

Срок окупаемости составит

$$T_{\text{ок3}} = K/U_3 = 30,38/11,43 = 2,7 \text{ лет.}$$

При четырех пусках в год  $U_4 = 4 \cdot (4,02 + 0,298) - 1,52 = 15,75$  тыс. руб.

Срок окупаемости составит

$$T_{\text{ок4}} = K/U_4 = 30,38/15,75 = 1,9 \text{ лет.}$$

В результате проведенных расчетов можно сделать вывод, что предложенная модернизация пусковой схемы будет эффективна, если число пусков блока из холодного состояния в году будет не меньше двух.

					54	ФЮРА.311000.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			54