

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
ПРОЕКТ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. БЕЛОВО ОТ БЕЛОВСКОЙ ГРЭС

УДК__697.34.001.6:621.311.21(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6300	Устюжанин Алексей Александрович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭБЖД	Сечин А.А.	к.т.н.		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель АТП	Атрошенко Ю.К.			

Нормоконтроль:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры АТЭС	Вагнер М.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
АТЭС	Матвеев А.С.	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

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
3-6300	Устюжанину Алексею Александровичу

Тема работы:

Проект системы теплоснабжения г. Белово от Беловской ГРЭС	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	10.03.16 №2892/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30мая 2016 года
--	-----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	«Беловская ГРЭС пгт. Инской» мощность энергоблока 200 МВт; режим работы непрерывный; вид сырья – уголь; установленная тепловая нагрузка 115 Гкал/час.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Характеристика и анализ работы существующего основного оборудования турбинного цеха2. Анализ существующих и перспективных нагрузок, показателей тепловой экономичности Беловской ГРЭС Разновидности процессов газификации угля3. Технико–экономическое обоснование выбора варианта реконструкции турбинного оборудования Характеристика рынка4. Выбор расчетной тепловой схемы и описание

	<p>выбранного варианта реконструкции</p> <ol style="list-style-type: none"> 5. Расчет тепловой схемы 6. Выбор вспомогательного оборудования 7. Проектирование трубопроводов. Механический расчет. Гидравлический расчет. На самокомпенсацию. Расчет изоляции 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 9. Социальная ответственность 10. АСР температуры сетевой воды 11. Заключение
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Фигурко А.А., доцент кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Сечин А.А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Автоматизация технологических процессов	Атрошенко Ю.К., старший преподаватель кафедры автоматизации тепловых процессов

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	1 декабря 2016года
---	---------------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-6300	Устюжанин Алексей Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-6300	Устюжанину Алексею Александровичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Инженер	Специальность	140101 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	
<i>2. Определение экономической эффективности</i>	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6300	Устюжанин Алексей Александрович		

РЕФЕРАТ

Дипломный проект 114 страниц , 12 рисунков, 12 таблиц, 17 источников, 6 листов графического материала.

Объектом исследования является энергоблок Беловской ГРЭС 200МВт.

Цель данной дипломной работы является определение технической, экономической и социальной целесообразности реконструкции системы теплоснабжения г.Белово, путем замены турбоустановки К-200-130 на Т-180/210-130.

Полученные результаты показали, что реконструкцию можно проводить и по техническим и по экономическим соображениям.

Рассчитана схема на режимы, расчет паропровода отборного пара, расчет сетевого подогревателя, расчет трубопровода подающей и обратной тепломагистрали, компоновка нового оборудования в машзале, технико-экономические расчеты (срок окупаемости).

Дипломный проект выполнен в текстовом редакторе Microsoft Word 7.0, а графическая часть выполнена в графическом редакторе Компас 3D-8С.

Графическая часть:

Принципиальная тепловая схема блока 200 МВт фюра 311021.002 ТЗ;

Компоновочный чертеж вид с боку фюра 311021.003 МЧ;

Сетевой подогреватель ПСВ 500-14-13 фюра 311021.003 ВО;

Паропровод верхнего сетевого отбора фюра 311021.004ГЧ;

Схема подключения сетевых подогревателей фюра 311021.005 ТЗ;

Схема теплотехнического контроля ПСВ 500-14-13 фюра 421000.009 С2.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ABSTRACT

Thesis project 114 pages , 12 figures, 12 tables, 17 source, 6 sheets of graphic material.

The object of study is the power unit of Belovskaya power plant 200 mW.

The purpose of this thesis is to determine the technical, economic, and social feasibility of the reconstruction system teplosnabjennie-tion of Belovo, by replacement of the turbine K-200-130 and T-180/210-130.

The results showed that the reconstruction can be carried out and technical and economic considerations.

Designed the scheme for the modes, the calculation of steam pipeline selected pair, the calculation of the network the heater, the calculation of duct supply and return heating duct, layout of new equipment in the turbine building, technical-economic calculations (payback period).

A thesis project executed in a text editor Microsoft Word 7.0, and the graphic part is done in graphics editor Kompas 3D-8C.

The graphical part:

Principle heat scheme of the unit 200 MW Thura 311021.002 TK;

General arrangement drawing side view Thura 311021.003 MCH;

Network heater PSV 500-14-13 Thura 311021.003 IN;

The upper steam pipe network selection Thura 311021.004 MS;

Connection diagram the network heaters Thura 311021.005 TK;

Diagram of thermal control PSV 500-14-13 Thura 421000.009 S2;

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

1. Введение.....	7
2. Характеристика и анализ работы существующего основного оборудования турбинного цеха.....	14
2.1. Паровая турбина.....	13
2.2. Конденсационное устройство.....	13
2.3. Деаэрационная установка.....	15
2.4. Питательные насосы.....	15
2.5. Регенеративная установка.....	17
2.6. Теплофикационная установка.....	18
2.7. Блочные насосные станции.....	20
3. Анализ существующих и перспективных нагрузок, показателей тепловой экономичности Беловской ГРЭС.....	23
4. Технико-экономическое обоснование выбора варианта реконструкции турбинного оборудования.....	25
5. Выбор расчетной тепловой схемы и описание выбранного варианта реконструкции.....	28
5.1. Анализ тепловой схемы турбоустановки.....	28
5.2. Сетевая установка.....	30
5.3. Температурный график теплосети и график тепловой нагрузки.....	30
6. Расчет тепловой схемы.....	33
6.1. Построение процесса расширения пара в турбине в h-s диаграмме.....	33
6.2. Составление сводной таблицы.....	36
6.3. Расчет вспомогательных элементов тепловой схемы.....	38
6.4. Составление общих уравнений материального баланса.....	39
6.5. Материальный баланс по воде.....	39
6.6. Материальный баланс добавочной воды.....	39
6.7. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы.....	39
6.8. Проверка материального баланса рабочего тела в схеме.....	44
6.9. Определение расхода пара на турбину.....	45
6.10. Проверка мощности.....	46
6.11. Расчет показателей тепловой экономичности.....	46
6.12. Расчет тепловой схемы при наличии отопительной нагрузки.....	48
7. Выбор вспомогательного оборудования.....	51
7.1. Сетевые насосы.....	51
7.2. Регенеративные подогреватели.....	52
8. Расчет сетевого подогревателя.....	55
9. Расчет паропровода отборного пара.....	59
9.1. Гидравлический расчет.....	59
9.2. Механический расчет.....	61
9.3. Расчет тепловой изоляции трубопровода.....	62
9.4. Расчет самокомпенсации.....	63

10. Компонентные решения по реконструкции	66
11. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	68
11.1. Определение капиталовложений в реконструкцию станции.....	68
11.2. Расчет годовой выработки электроэнергии.....	68
11.3. Определение годовых эксплуатационных расходов.....	71
11.4. Калькуляция себестоимости энергии.....	75
11.5. Определение срока окупаемости агрегата после реконструкции	76
12. Вопросы социальной ответственности.....	79
12.1. Экология.....	79
12.2. Мероприятия по технике безопасности.....	79
12.3. Защита от шума.....	84
12.4. Защита от вибрации.....	85
13. Автоматическая система регулирования температуры сетевой воды...98	
Заключение.....	112
Список использованных источников.....	113

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время ограниченность мировых запасов нефти и газа диктует мировые тенденции в энергетике. Уголь приобретает роль базового стратегического топлива, на основе которого выстраивается долговременная концепция развития электроэнергетики. Такие тенденции актуальны и для нашей страны, а в особенности для сибирского региона. По - видимому каменные угли Кузнецкого бассейна и бурые угли Канско-Ачинского в перспективе будут составлять основную долю от энергетических топлив Сибири и всей страны в целом .

В России электроэнергетика близким образом связана с теплоснабжением. На ТЭС производится чуть более 60 процентов электроэнергии и почти 30 процента тепловой энергии, используемой в стране, при этом практически 1/3 часть электроэнергии, производимой всеми ТЭС, вырабатывается в комбинированном цикле.

Жесткие климатические условия в России предназначают теплоснабжение как наиболее общественно значимый и в то же время наиболее топливоёмкий сектор экономики: в нем потребляется примерно 40 процентов энергоресурсов, применяемых в стране, а более половины этих ресурсов приходится на коммунально-бытовой сектор.

В этой связи создание новых и повышение эффективности уже существующих пылеугольных энергоблоков, их дальнейшее улучшение, применение перспективных технических решений и других подходов с целью повышения экономичности, надежности, экологических параметров является актуальным.

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2020 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234-р, прогнозируется рост производства тепловой энергии (рис.1): в 2010 году - на 9 - 13 процентов и в 2020 году - на 22 - 34 процента больше чем в 2000 году. Потери должны снизиться к 2020 году на

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

55,4 – 50 %. При этом предусматривается рост реального потребления тепловой энергии в 1,4 - 1,5 раза за счет сокращения потерь и использования высокого потенциала энергосбережения в этом секторе энергетики.

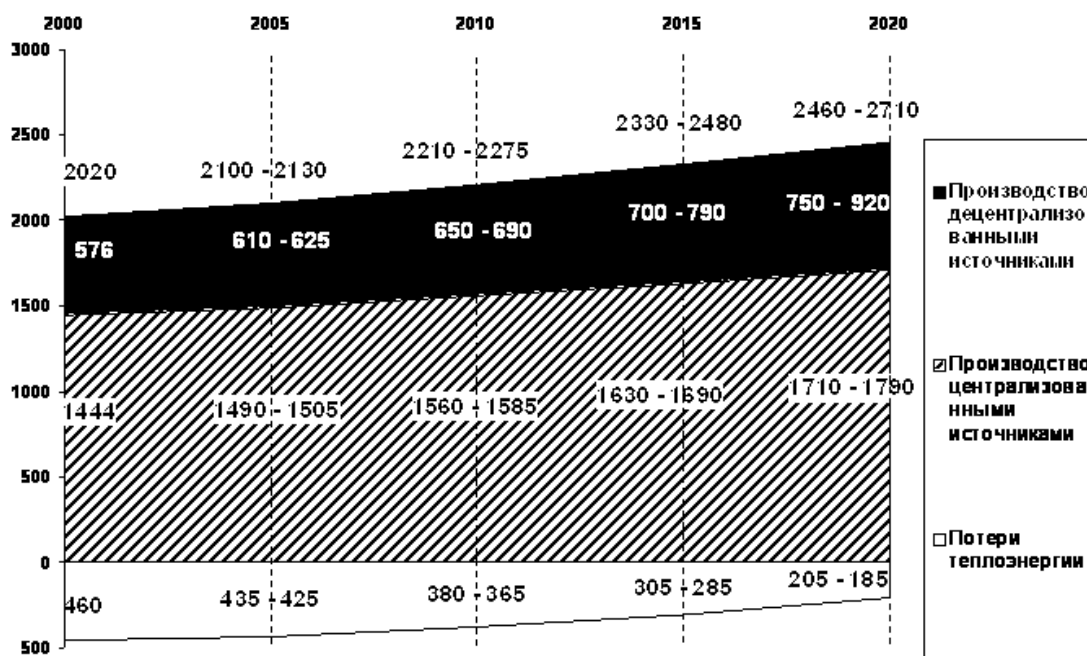


Рисунок 1- Производство тепловой энергии в период до 2020г.
(умеренный и оптимистичный вариант).

[<http://rg.ru/2003/10/07/energetika.html>]

Беловская ГРЭС расположена в поселке Инском и является основным источником электроснабжения Белово – Ленинского энергорайона Кузбасской энергосистемы, охватывающего потребителей электрической энергии, расположенных в районах городов Белово, Ленинска – Кузнецкого и Гурьевска Кемеровской области.

Основными потребителями электроэнергии энергорайона являются предприятия угольной промышленности, (шахты, разрезы), черной и цветной металлургии (Гурьевский металлургический) и электрифицированный железнодорожный транспорт, электропотребление которых составляет порядка 80% общего полезного электропотребления энергорайона.

В настоящее время основными источниками тепла промышленных

предприятий и ЖКС г. Белова являются промышленные и отопительные котельные. Поселок Инской является единственным районом г. Белова, который снабжается теплом от централизованного источника – Беловской ГРЭС, отпуск тепла от которой осуществляется из нерегулируемых отборов турбин.

Необходимость реконструкции Беловской ГРЭС вызвана дефицитом тепла в городе Белово, а также сложной экологической обстановкой из-за наличия большого количества котельных, часть которых предполагается закрыть после проведения реконструкции.

План перспективной застройки с указанием комплексной жилой за-

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

стройки приведен на рисунке 1.2.

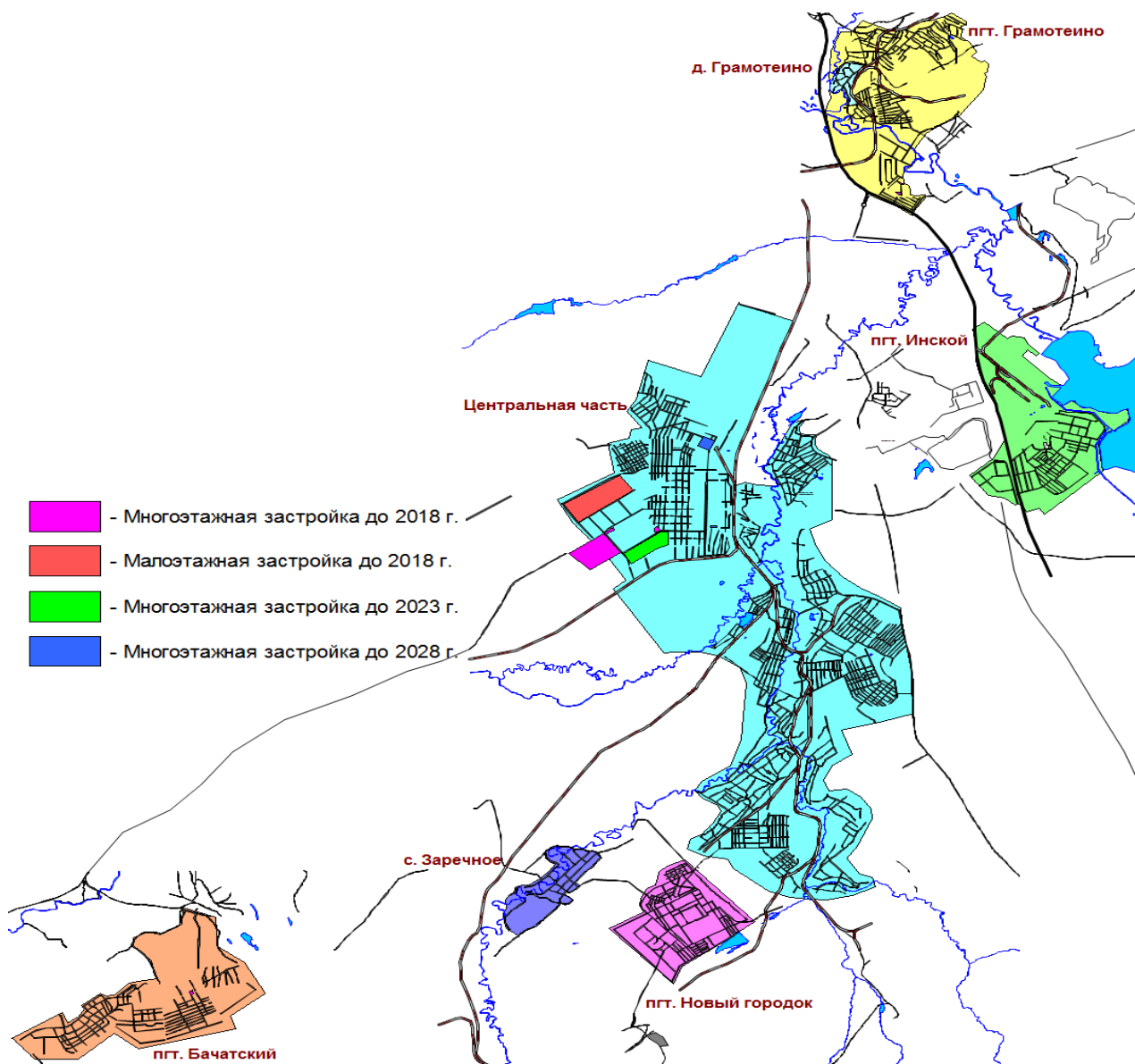


Рисунок 1.2 - План перспективной комплексной жилой застройки городского округа

[<http://www.belovo42.ru/files/belovo42/File/GKX/MAU%20SZ/2016/%202017.pdf>]

2. Характеристика и анализ работы существующего основного оборудования

										Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА. 311021. 001 ПЗ					

турбинного цеха.

2.1. Паровая турбина.

1. Паровая конденсационная турбина К-200-130 ЛМЗ с семью нерегулируемыми оборотами, номинальной мощностью 200 МВт, со скоростью вращения 3000 об/мин, соединена с генератором переменного тока ТВВ-200-2 завода "Электросила". Направление вращения роторов - по часовой стрелке. Турбина одновальная, трехцилиндровая.

2. Турбина рассчитана на работу при следующих основных параметрах:

а) давление свежего пара перед автоматическими стопорными клапанами 130 ата;

б) температура свежего пара перед автоматическими стопорными клапанами 545°C;

в) давление пара после промперегрева перед входом в автоматические стопорные клапаны ЦСД при номинальном режиме 21,3 ата (перед соплами 20,6 ата);

г) температура пара после промперегрева перед входом в автоматические стопорные клапаны ЦСД 545°C;

3. Допускается возможность турбины и вспомогательного оборудования Турбоустановки с перегрузкой до 210 МВт при номинальных параметрах свежего пара, полностью включенной системе регенерации, чистой проточной части и температуре охлаждающей воды не выше 10°C и давлении в регулирующей ступени ЦВД не более 98 ата.

4. Максимальный расход пара в турбине составляет 640 т/час.

2.2. Конденсационное устройство.

1. Конденсационное устройство состоит из двух поверхностных конден-

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

саторов, воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов, хозяйственного эжектора и циркуляционных насосов.

2. Поверхность охлаждения каждого конденсатора типа 200 КСЦ-2 составляет

4500 кв. м. Оба конденсатора по паровой части соединяются уравнительным патрубком.

Каждый конденсатор турбины имеет отдельный подвод и отвод охлаждающей воды, что дает возможность отключить один конденсатор по водяной стороне и производить чистку трубок на ходу при работе турбины со сниженной нагрузкой. Снижение нагрузки при этом определяется допустимой температурой в выхлопной части цилиндра, которая не должна превышать 60°C.

3. В конденсаторе предусмотрено специальное устройство для приема пара при пусках турбины и сбросах нагрузки в количестве до 300 т/час при давлении 6 ата и температуре 170°C. Предусмотрено также устройство для приема добавки химически обессоленной воды в количестве до 30 т/час при давлении 1-5 ата и температуре 40°C.

4. Гидравлическое сопротивление каждого конденсатора при чистых трубах и расходе охлаждающей воды 12500х2= куб. м/час составляет 3,3 м. вод. ст. Наибольшее допустимое рабочее давление внутри водяного пространства 1 кг/кв. см.

5. Воздухоудаляющее устройство состоит из двух основных эжекторов типа ЭП-3-700-1 и одного пускового эжектора типа-ЭП-1-1100-1.

6. Основные эжекторы обеспечивают нормальный процесс теплообмена в конденсаторе и других вакуумных аппаратах теплообмена. Расход пара на эжектор 700 кг/час.

7. Пусковой эжектор Эп-1-1100-1 предназначен для быстрого поднятия

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вакуума в конденсаторе до 500-600 мм рт. ст. Расход пара на эжектор составляет 1100 кг/час.

2.3 Деаэрационная установка.

В деаэрационную установку блока входят:

- регулятор уровня воды в баках, осуществляющий подачу химически обессоленной воды, в конденсатор турбины;
- регулятор давления греющего пара 6 ата (РУ 11/6); - регулятор давления греющего пара от резервного источника (РУ 15/6);
- регуляторы перелива;
- арматура и трубопроводы;
- контрольно-измерительные приборы; манометр для измерения давления в деаэраторах; водоуказательные стекла и уровнемеры для измерения уровня воды в баках.

Для ручного отбора проб на содержание кислорода и свободной углекислоты в питательной воде установлены пробоотборники.

2.4 Питательные насосы.

Питательные электронасосы (ПЭН) предназначены для питания водой прямоточных котлов ПК – 40 – 1, производительностью 640 т/час с параметрами пара: давление 130 ата и температура 545°C. На каждом блоке установлено по три питательных насоса, которые делятся на два типа: ПЭН А и ПЭН В – тип ПЭ – 430 – 200; ПЭН Б – тип ПЭ – 580 – 200. Характеристики насосов приведены в таблице 2.10..

Таблица 2.1 - Характеристики питательных насосов.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тип	ПЭ – 430 – 200	ПЭ – 580 – 200
Производительность, м ³ /час	430	580
Давление в приемном патрубке, ата	6,7	6,7
Давление в напорном патрубке, ата	206,7	206,7
Частота вращения ротора, об/мин	2980	2980
Диапазон работы насоса, м ³ /час	130 – 430	130 – 580

Питательный насос – центробежный, горизонтальный, одиннадцатиступенчатый, двухкорпусной. Наружный корпус кованный из углеродистой стали, является базовой деталью насоса. К корпусу приварены всасывающий и напорный патрубки и опорные лапы. Внутренний корпус – секционный, направляющие аппараты и рабочие колеса выполнены из нержавеющей стали, секции стянуты между собой болтами. Стыки секций имеют двойное уплотнение: резиновыми кольцами и металлическим контактом торцевых плоскостей. Ротор насоса состоит из вала, 11 рабочих колес и разгрузочного диска.

Насос имеет рециркуляцию питательной воды на всас.

Опорами ротора служат подшипники скольжения. Корпуса подшипников чугунные, вкладыши стальные с баббитовой заливкой. Смазка подшипников – принудительная от пускового маслоснасоса при пуске и от основного при работе.

Привод ПЭН осуществляется от асинхронных электродвигателей типа АТД/АС – 4000 (насос ПЭ – 430 – 200), мощностью 4000 кВт и типа АС – 5000 (насос ПЭ – 580 – 200), мощностью 5000 кВт. Электродвигатели ПЭН питаются от трехфазной сети напряжением 6000 В.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.5 Регенеративная установка.

Регенеративная установка предназначена для подогревания питательной воды (конденсата турбины) паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины. Регенеративная установка состоит из четырех подогревателей низкого давления, деаэратора и трех подогревателей высокого давления; установкой предусматривается также использование тепла пара основных эжекторов и пара, отсасываемого из лабиринтовых уплотнений.

Конденсат греющего пара ПНД – 1 направляется через гидрозатвор в конденсатор. Конденсат греющего пара ПНД – 2, ПНД – 3 и ПНД – 4 сливается каскадно в ПНД – 2 откачивается сливным насосом в линию основного конденсата. Установка имеет два сливных насоса (один резервный). Каждый подогреватель низкого давления (кроме ПНД – 1) снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя управляемым электронным регулятором.

Конденсат греющего пара подогревателей высокого давления сливается каскадно в ПВД – 5 и подается в деаэратор.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.2 - Характеристика подогревателей высокого давления.

Наименование	ПВ-500-230-14 ПВД № 3	ПВ-500-230-30 ПВД № 2	ПВ-500-230-44 ПВД № 1
Общая поверхность подогревателя, м ²	500	500	500
Номинальный расход воды, кг/с	178	178	178
Расчетный тепловой поток, МВт	20,6	23,8	15,3
Максимальная температура пара, °С	400	400	400
Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа	0,11	0,24	0,24
Габаритные размеры, мм			
· высота	9300	9300	9300
· диаметр корпуса	2260	2260	2290
Масса подогревателя, т			
· сухого	68,4	54,8	63,5
· полностью заполненного водой	90,3	83,6	93,5

Таблица 2.3 - Характеристика подогревателей низкого давления.

Наименование	ПН-350-16-7-III	ПН-350-16-7-III	ПН-350-16-7-I
	ПНД № 4	ПНД № 5	ПНД № 6,7
Общая поверхность подогревателя, м ²	350	350	352
Номинальный расход воды, кг/с	136,1	136,1	159,7
Расчетный тепловой поток, МВт	24,3	24,3	24,0
Максимальная температура пара, °С	400	400	400
Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа	0,0495	0,0495	0,05
Габаритные размеры, мм			
· высота	5827	5827	5827
· диаметр корпуса	1424	1424	1424
Масса подогревателя, т			
· сухого	10,4	10,4	10,2
· полностью заполненного водой	17,8	17,8	17,6

2.6. Теплофикационная установка.

1. Для турбоустановок № 1,2,3,5.

Теплофикационная установка предназначена для подогрева сетевой воды, идущей на отопление служебно-производственных корпусов ГРЭС, птицефабрики и поселка. Вся установка делится на 6 групп бойлеров, установ-

ленных по блокам. Каждая группа включает в себя основной (ОБ) и пиковый (ПБ) бойлеры. Основной бойлер имеет две ступени. Пар на бойлеры поступает из отборов турбины. Пиковый бойлер подключен к 4-му отбору и, как резерв к коллектору 15 ата, основной бойлер I ступени подключен к 5-му отбору, основной бойлер II ступени – к 6-му отбору. Конденсат греющего пара ПБ и ОБ II ступени по каскадной схеме через регуляторы уровней направляется в ПНД – 2 или в дренажный бак. Дренаж с ОБ I ступени через регулятор уровня и расширитель направляется на всас КЭН.

Обратная сетевая вода от потребителей подается сетевыми насосами по общему напорному холодному коллектору в бойлерные установки. Вода последовательно проходит ОБ I, ОБ II и ПБ. Подогретая до необходимой температуры сетевая вода поступает по общему горячему коллектору к распределительному коллектору. Далее сетевая вода поступает к потребителям и в цеха ГРЭС.

Таблица 2.4 - Характеристики сетевых подогревателей.

Подогреватель	ОБ-I	ОБ-II	ПБ
Тип	БО-200	ПСВ-200	БП-200
Поверхность, м ²	200	200	200
Давление в трубном пучке, ата	14	15	14
Давление в корпусе, ата	1,5	7	13
Максимальная температура воды, °С	120	150	150
Максимальная температура пара, °С	150	400	350

2. Для турбоустановки № 5.

Турбоустановка №5 была реконструирована для повышения тепловой

мощности. При реконструкции организован регулируемый отбор пара на выходе из цилиндра среднего давления, который обеспечивает половину потребности города Белово в тепловой энергии. Сетевая установка состоит из четырёх подогревателей типа ПСВ-500-3-23 включенных параллельно по пару и воде. Насосная станция сетевой воды для теплоснабжения города Белово находится рядом с главным корпусом электростанции, со стороны временного торца, и состоит из пяти сетевых насосов, три из которых – СЭ-2000-160, и два – СЭ-800-100.

2.7 Блочные насосные станции.

Для снабжения энергоблоков циркуляционной водой на станции имеется три насосные станции, в каждой из них установлено по четыре циркуляционных насоса. Циркуляционный насос представляет собой осевой поворотно-лопастной, вертикальный одноступенчатый насос типа ОП – 2 – 110К. У насоса предусмотрена регулировка угла установки лопастей рабочего колеса при остановленном насосе в пределах 10 – 12°. Производительность насоса 12000 – 14000 м³/час, напор 10 – 16 м вод. ст., частота вращения 375 об/мин, диаметр рабочего колеса 1100 мм, КПД 80 %. Привод насосов осуществляется электродвигателями типа ВДА – 170 – 34 – 16, мощностью 520 кВт.

Для очистки циркуляционной воды на всасе циркуляционных насосов на станции имеются вращающиеся сетки типа ТН – 3000 с шириной полотна 2,3 м.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Анализ существующих и перспективных нагрузок, показателей тепловой экономичности Беловской ГРЭС.

Существующие нагрузки и показатели тепловой экономичности за 2014, 2015 г. представлены в виде таблицы 3.1.

Таблица 3.1 - Нагрузки и показатели тепловой экономичности за 2014, 2015 г.

Показатели	Единица измерения	2014 г.	2015 г.
Выработано электроэнергии	тыс. кВт. ч	7274088	6423282
Отпуск электроэнергии с шин	тыс. кВт. ч	6774877	5974584
Отпуск теплоэнергии	Гкал	272494	273810
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	г/кВт. ч	340,78	342,17
Удельный расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	176,9	176,93
Фактический расход электроэнергии на собственные нужды	%	6,66	6,75
Средняя электрическая нагрузка	МВт	168,8	162,1
Средняя тепловая нагрузка	Гкал	447660	442954
Коэффициент использования электрической мощности	%	69,2	61,1
Удельный расход тепла нетто на турбоустановку	Ккал/кВт. ч	2003,4	2006,06

Как видно из сравнительной таблицы отпуск электроэнергии с шин несколько снижается, отпуск теплоэнергии же, напротив, увеличивается. При этом снижается средняя электрическая нагрузка и увеличивается удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую и электроэнергию. Это негативно сказывается на экономичности работы электростанции и на себестоимости произведённой продукции.

В перспективе предполагается использовать часть тепла сжигаемого топлива для отопления центральной части города Белово. Для этого предполагается реконструировать турбоустановку для перевода ее на теплофикационный режим работы, смонтировать новые, более мощные сетевые установки и вспомогательное оборудование.

Эти мероприятия должны привести к повышению тепловой экономич-

ности электростанции вследствие установки нового, более совершенного оборудования и выработки части электроэнергии на тепловом потреблении, улучшению экологической обстановки в районе за счёт закрытия мелких районных котельных.

Турбоустановка К–200–130, установленная на пятом энергоблоке Беловской ГРЭС отработала с начала эксплуатации 214171 часов, вследствие чего морально и физически устарела и требует реконструкции.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Техничко–экономическое обоснование выбора варианта реконструкции турбинного оборудования.

Широкое развитие теплофикации в нашей стране требует ввода новых мощных теплофикационных турбин с регулируемыи отборами пара. Эти турбины обеспечивают наиболее высокую эффективность комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, что не может быть достигнуто в конденсационных турбинах с дополнительными нерегулируемыми отборами пара или в модернизируемых конденсационных турбинах с организацией регулируемых отборов.

Комбинированное производство электрической и тепловой энергии обеспечивает уменьшение расхода топлива. Сравнение расходов топлива на ТЭЦ и отдельную выработку электроэнергии и теплоты является одним из элементов их общего технико–экономического сопоставления.

Общий расход топлива:

$$\text{На РУ } B_{ру} = B_{кэс} + B_{кнд},$$

$$\text{На ТЭЦ } B = B_{э} + B_{т}.$$

Общая электрическая мощность $N_{э}$ на ТЭЦ составляется из мощностей $N_{т}$, вырабатываемой паром отбора, и $N_{к}$, вырабатываемой конденсационным потоком. Мощность $N_{т}$ производится с удельным расходом условного топлива $b_{э}^p$ (как в турбине с противодействием), мощность $N_{к}$ – с $b_{э}^k \approx b_{кэс}$.

Разделим общую мощность $N_{э}$ на КЭС также на две составляющие мощности $N_{к}$ и $N_{т}$, полученные с одинаковыми удельными расходами условного топлива $b_{кэс}$. Тогда написанные выше выражения для расходов топлива примут вид:

$$B_{ру} = b_{кэс} \cdot (N_{к} + N_{т}) + B_{кнд};$$

$$B = (b_{э}^p \cdot N_{т} + b_{э}^k \cdot N_{к}) + B_{с}.$$

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист 23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Имея в виду, что $b_9^k \approx b_{кЭС}$, и принимая $B_c^m \approx B_{кно}$, получаем:

$$\Delta B = B_{PV} - B \approx (b_{кЭС} - b_9^p) \cdot N_m.$$

Это важное соотношение позволяет определить экономию топлива благодаря комбинированному производству электрической и тепловой энергии на ТЭЦ, т.е. благодаря теплофикации.

Приняв $b_{кЭС} = 0,3 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ и $b_9^p = 0,15 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$, получим:

$$\Delta B = (0,3 - 0,15) \cdot N_m, \text{ кг} / \text{ч}.$$

Для теплофикационной мощности $N_T = 150$ МВт, экономия условного топлива составит $\Delta B = 0,15 \cdot 150 \cdot 10^3 = 22500 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$.

Увеличение единичной мощности турбины позволяет повысить экономичность электростанции, снизить удельные капиталовложения, ускорить темпы ввода новых мощностей.

Важное условие создания новых мощных высокоэкономичных и надежных теплофикационных турбин – использование возможности значительной унификации узлов и деталей турбин, а также унификации комплектующего оборудования с уже освоенным в эксплуатации оборудованием. Так, проектируемая на ЛМЗ паровая турбина Т-180/210-130 создается на базе широкого использования узлов паровой турбины К-210-130 и вспомогательного оборудования турбоустановки.

Существенная особенность новой теплофикационной турбины – возможность ее работы с максимальным расходом пара на конденсационном режиме при мощности, равной 210МВт. Это позволит полностью использовать мощность турбины в летний и начальный периоды эксплуатации в случае, если тепловая нагрузка не будет использоваться. При этом максимальный расход пара на турбину принят, исходя из совместной работы с котлом конденсационного блока К-210-130, при начальном давлении пара $130 \text{ кгс} / \text{см}^2$, температуре свежего пара и температуре промперегрева, равной

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист 24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

540/540⁰С, и составляет 670 т/ч.

Одна из главных особенностей новой турбины Т-180/210-130 – выполнение ее в двух модификациях для ГРЭС, расположенных в разных климатических зонах, имеющих разные системы технического водоснабжения и, следовательно, разную температуру охлаждающей воды.

Увеличение единичной мощности, применение промежуточного перегрева и усовершенствование конструкции турбоустановки позволит повысить экономичность и снизить капиталовложения.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Выбор Расчётной тепловой схемы и описание выбранного варианта реконструкции.

5.1. Анализ тепловой схемы турбоустановки.

Одновальная паровая теплофикационная турбина Т-180/210-130 номинальной мощностью 180МВт состоит из однопоточных цилиндров высокого и среднего давления и двухпоточного ЦНД. Турбина предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока, который монтируется на общем фундаменте с турбиной. Параметры пара, поступающего на турбину:

$P_0 = 13 \text{ МПа}$, $t_0 = 540^\circ \text{C}$, после промперегрева:

$P_m = 3,81 \text{ МПа}$, $t_m = 540^\circ \text{C}$, давление в конденсаторах 3,9 кПа. Частота вращения роторов 50 с^{-1} , направление вращения по часовой стрелке, если смотреть со стороны переднего подшипника турбины в сторону генератора.

Структурная формула системы регенерации турбоустановки-4ПНД+Д+3ПВД - определяется восьмиступенчатым подогревом питательной воды. Кроме того, перед ПНД в турбинных пучках охладителей сальникового и основных эжекторов утилизируется тепло пара системы уплотнений и рабочего пара эжекторов.

В схеме турбоустановки предусмотрены три питательных насоса с электроприводами. Расчетная производительность каждого насоса 60% номинальной. В этом случае в схеме может предусматриваться пускорезервный насос с электрическим приводом.

Из-за стеснённой компоновки оборудования турбинного цеха нет возможности использовать полную мощность теплофикационных отборов турбины, поэтому турбоустановка будет работать со значительным пропуском пара в конденсатор.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки представлена на рисунке 5.1.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

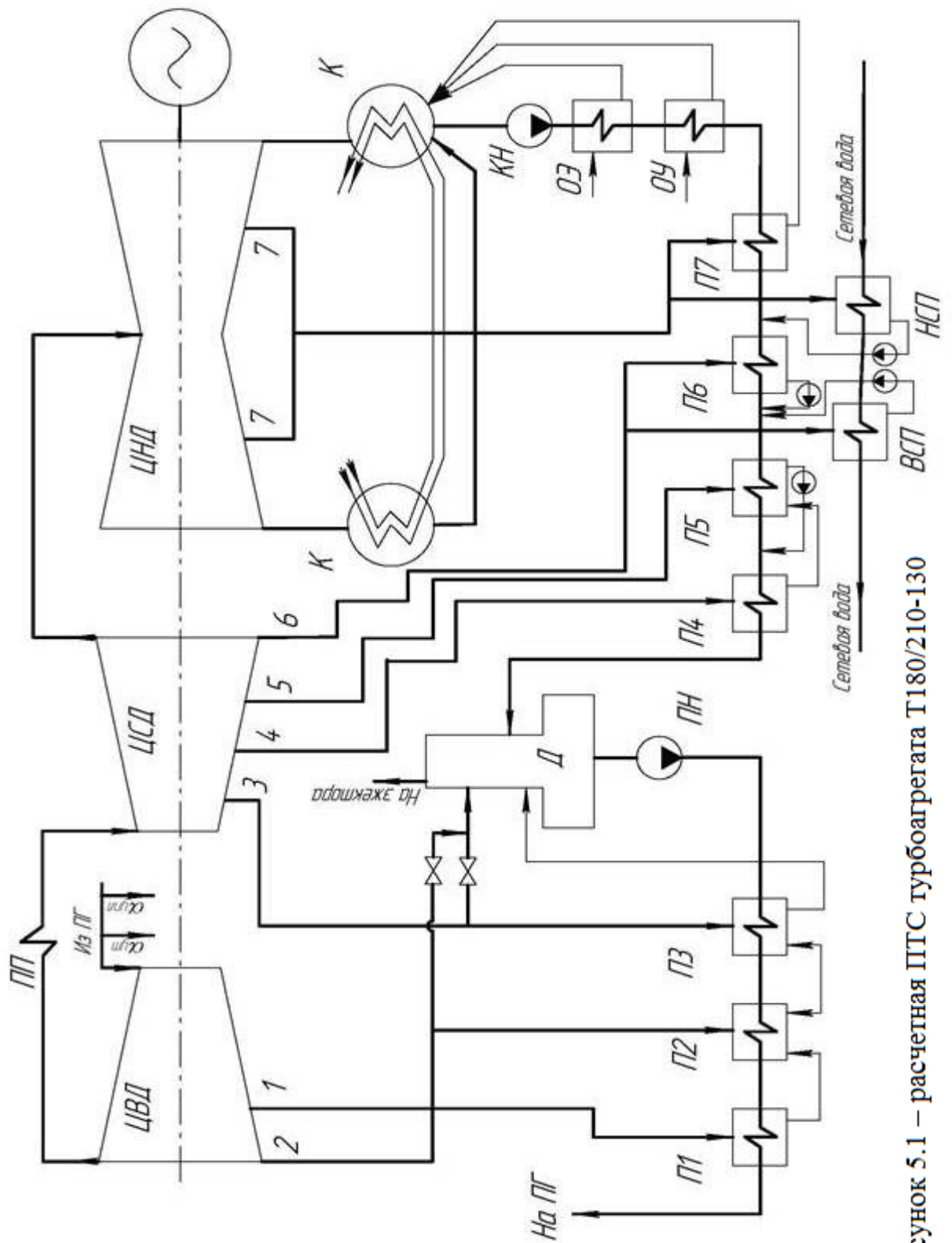


Рисунок 5.1 – расчетная ПТС турбоагрегата Т180/210-130

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА. 311021. 001 ПЗ

5.2. Сетевая установка.

Сетевая установка реконструируемого блока состоит из четырёх подогревателей типа ПСВ–500–3–23 включенных попарно параллельно по сетевой воде и греющему пару. При этом два подогревателя подключены к верхнему сетевому отбору, и два к нижнему сетевому отбору. Схема сетевой установки представлена на рисунке 5.2.

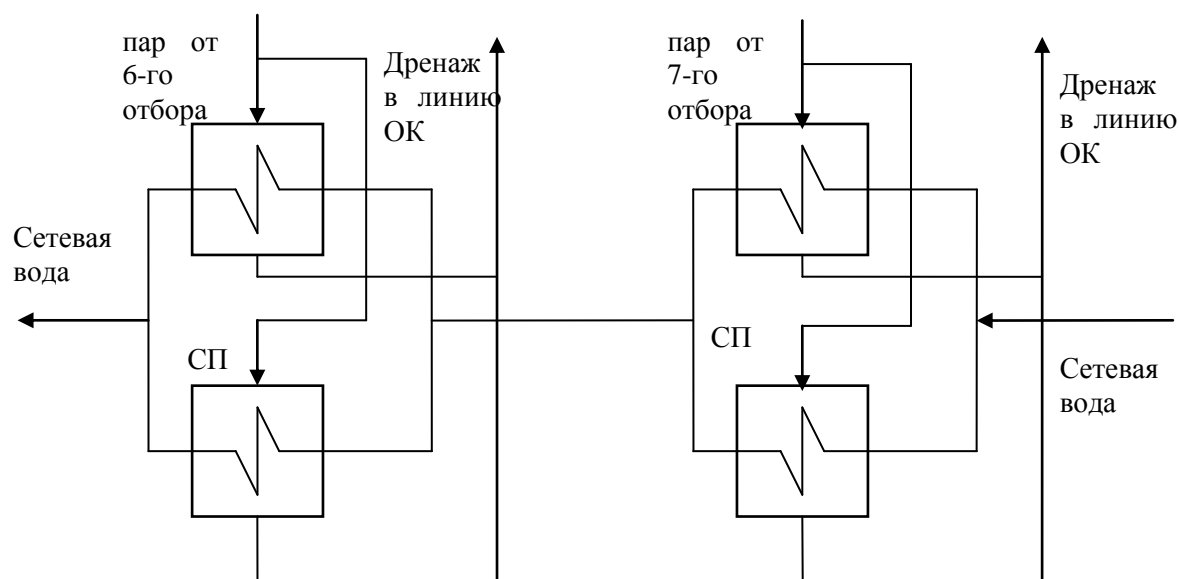


Рисунок 5.2 - Схема сетевой установки.

5.3. Температурный график теплосети и график тепловой нагрузки.

На рисунке 5.3. изображен температурный график теплосети, работающей по графику 130/70. На графике сплошной линией показана температура сетевой воды в подающем трубопроводе, штриховой линией – в обратном, штрихпунктирной – температура сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. Расчётная температура наружного воздуха для отопления – минус 39°С, средняя температура наружного воздуха за отопительный период – минус 8,8°С.

На рисунке 5.4. представлен график тепловой нагрузки, покрываемой теплофикационной установкой блока №5, где штриховой линией разделены области:

1. нагрузка, покрываемая из отборов турбины;
2. нагрузка, покрываемая пиковой водогрейной котельной.

Функции пиковой водогрейной котельной выполняет котельная номер 10, расположенная в городе Белово.

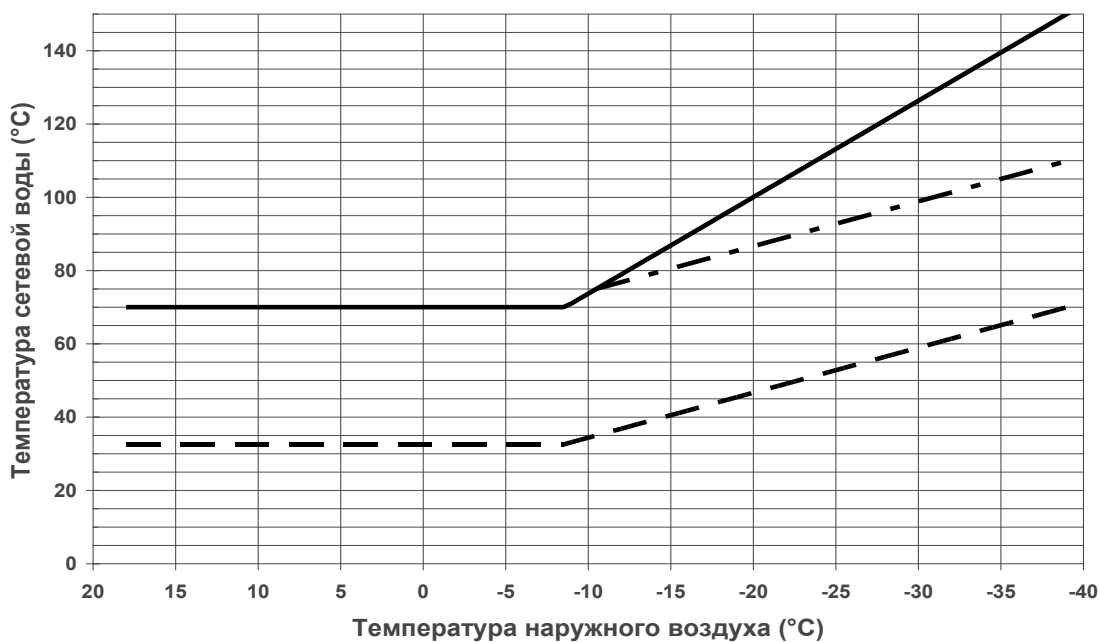


Рисунок 5.3 - Температурный график теплосети.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

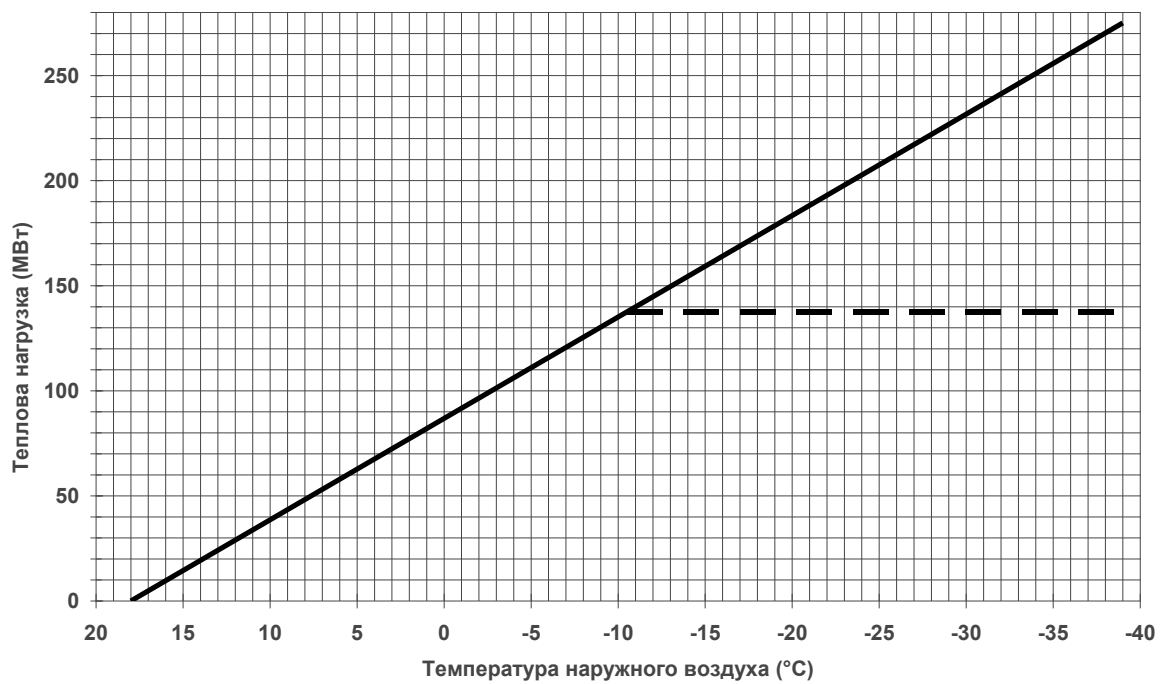


Рисунок 5.4 - График отопительной нагрузки.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА. 311021. 001 ПЗ

11. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Технико-экономические расчеты проводятся с целью определения капитальных затрат на строительство, реконструкцию и определения срока окупаемости, а также изменение стоимости продукции вследствие проведенных работ.

Анализ капиталовложений в реконструкцию турбоагрегата К-200-130 с целью получения турбоагрегата Т-180/210-130.

Реконструкция проточной части турбины К-200-130 с целью установки отопительного отбора стоила 1092,3тыс.руб. Монтаж сетевой установки и вспомогательного оборудования (трубопроводы, арматура, автоматика) стоила 4,35 млн.руб. Итого реконструкция турбоагрегата оценилась в 6,37 млн.руб.

11.1. Определение капиталовложений в реконструкцию станции

Оценка стоимости в реконструкцию турбинного оборудования. Капиталовложения составляют:

$$K_{cm} = 2 \cdot k \cdot N_y, \text{ где} \quad (11.1)$$

$k = 11820 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$ - удельная стоимость, приходящаяся на киловатт мощности;

$$K_{cm} = 2 \cdot 11820 \cdot 180 \cdot 10^3 = 4255,2 \text{ млн.руб.}$$

11.2. Расчет годовой выработки электроэнергии.

Суточная выработка электроэнергии определяется исходя из диспетчерского графика нагрузки станции.

Суточная выработка электроэнергии в зимний и летний дни определяется:

В зимний день:

$$\mathcal{E}_{сут}^{зим} = 6 \cdot P_{дисп\ 0-6}^{зима} + 5 \cdot P_{дисп\ 6-11}^{зима} + 3 \cdot P_{дисп\ 11-14}^{зима} + 5 \cdot P_{дисп\ 14-19}^{зима} + 5 \cdot P_{дисп\ 19-24}^{зима};$$

В летний день:

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист 31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент использования установленной мощности за январь можно принять 0,9 от декабря:

$$\delta_{янв} = 0,9 \cdot \delta_{дек} = 0,9 \cdot 0,802 = 0,722$$

По найденным значениям строим график, по которому найдем коэффициент использования мощности для других месяцев.

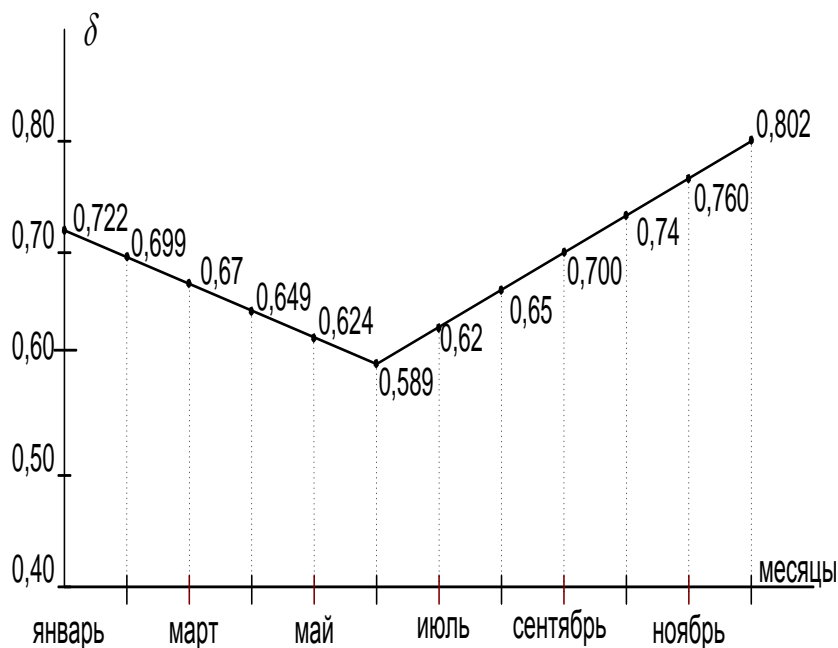


Рисунок 11.1 - Зависимость коэффициента использования по месяцам.

Годовая выработка электроэнергии ГРЭС по месяцам можно определить как:

$$\mathcal{E}_{мес} = 24 \cdot \delta_{м} \cdot N_{у} \cdot M_{к}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (11.4)$$

где $M_{к}$ - количество дней в месяце;

$\delta_{м}$ - коэффициент использования установленной мощности по месяцам года, его можно определить графически.

Годовую выработку электроэнергии ГРЭС можно найти:

$$\mathcal{E}_{год} = \sum \mathcal{E}_{мес},$$

Таблица 11.2 - Годовая выработка электроэнергии.

Месяц	$N_y, \text{ МВт}$	$M_k, \text{ дней}$	δ_m	$\mathcal{E}_{\text{мес}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}$
Январь	360	31	0,722	193380,5
Февраль		28	0,699	169102,08
Март		31	0,67	179452,8
Апрель		30	0,649	168220,8
Май		31	0,61	163382,4
Июнь		30	0,589	152668,8
Июль		31	0,62	166060,8
Август		31	0,65	174096
Сентябрь		30	0,70	181440
Октябрь		31	0,74	198201,6
Ноябрь		30	0,76	196962
Декабрь		31	0,802	214807,7
Итого ($\mathcal{E}_{\text{год}}$)	-	-	-	2157805,5

Число часов использования установленной мощности:

$$h_y = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{N_y} = \frac{2157805,5}{360} = 5994 \text{ ч.} \quad (11.5)$$

11.3. Определение годовых эксплуатационных расходов.

Годовые эксплуатационные расходы делятся на следующие элементы:

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

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:

$$I = I_m + I_{ам} + I_{з.л.л} + I_{проч}. \quad (11.6)$$

11.3.1. Топливо:

Годовые затраты на топливо определяются:

$$I_m = B \cdot \frac{7000}{Q_n^p} \cdot (C_m + C_{тр.м}) \cdot \left(1 + \frac{\lambda_{ном}}{100}\right), \frac{руб}{год} \quad (11.7)$$

где В- годовой расход топлива

$$B = 1,3 \cdot h_p + 0,392 \cdot \mathcal{E}_{год}, m / год. \quad (11.8)$$

$h_p = 8200$ час - календарное число часов работы турбины в год.

C_m -прейскурантная стоимость топлива; $C_m = 470$ руб/т.н.т.

$C_{тр.м}$ -затраты на транспортировку одной тонны натурального топлива ;

$C_{тр.м} = 128$ руб/т.н.т.

$\lambda_{ном}$ - процент потерь топлива при перевозке железнодорожным транспортом, выгрузке вагонов хранения и т. д. $\lambda_{ном} = 1,2\%$.

К-200-130

$$B = 1,3 \cdot h_p + 0,392 \cdot \mathcal{E}_{год} = \\ = 1,3 \cdot 8200 + 0,384 \cdot 599390 = 240825,76 \text{ т.у.т.} \quad (11.9)$$

Годовые затраты на топливо:

$$I_{m1} = 240825,76 \cdot \frac{7000}{3120} \cdot (470 + 128) \cdot \left(1 + \frac{1,2}{100}\right) = 326462,013 \cdot 10^3, \frac{руб}{год} \quad (11.10)$$

Т-180/210-130

$$B = (1,02 \cdot h_p + 0,384 \cdot \mathcal{E}_{год} + 0,039 \cdot D_{год}^{OT} + 0,093 \cdot D_{год}^{om}) = \\ = (1,02 \cdot 8200 + 0,384 \cdot 599390 + 0,039 \cdot 8100 + 0,093 \cdot 8100) = \\ = 239598,96 \text{ т.у.т}$$

Годовые затраты на топливо:

$$I_{m1} = 239598,96 \cdot \frac{7000}{3120} \cdot (470 + 128) \cdot \left(1 + \frac{1,2}{100}\right) = 324798,97 \cdot 10^3, \text{руб} / год \quad (11.11)$$

11.3.2. Амортизация.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Норма амортизаций приблизительно может быть найдена по формуле:

$$\bar{I}_{ам} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot h_y, \quad (11.12)$$

где h_y - число часов использования установленной мощности станции.

Величина амортизационных отчислений составит:

К-200-130

$$I_{ам} = \bar{I}_{ам} \cdot K_{ТУ} \frac{\text{руб}}{\text{год}}, \quad (11.13)$$

где $K_{ТУ}$ - капиталовложения в сооружение турбоустановки.

$K_{ТУ} = 46,24$ млн.руб.

$$\bar{I}_{ам1} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot h_{y1} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 5994 = 0,021 \quad (11.14)$$

$$I_{ам1} = \bar{I}_{ам1} \cdot K_{см1} = 0,021 \cdot 46,24 \cdot 10^6 = 971,04 \cdot 10^3 \frac{\text{руб}}{\text{год}}. \quad (11.15)$$

Т-180/210-130

$K_{ТУ} = 59,68$ млн.руб.

$$I_{ам2} = \bar{I}_{ам1} \cdot K_{см2} = 0,021 \cdot 59,68 \cdot 10^6 = 1253,3 \cdot 10^3 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (11.16)$$

11.3.3. Заработная плата.

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

$$I_{з.пл} = k_{шт} \cdot N_y \cdot \bar{\Phi}_{з.пл} \quad (11.17)$$

$k_{шт} = 0,95$ чел/МВт.

$$I_{з.пл} = 0,95 \cdot 180 \cdot 97200 = 16621 \cdot 10^3 \frac{\text{руб}}{\text{год}}. \quad (11.18)$$

11.3.4. Прочие расходы.

$$I_{РЕМ} = 0,02 \cdot K_{ТУ}. \quad (11.19)$$

$I_{РЕМ} = 0,02 \cdot 46,24 = 930$ руб.

$$I_{проч} = 0,08 \cdot (I_m + I_{ам} + I_{з.пл} + I_{РЕМ}), \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (11.20)$$

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист 36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{проч1}} = 0,08 \cdot (326462,013 + 16621,2 + 971,04 + 930) = 27598,74 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

$$I_{\text{РЕМ}} = 0,02 \cdot 59,68 = 1200 \text{руб.}$$

$$I_{\text{проч2}} = 0,08 \cdot (324798,97 + 16621,2 + 1253,3 + 1200) = 27509,88 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Найдем суммарные годовые издержки:

$$I_1 = (326462,013 + 971,04 + 16621,2 + 930 + 27598,74) = 372582,993 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

$$I_2 = (324798,97 + 1253,3 + 16621,2 + 1200 + 372582,993) = 716456,363 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Таблица 10.2 - Капиталовложения

Наименование показателей	Обозначение	Показатели и затраты по вариантам	
		К-200-130	Т-180-130
Установленная мощность, МВт	N_y	200	180
Затраты на топливо	I_m	326462,013	324798,97
Амортизация	$I_{ам}$	971,04	1253,3
Заработная плата	$I_{з.пл}$	16621,2	16621,2
Прочие расходы	$I_{ПР}$	27598,74	372582,993
Ремонт	$I_{РЕМ}$	930	1200
Полная величина издержек	$I_{ТУ}$	372582,993	716456,363

11.4. Калькуляция себестоимости энергии.

Затраты машинного зала и электро-цеха целиком относят на выработку электрической энергии.

Сокращенная калькуляция себестоимости энергии на ТЭЦ составляем в виде табл.

Издержки по топливу, относимые на тепловую энергию, определяются пропорционально расходу топлива, израсходованного на производство тепла,

а остальные затраты относят на производство электроэнергии.

Затраты на тепловую энергию:

$$I_{\text{ТТЦ и КТЦ}}^{\text{Q}} = I_{\text{ТТЦ и КТЦ}}^{\Sigma} \cdot \frac{B_q}{B_{\Sigma}} \text{ тыс.руб.} \quad (11.21)$$

Затраты на выработку электроэнергии:

$$I_{\text{ТТЦ и КТЦ}}^{\text{Э}} = I_{\text{ТТЦ и КТЦ}}^{\Sigma} - I_{\text{ТТЦ и КТЦ}}^{\text{Q}} \text{ тыс.руб} \quad (11.22)$$

Распределение затрат на электроэнергию и тепло по элементам затрат производится пропорционально расходу топлива на производства тепла и электроэнергии:

$$I_m^{\text{Э}} = I_m^{\Sigma} \cdot \frac{B_{\text{Э}}}{B_{\Sigma}} = I_m^{\Sigma} \cdot \frac{B_{\Sigma} - B_q}{B_{\Sigma}}, \text{ тыс.руб} \quad (11.23)$$

$$I_m^{\text{Q}} = I_m^{\Sigma} \cdot \frac{B_q}{B_{\Sigma}}, \text{ тыс.руб} \quad (11.24)$$

Распределение затрат на электроэнергию и тепло по элементам затрат производится согласно коэффициента разности суммарных издержек:

$$K_{\text{разн}} = \frac{I_{\text{Э}} - I_m^{\text{Э}}}{I_{\Sigma} - I_m} \quad (11.24)$$

Себестоимость подсчитывается по формул.

Для электроэнергии:

$$C_i^{\text{Э}} = \frac{I_i^{\text{Э}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}}, \quad (11.25)$$

где $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ - количество отпускаемой электроэнергии в год:

Для тепловой энергии:

$$C_i^{\text{Q}} = \frac{I_i^{\text{Q}}}{Q}. \quad (11.26)$$

11.5. Определение срока окупаемости агрегата после реконструкции

Срок окупаемости определяется как:

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист 38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_{OK} = \frac{K}{P_{год}}, \quad (11.27)$$

где К-капиталовложения в проект.

$P_{год}$ -чистая годовая прибыль, определяется как $P_{год} = P_{ээ} + P_{тэ}$, где

$P_{ээ}$ и $P_{тэ}$ -чистая прибыль от реализации электрической и тепловой энергии.

Примем норму расчетной прибыли в размере -10% от себестоимости продукции.

$$P_{ээ} = 0,10 \cdot C_{ээ} \cdot \mathcal{E}_{отп} \cdot (1 - H), \text{ руб / год.} \quad (11.28)$$

$C_{ээ}$ -себестоимость единицы электроэнергии,

Н- налог на прибыль. Н=24%

$$P_{тэ} = 0,10 \cdot C_{ээ} \cdot Q_{от}^T \cdot (1 - H), \text{ руб / год.} \quad (11.29)$$

$$P_{ээ} = 0,10 \cdot 0,29824 \cdot 1985181060 \cdot (1 - 0,24) = 44996590 \text{ руб/год.}$$

$$\mathcal{E}_{отп} = K_{сн} \cdot \mathcal{E}_{год} = 0,92 \cdot 2157805,5 = 1985181060 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$K_{сн}$ -коэффициент учитывающий затраты энергии на собственные нужды.

$$P_{тэ} = 0,10 \cdot 831,3 \cdot 848600 \cdot (1 - 0,24) = 53613529,68 \text{ руб/год.}$$

$$T_{OK} = \frac{1247,5 \cdot 10^6}{44996590 + 53613529,68} = 7 \text{ лет.} \quad (11.30)$$

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 11.3 - Основные технико-экономические показатели ТЭС

Показатели	Значения
Номинальная мощность, МВт	180
Число часов использования установленной мощности, $\frac{\text{час}}{\text{год}}$	5994
Отпуск электроэнергии, $\text{кВт} \cdot \text{час}$	1985181060
Суммарные годовые издержки, Рублей	$1247,5 \cdot 10^6$
Себестоимость электроэнергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{час}}$	0,29824
Затраты на топливо, $\frac{\text{млн.руб}}{\text{год}}$	324,8
Цена тонны топлива, $\frac{\text{руб}}{\text{т.н.т.}}$	470
Чистая прибыль, млн.руб.	129
Срок окупаемости, лет	7

Таблица 11.4. Сокращенная калькуляция себестоимости энергии

№		Элементы затрат в млн. руб.					Распределение затрат на			
		Топливо	Зарплата	Амортизация и ремонт	Прочие	Всего	электроэнергию		теплоэнергию	
							в млн. руб.	в %	в млн. В	в %
1	Топливно-транспортный и котельный цехи	326462	252867	876805		1456134	981435	67,4	474700	32,6
2	Машинный и электрический цехи		180619	681960		862579	862579	100		
3	Всего по пп.1+2	326462	433486	1558765		2318713	1844013	79,53	474700	20,47
4	Общестанционные расходы		168578	389691	568797	1127066	896327	79,53	230739	20,47
5	Итого затраты по пп.3+4	326462	602064	1948456	568797	3445779	2740340	79,53	705439	20,47
Распределение затрат:										
6	на электроэнергию	220035	486448	1574288	459569	2740340				
7	на теплоэнергию	106427	115616	374168	109228	705439				
Себестоимость единицы:										
8	электроэнергии у.д.е/100 кВт.ч.	0,024	0,0529	0,17134	0,05	0,29824				
9	Теплоэнергии у.д.е./Гкал	0,1254	0,1362	0,44092	0,1287	0,8313				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

В ходе проделанной работы были рассчитаны капиталовложения в реконструкцию турбины, чистую прибыль и срок окупаемости который составил 7 лет.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13. Автоматическая система регулирования температуры сетевой воды.

Автоматизация технологических процессов является одним из главных направлений технического прогресса, повышения производительности труда. В настоящее время технологический процесс, связанный с резкими колебаниями системы (изменением параметров работы оборудования) нельзя представить без АСР, так как только эти системы могут с достаточной точностью, скоростью отследить и проконтролировать быстро изменяющиеся параметры контролируемого процесса, воссоздать в условиях непрерывно изменяющихся параметрах нормальный наиболее экономичный режим работы, что приводит к стабильной, надежной работе оборудования, без участия большого количества персонала. За счет внедрения более новых совершенных АСР уменьшается количество обслуживающего персонала снижая тем самым издержки производства, а следовательно увеличивается прибыли предприятия.

13.1. Общие сведения об автоматических системах регулирования (АСР).

Автоматической системой регулирования (АСР) называется совокупность объекта регулирования и регулятора, взаимодействующих между собой.

Автоматический регулятор – это средство автоматизации получающее, усиливающее и преобразующее сигнал отключения регулируемой величины и целенаправленно воздействующее на объект регулирования. Он обеспечивает поддержание заданного значения регулируемой величины или изменение ее по заданному закону.

По виду регулируемого параметра автоматические регуляторы подразделяются на регуляторы температуры, давления, разрежения, расхода, уровня, состава и содержания вещества.

Основными элементами, входящими в систему авторегулирования, является:

1. Объект регулирования (ОР), характеризующийся регулируемой величиной x ;

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Измерительное устройство (ИУ), измеряющее регулируемую величину и преобразующее ее в форму, удобную для дистанционной передачи;
3. Задающее устройство (ЗУ), из которого поступает сигнал $g(t)$, определяющий заданное значение или закон изменения регулируемой величины;
4. Суммирующее устройство (СУ), в котором действительное значение регулируемой величины сравнивается с предписываемым ее значением и выявляет отклонение $\varepsilon = g(t) - x$;
5. Регулирующее устройство (РУ), вырабатывающее при поступлении на его вход отклонения ε регулирующее воздействие, которое необходимо подать на объект регулирования, чтобы устранить имеющееся отклонение регулируемой величины x от предписанного значения $g(t)$;
6. Исполнительный механизм (ИМ) предназначен для перемещения регулирующего органа по управляющему воздействию от регулирующего устройства или из схемы дистанционного управления.

13.2. Виды схем АСР.

При разработке схем автоматического управления и технологического контроля применяются различные приборы и средства автоматизации, соединяемые с объектом управления и между собой по определенным схемам.

По видам схемы подразделяются на электрические, пневматические, гидравлические и комбинированные.

Наибольшее распространение в практике автоматизации технологических процессов получили электрические приборы и средства автоматизации, что объясняется большим разнообразием имеющейся аппаратуры и приборов и наличием на объектах источников электропитания требуемых мощностей и напряжений. В связи с этим широкое распространение получили электрические схемы АСР. Одним из явных превосходств электрических схем над пневматическими, является компактность схем и простота передачи командных импульсов на большие расстояния.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист 44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поэтому в нашем случае автоматизации регулятора температуры воды на выходе сетевого подогревателя будет применена именно электрическая АСР.

13.3. Краткое описание принципа действия разрабатываемой АСР.

Подогреватель теплофикационной сетевой установки предназначен для ее подогрева до отвечающим нормам температуры, значение которой задается в зависимости от температуры наружного воздуха. Сетевой подогреватель представляет собой поверхностный теплообменник, по трубкам которого посредством сетевого насоса прокачивается вода. Снаружи змеевики обогреваются паром. Источником греющего пара обычно служат отборы паровых турбин или резервирующих их РОУ. Основной регулируемой величиной подогревателя является температура прямой сетевой воды $t_{c.в}$ которую требуется поддерживать на заданном значении с высокой точностью, что определяется не только тепловым потреблением, но и условиями экономичной работы теплофикационных турбин.

Второй регулирующей величиной подогревателя является уровень конденсата греющего пара в корпусе подогревателя $H_{п}$, среднее значение которого следует поддерживать постоянным по условиям оптимального теплообмена в подогревателе и опасности заброса воды в трубопровод греющего пара.

Сетевая вода обычно циркулирует по замкнутому контуру насос – подогреватель – тепловая сеть – насос. При этом неизбежные потери воды в тепловой сети восполняются за счет подпиточной воды, которая поступает на всас сетевых насосов благодаря некоторому избыточному давлению. Потери воды в сети имеют характер случайных и неконтролируемых возмущений. Поэтому желательно предусматривать автоматическое регулирование расхода подпиточной воды в зависимости от давления обратной сетевой воды.

Подогреватель как объект регулирования разделяется на три самостоятельных участка [6, с. 297]:

- температуры прямой сетевой воды $t_{c.в}$;

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист 45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- уровня конденсата в корпусе $H_{c,в}$;
- давления обратной сетевой воды $p_{c,в}$.

Регулирование температуры прямой сетевой воды может осуществляться тремя способами. При первом способе рисунок 11.1 регулятор температуры 3 получает сигнал по $t_{c,в}$ и воздействует на перемещение заслонки 2 на трубопроводе греющего пара. Этот участок имеет значительную инерционность. Для обеспечения требуемой точности поддержания значений регулируемой величины при этом варианте могут потребоваться относительно большие перемещения регулирующей заслонки, что может привести к существенным колебаниям давления пара источника. Чтобы избежать этого, температуру прямой сетевой воды можно регулировать перепуском части обратной сетевой воды через клапан 5 в обвод подогревателя в трубопровод прямой сетевой воды, т.е. путем смешения подогретого и холодного потоков сетевой воды.

Второй способ регулирования, кроме уменьшения инерционности регулируемого участка, позволяет сохранить неизменный расход греющего пара и тем самым способствует стабилизации давления в теплофикационных отборах турбины. Однако этот метод не экономичен и эффективен лишь при значительных теплоперепадах температур обратной и прямой сетевой воды (не менее 20 – 30 °С), что удовлетворяет нашему случаю. Для регулирования температуры сетевой воды $t_{c,в}$ обычно используются ПИ – регуляторы с автоматическим и ручным изменением задания в зависимости от температуры наружного воздуха.

В третьем наиболее экономичном способе регулирование $t_{c,в}$ происходит путем изменения давления пара в теплофикационном отборе при полностью открытой регулирующей заслонке 2. Давление пара в отборе изменяется с помощью системы регулирования паровой турбины и специального автоматического задатчика температуры, действующих в зависимости от электрической нагрузки турбогенератора и температуры наружного воздуха.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист 46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Регулирование уровня осуществляется регулятором 6, который получает сигнал по уровню конденсата в корпусе и по положению регулирующего клапана.

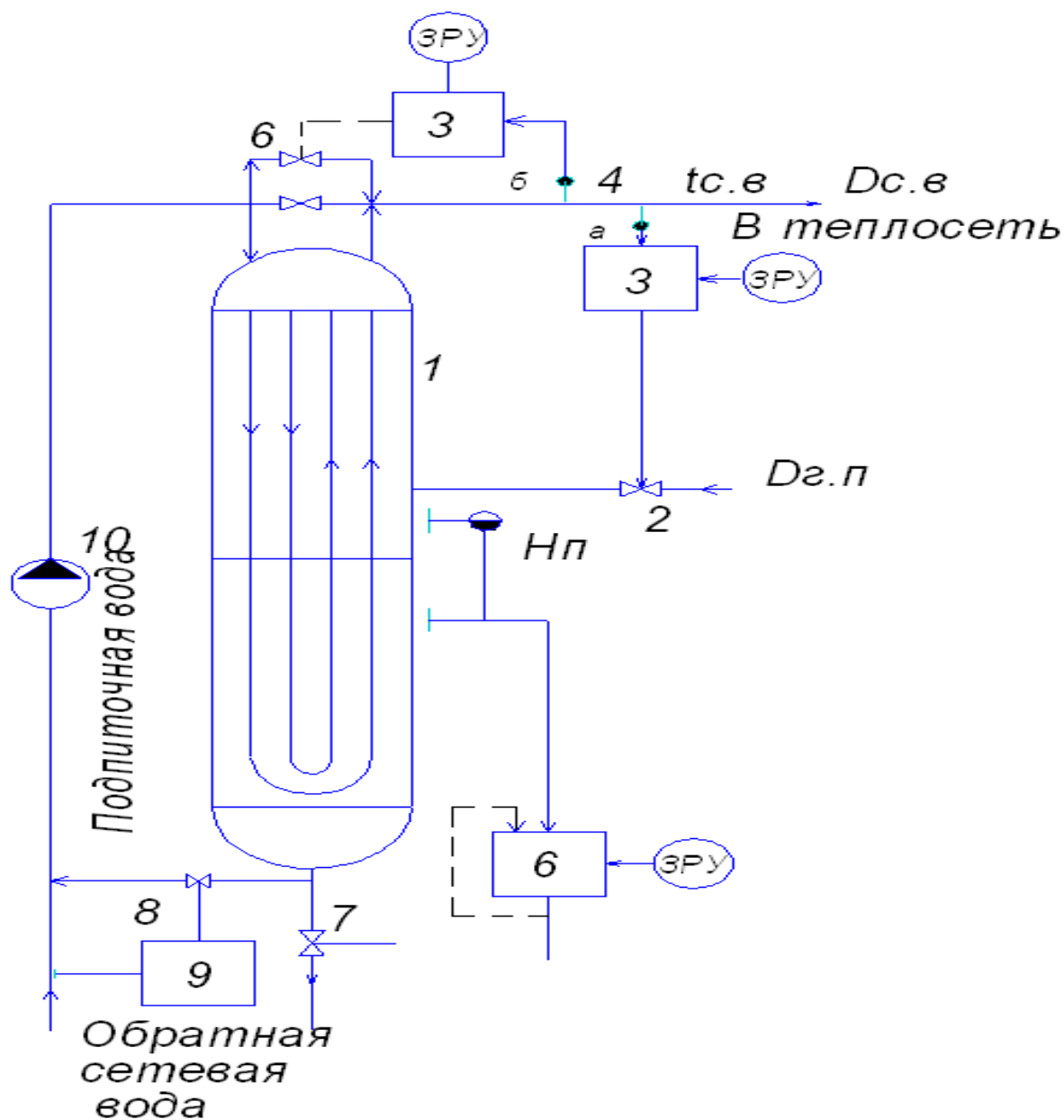


Рисунок 13.1 - Подогреватель сетевой воды(принципиальная схема) [6, рисунок 10.22]:

1- корпус подогревателя; 2- регулирующая заслонка; 3- регулятор температуры; 4- термоприемники; 5- регулирующий клапан на линии обвода; 6- регулятор уровня конденсата; 7, 8- регулирующие клапаны; 9- регулятор давления обратной сетевой воды; 10- сетевой насос.

органа и воздействует на открытие и закрытие клапана 7 на линии слива конденсата.

Регулирование расхода сетевой воды осуществляется регулятором расхода 9 подпиточной воды, работающий по принципу регулирования давления «после себя» и воздействующий на клапан 8, установленный на трубопроводе подпитки.

13.4. Обзор существующей аппаратуры регулирования и выбор аппаратуры.

К приборам и средствам автоматизации относится большая группа устройств, с помощью которых осуществляется измерение, регулирование, управление и сигнализацию технологических процессов различных производств.

Температура является термодинамическим параметром, пропорциональным кинетической энергии хаотического движения частиц, образующих физическое тело, которое находится в том или ином агрегатном состоянии.

Для измерения температуры применяют различные системы измерения.

Наиболее распространены системы измерения температуры, состоящие из первичных измерительных преобразователей (термометрических чувствительных элементов, являющихся составной частью термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления) и измерительных приборов (автоматических потенциометров и мостов, логометров, милливольтметров и миллиамперметров), соединенных между собой каналами связи.

Современные электрические средства автоматического регулирования разрабатываются по агрегированно-блочному принципу. Блоки образуют агрегированный комплекс (систему) технических средств (КТС), с помощью которого для конкретного технологического объекта путем набора определенных блоков проектируют автоматическую систему регулирования с требуемыми статическими и динамическими свойствами.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Каждый блок КТС выпускается заводами приборостроительной промышленности в виде конструктивно законченного изделия. При автоматизации технологических процессов в настоящее время наиболее широкое применение находят агрегированные комплексы электрических средств регулирования АКЭСР, АКЭСР-2, «Каскад», «Контур» [].

13.4.1. Комплекс технических средств АКЭСР.

Комплекс включает в себя следующие группы блоков:

- 1) функциональные устройства (БВО - блок вычислительных операций; БНП - блок нелинейных преобразований; БСЛ-блок селектирования; БСГ-блок сигнализации; БПИ - блок прецизионного интегрирования; БДП - блок динамических преобразований);
- 2) регулирующие устройства (РБИ1, РБИ2, РБИЗ, РБА);
- 3) блоки ввода-вывода информации (БКР1, БКР2, БКР3 - блоки кондуктивного разделения);
- 4) устройства оперативного управления (БРУ-1К; БРУ-2К; БРУ-3К; БРУ-У - блоки ручного управления; РЗД, РЗД-К - ручные задатчики);
- 5) источник группового питания (БПГ - блок питания групповой).

Управление исполнительными механизмами осуществляется по сигналам импульсного регулирующего блока РБИ. Сигнал от датчика, прошедший кондуктивный разделитель, поступает на вход сумматора блока РБИ. Сигнал задания формируется задатчиком РЗД и тоже поступает на вход сумматора блока РБИ, где вместе с сигналом обратной связи ИМ формируется сигнал рассогласования. Управление объектом от РБИ может осуществляться как автоматически, так и дистанционно. Выбор режима управления осуществляется ключом блока управления БРУ-У. При автоматическом режиме сигнал рассогласования обрабатывается в формирователе закона регулирования и через ключ блока ручного управления БРУ-У, установленный в положение «А» (автоматическое), поступает на усилитель ПБР, который управляет исполнительным механизмом.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В режиме ручного управления сигнал управления формируется кнопками «Б» (больше) и «М» (меньше), встроенными в БРУ-У. Ключ выбора режимов при этом устанавливается в положение «Д» (дистанционное). Сигнал от датчика положения ИМ поступает на индикатор, встроенный в БРУ-У, и на вход сумматора РБИ1 - РБИЗ.

Регулирующий блок РБИ работает в комплекте с исполнительными механизмами типов МЭО-68; МЭО-К-68 и с магнитными пускателями ПБР-2-3 или ПМЕ-223.

Блоки РБИЗ-П, РБИЗ-Ш обеспечивают дистанционную аналоговую подстройку параметров.

При построении схем управления с аналоговым регулирующим блоком РБА рекомендуется унифицированный токовый сигнал 0-5 мА, пропорциональный параметру, подавать на вход блока кондуктивного разделения БКР1; далее с этого блока сигнал 0 - 10 В подается на вход РБА. Для установки задания используется задатчик РЗД, сигнал которого 0 - 10 В также поступает на блок РБА.

Унифицированный токовый сигнал с выхода блока РБА поступает через блок ручного управления БРУ-У в схему исполнительного устройства системы регулирования.

13.5. Комплекс технических средств АКЭСР-2

В настоящее время разработана и выпускается промышленностью вторая очередь системы АКЭСР (АКЭСР-2).

Аппаратура комплекса АКЭСР-2 имеет более широкие функциональные возможности и позволяет проектировать АСР различного функционального назначения. Аппаратура АКЭСР-2 позволяет сочетать ее с действующими на объектах АСР, выполненными с применением аппаратуры АКЭСР первой очереди, как по совместимости сигналов, так и по габаритным размерам.

Комплекс АКЭСР-2 включает в себя:

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 1) функциональные устройства (БДС - блок динамической связи, БСД - блок суммирования и демпфирования, БСС - блок суммирования и сигнализации, БВО-2 - блок вычислительных операций, БНП-2 - блок нелинейных преобразований, БСЛ-2 - блок селектирования);
- 2) регулирующие устройства РП4-У, РП4-П, РП4-Т;
- 3) устройства оперативного управления (БРУ-22, БРУ-32, БРУ-42 - блоки ручного управления; БЗИ - блок задатчика интегрирующего; РЗД-12, РЗД-22 - ручные задатчики). Блоки АКЭСР-2 многофункциональные.

В АСР, реализуемых с использованием блоков системы АКЭСР-2, сигнал от датчика поступает на вход регулирующего прибора. Сигнал задания формируется задатчиком РЗД и тоже поступает на вход РП4, где вместе с сигналом обратной связи ИМ формируется сигнал рассогласования. Управление объектом от РП4 может осуществляться как автоматически, так и дистанционно. Переключение это осуществляется ключом выбора режимов блока управления БРУ-42. В автоматическом режиме сигнал рассогласования обрабатывается в РП4 в соответствии с законом регулирования и через ключ блока ручного управления БРУ-42, установленный в положение «А» (автоматическое), поступает на усилитель ГТБР-2М, который управляет исполнительным механизмом МЭО.

В режиме ручного управления сигнал формируется путем нажатия кнопок «Б» (больше) и «М» (меньше), встроенных в БРУ-42. Сигнал от датчика положения ИМ поступает на индикатор, встроенный в БРУ-42.

Автоматические системы с законом ПИ-регулирования реализуются с применением только регулирующего прибора РП4.

При введении в АСР жесткой обратной связи по положению выходного вала ИМ регулирующей прибор РП4 обеспечивает формирование закона П-регулирования.

Блоки системы АКЭСР-2 позволяют выполнять АСР с безударным переключением системы с режима ручного управления на автоматический.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист 51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для этой цели при переключении на заданное значение параметра используется блок БДС, на который при ручном управлении подается сигнал с регулятора РП4. В автоматическом режиме этот сигнал отключается. При необходимости переключения на текущее значение параметра используется блок БЗИ, который работает в режиме управляющего задатчика. Ручное управление БЗИ осуществляется от своего БРУ.

13.6. Комплекс технических средств «Каскад».

Комплекс технических средств «Каскад» состоит из функциональных и регулирующих блоков, позволяющих агрегировать автоматические системы регулирования для автоматизации различных технологических процессов.

Комплекс состоит из отдельных блоков, выполняющих различные функции.

Устройство оперативного управления системы состоит:

- 1) устройство задающее потенциометрическое ЗУ-11. Устройство предназначено для оперативного изменения заданного значения регулируемой величины с пульта управления. Представляет собой переменный резистор со шкалой. Используется в комплекте с измерительным блоком И-04, имеющим специальный вход для подключения ЗУ-11. Применяется в том случае, если не требуется распределение сигнала задания нескольким потребителям и если измерительный блок И-04 удален от задатчика не более чем на 100м.
- 2) устройство задающее токовое ЗУ-05. Токовой задатчик ЗУ-05 обеспечивает формирование задания в виде унифицированного токового сигнала 0-5мА с ручным управлением, применяется в тех случаях, когда в системе регулирования отсутствует измерительный блок, требуется распределение сигнала задания нескольким потребителям, когда линия связи превышает 100м, а также в качестве источника сигнала смещения.
- 3) блок управления аналогового регулятора БУ-12. Блок предназначен для безударного переключения выходных цепей аналогового регули-

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ющего блока Р-12 с автоматического управления на ручное и обратно, а также для ручного управления током нагрузки с помощью встроенного токового задатчика.

4) блок управления релейного регулятора БУ-21. Блок позволяет реализовать следующие функции: переключение цепей управления исполнительным механизмом постоянной скорости при работе его в комплекте с релейным регулирующим блоком Р-21 с возможностью установки трех режимов: автоматического управления (А), ручного управления (Р) и внешнего (В);

Ручное дистанционное управление исполнительным механизмом с помощью кнопок <Меньше-Больше> в режиме Р;

Световую сигнализацию срабатывания релейного регулирующего блока двумя индикаторами лампочками с кнопкой включения индикации <И>.

Средства измерения температуры контактным методом включают в себя измерительные преобразователи, к которым подводится среда, температура которой измеряется.

Основной частью термопреобразователя сопротивления является чувствительный элемент, действие которого основано на использовании зависимости электрического сопротивления от температуры.

Чувствительные элементы термопреобразователей изготавливают из платины и меди и позволяют измерять температуру от -260°C до 1100°C .

В данной дипломной работе АСР температуры сетевой воды построена на базе малоканального микропроцессорного комплекса «Ремиконт Р-130» и состоит из следующих приборов:

1. В качестве первичного преобразователя выбираем термопреобразователь сопротивления медный ТСМ-0193, НСХ 50М,

П/О «Теплоприбор», г. Челябинск.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Нормирующий преобразователь: ТСН-042Р, АО Центрприбор г. Москва для преобразования сигнала термопреобразователя сопротивления в унифицированный аналоговый электрический сигнал постоянного тока.

3. Вторичный прибор для измерения и регистрации на диаграммной ленте силы тока, напряжения, одноканальный щитовой с сигнальным устройством: А100-2125, АО Центрприбор г. Москва.

4. Контроллер малоканальный «Ремиконт Р-130», предназначен для автоматического регулирования и логики – программного управления технологическими процессами, со встроенным ручным задатчиком.

5. Пускатель бесконтактный реверсивный типа ПБР-3А, предназначен для усиления сигнала и управления электрическим исполнительным механизмом типа МЭО-К-68 по сигналам регулирующих блоков или оператора при дистанционном управлении.

6. Исполнительный механизм типа МЭО-К-68, предназначен для непосредственного изменения положения регулирующего органа. МЭО-К-68 идет в комплекте с трехфазным электродвигателем типа 4А.

13.7. Разработка функциональной схемы АСР

Сигнал от термопреобразователя сопротивления и преобразованный в нормирующем преобразователе в унифицированный аналоговый сигнал поступает на малоканальный контроллер «Ремиконт Р-130». Сигнал задания формируется задатчиком РЗД-К и тоже поступает на малоканальный контроллер «Ремиконт Р-130». Управление объектом осуществляется малоканальным контроллером «Ремиконт Р-130».

Сигнал формируется в соответствии с программой заданной «Ремиконт Р-130» и поступает на усилитель ПБР-3А, который управляет исполнительным механизмом МЭО-К-68. В зависимости от значения сигнала регулирования температуры сетевой воды осуществляется обводом сетевой воды или регулированием давления в отборе.

Функциональная схема разработана по ГОСТ 21.403-80 и изображена на

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

листе . 11.8. Обзор существующей аппаратуры регулирования и выбор аппаратуры.

АСР состоит из следующих приборов:

СУ – уравнильный сосуд.

Сапфир-22М-ДД-2420-02-УХЛ 3.1-10МПа-10-42- дифференциальный манометр для измерения уровня в подогревателе с токовым выходным сигналом. Предназначен для измерения расхода по перепаду давления в сужающем устройстве и преобразования измеряемого параметра в унифицированный электрический токовый выходной сигнал.

А – 100 – 2125 – вторичный прибор для измерения и регистрации на диаграммной ленте силы тока, напряжения, одноканальный, щитовой с сигнальным устройством.

БКР-1- Блок кондуктивного разделения и суммирования.

РЗД – 22 – Ручной задатчик. Задатчик обеспечивает ручную установку задания регулятору в виде унифицированного сигнала по току 0 – 5 мА.

РБИ1-Блок регулирующий импульсный. Служит для суммирования и компенсации четырех токовых сигналов 0 – 5 мА с предварительным масштабированием трех из них; позволяет так же производить суммирование двух входных сигналов напряжения постоянного тока 0 – 10 и преобразовывать их в выходной сигнал 0 – 5 мА. Блоки РБИ1 обеспечивают так же формирование импульсов управления электрическим исполнительным механизмом постоянной скорости, в комплекте с которыми обеспечивают реализацию ПИ – закона регулирования.

БРУ – 2К – блок управления. Блок управления предназначен для перехода регулирующего органа в режим автоматического или дистанционного управления. В блок управления встроен указатель положения, который служит для контроля за положением регулирующего органа.

ПБР – 3А – пускатель бесконтактный реверсивный, предназначенный для бесконтактного управления электрическим исполнительным механизма-

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ми, в приводе которых использованы трехфазные электродвигатели.

МЭО – 84 – исполнительный механизм, предназначен для непосредственного изменения положения регулирующего органа. МЭО – 84 идет в комплексе с трехфазным электродвигателем типа 4А.

13.9. Разработка функциональной схемы АСР

Сигнал от Сапфир-22М-ДД-2420-02-УХЛ 3.1-10МПа-10-42 поступает на вход регулирующего прибора БКР1. Этот сигнал через блок кондуктивного разделения и суммирования 1г подается на вход регулирующего устройства 1е..

Также на вход регулирующего устройства (1е) поступает сигнал ручного задатчика 1д. Выходной сигнал с регулирующего устройства поступает на блок ручного управления (1ж), после чего поступает на пускатель (2а). Сигнал с пускателя поступает на исполнительный механизм, который механически связан с регулирующим органом.

В режиме ручного управления сигнал формируется путем нажатия кнопок «Б» (больше) и «М» (меньше), встроенных в БРУ – 2К. Сигнал от датчика положения исполнительного механизма поступает на индикатор, встроенный в БРУ – 22.

					ФЮРА. 311021. 001 ПЗ	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		