

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

Институт: Энергетический
Специальность: 140404 Атомные электрические станции и установки
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПРОДУВКИ-ПОДПИТКИ ВВЭР-1000

УДК 621.039.577

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5001	Бахтин Александр Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	А.М. Антонова	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	С.И. Сергейчик	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры автоматизации тепло- энергетических про- цессов	Е.В. Иванова	к.ф-м.н.		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры АТЭС	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		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический институт (ЭНИИ)
Специальность 140404 Атомные электрические станции и установки
Кафедра Атомных и тепловых электростанций (АТЭС)

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
5001	Бахтину Александру Андреевичу

Тема работы:

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПРОДУВКИ-ПОДПИТКИ ВВЭР-1000	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.11.15. №8671/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21 января 2016 года
--	----------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	1. Объект проектирования – система продувки-подпитки первого контура энергоблока № 5 Нововоронежской АЭС. 2. Данные Нововоронежской АЭС, специальной справочной и периодической литературы. 3. Модернизация системы с целью повышения надежности и экономичности турбоустановки и энергоблока
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Введение 2. Описание блока и системы продувки-подпитки первого контура 3. Постановка задачи 4. Расчеты тепловой схемы • балансовым методом • методом КИМов 5. Обоснование конструкции и расчет интенсифицированных теплообменников (охладитель, доохладитель продувки) 6. Вопросы экономики (расчет экономического эффекта) 7. Социальная ответственность 8. Вопросы КИП и автоматики 9. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Тепловая схема энергоблока – 1 лист формата А1. 2. Схема системы продувки-подпитки первого контура – 1 лист формата А1. 3. Компонировочные чертежи – 1 лист формата А1. 4. Схема КИПиА системы продувки-подпитки первого контура – 1 лист формата А1. 5. Чертеж охладителя продувки – 1 лист формата А1. 6. Чертеж деаэратора борного регулирования – 1 лист формата А1.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Сергейчик С.И., доцент кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Плахов А.М., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Автоматизация технологических процессов	Иванова Е.В., доцент кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21 июля 2015 года
--	---------------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. АТЭС	Антонова А.М.	к.т.н., доцент		21.07.15

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5001	Бахтин А.А.		21.07.15

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

Студенту:

Группа	ФИО
5001	Бахтин Александр Андреевич

Институт	Энергетический	Кафедра	Атомных и тепловых электростанций
Уровень образования	Инженер	Специальность	140404 Атомные электрические станции и установки

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

1. *Стоимость ресурсов: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений и дисконтирования*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. *Определение экономического эффекта от исключения деаэратора борного регулирования системы продувки-подпитки первого контура*
2. *Оценка экономической эффективности инженерных решений*

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

—

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.10.15
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Сергейчик Сергей Иванович	к.т.н., доцент		24.10.15

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5001	Бахтин Александр Андреевич		24.10.15

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5001	Бахтин Александр Андреевич

Институт	Энергетический	Кафедра	Атомных и тепловых электростанций
Уровень образования	Инженер	Специальность	140404 Атомные электрические станции и установки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:
- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
 - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
 - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
 - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

При технологическом процессе производства тепловой и электрической энергии на АЭС присутствуют следующие воздействия: Ионизирующие излучения, электромагнитные поля; механическое, термическое и электрическое воздействие; пожаро и взрывоопасность; несоответствие норм освещенности и микроклимата. Так же необходимо отметить, что использование подобного производства негативно влияет на атмосферу, гидросферу и литосферу.

2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:
- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
 - действие фактора на организм человека;
 - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
 - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:
- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
 - действие фактора на организм человека;
 - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
 - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:
- механические опасности (источники, средства защиты);
 - термические опасности (источники, средства защиты);
 - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
 - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности
- механические опасности (источники, средства защиты);
 - термические опасности (источники, средства защиты);
 - электробезопасность (источники, средства защиты);
 - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	3. Охрана окружающей среды: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия на гидросферу (сбросы).
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	23.09.15
---	-----------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Плахов Александр Митрофанович	к.т.н., доцент		23.09.15

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5001	Бахтин Александр Андреевич		23.09.15

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 107 страниц, 16 рисунков, 15 таблиц, 22 источников, 7 приложений.

Ключевые слова: турбоустановка, энергоблок, деаэратор, теплообменник, теплообменная трубка, подогреватель.

Объектом исследования является турбина К-500-60/1500, система продувки-подпитки первого контура ВВЭР-1000 Нововоронежской АЭС.

Целью проекта является оценка влияния модернизации системы продувки-подпитки на показатели тепловой экономичности и технико-экономические показатели энергоблока с ВВЭР-1000, а также на критерии компактности оборудования.

В процессе проектирования проводились расчеты тепловой схемы методами относительных расходов и КИМов, а также было оценено влияние модернизации на показатели тепловой экономичности энергоблока.

Полученные результаты могут быть использованы при проектировании и строительстве новых энергоблоков с ВВЭР-1000.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						7

СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;
БОУ – блочная обессоливающая установка;
БЩУ – блочный щит управления;
Д – деаэратор;
ДБР – деаэратор борного регулирования;
ДОП – доохладитель продувки продувочной воды парогенератора;
ДП – деаэратор подпитки;
К – конденсатор;
КИУМ – коэффициент использования установленной мощности;
КН1 – конденсатный насос 1-го подъёма;
КН2 – конденсатный насос 2-го подъёма;
КПД – коэффициент полезного действия;
КСН – коллектор собственных нужд;
ОД – охладитель дренажа регенеративного подогревателя;
ОК – основной конденсат;
ОП – охладитель продувки продувочной воды парогенератора;
ОУ – охладитель пара уплотнений турбины;
ОЭ – охладитель эжекторных газов;
ПВ – питательная вода;
ПВД – подогреватель высокого давления;
ПН – питательный насос;
ПНД – подогреватель низкого давления;
ПП – пароперегреватель;
ПСВ – подогреватель сетевой воды;
ПТС – принципиальная тепловая схема;
РК – регулирующий клапан;
РМОТ – рабочее место оператора технолога;
РППВ – регенеративный подогреватель питательной воды;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						8

РУ – реакторная установка;

РЩУ – резервный щит управления;

СВ – сетевая вода;

СК – стопорный клапан;

СП – сетевой подогреватель;

СПП – сепаратор-пароперегреватель;

ТП – турбопривод;

ТУ – турбоустановка;

УКТС – унифицированный комплекс технических средств;

ЦВД – цилиндр высокого давления турбины;

ЦНД – цилиндр низкого давления турбины.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						9

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОПИСАНИЕ БЛОКА И СИСТЕМЫ ПРОДУВКИ-ПОДПИТКИ ПЕРВОГО КОНТУРА	14
1.1. Описание элементов системы	16
1.1.1. Деаэраторы подпитки и борного регулирования.....	16
1.1.2. Охладитель продувки	21
1.1.3. Доохладитель продувки.....	22
2. ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ	23
3. РАСЧЕТЫ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ	25
3.1. Расчет тепловой схемы на номинальный режим	25
3.1.1. Определение параметров рабочего тела	27
3.1.2. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов всех элементов схемы.....	36
3.1.3. Определение абсолютных расходов пара и расчетной электрической мощности	45
3.1.4. Определение показателей тепловой экономичности	47
3.2. Расчет изменения показателей энергоблока после модернизации	49
3.2.1. Расчет тепловой схемы методом КИМов в базовом варианте	50
3.2.2. Определение электрической мощности турбины при исключении деаэратора борного регулирования	53
4. МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕПЛООБМЕННИКОВ ПРОДУВКИ	54
4.1. Тепловой расчет регенеративного охладителя продувки	54
4.2. Расчет интенсификации теплообмена регенеративного охладителя продувки методом накатки.....	60

5.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65
5.1.	Сметы затрат на модернизацию.....	65
5.2.	Расчет изменения годовых эксплуатационных расходов.....	67
5.3.	Расчет себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии.....	68
5.4.	Технико-экономическое обоснование проводимой модернизации	72
5.5.	Вывод по главе.....	76
6.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	78
6.1.	Анализ выявленных вредных факторов производственной среды	78
6.1.1.	Ионизирующее излучение.....	78
6.1.2.	Микроклимат	84
6.1.3.	Освещение.....	84
6.1.4.	Электромагнитные, электростатические поля и излучения	85
6.1.5.	Шумы и вибрации	86
6.2.	Анализ выявленных опасных факторов производственной среды	88
6.2.1.	Пожарная безопасность	88
6.2.2.	Электробезопасность	89
6.3.	Защита окружающей среды.....	90
6.4.	Обеспечение безопасности при модернизации	92
6.5.	Вывод по главе.....	93
7.	АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ.....	94
7.2.	Контрольно- измерительные приборы	94
7.3.	Измерение температуры	95
7.4.	Измерение давления.....	95
7.5.	Измерение расхода	95

7.6.	Измерение уровня.....	96
7.7.	Измерение концентрации борной кислоты.....	97
7.8.	Контроль и управление системой	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		99
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		100

ГРАФИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ:

На отдельных
листах

ФЮРА.421000.001 С2 Система продувки-подпитки ВВЭР-1000

Функциональная схема.

ФЮРА.693490.002 Т1 Паротурбинная установка К-500-60/1500

Развернутая тепловая схема.

ФЮРА.693490.003 Т2 Система продувки-подпитки ВВЭР-1000.

Технологическая схема.

ФЮРА.693490.004 Т3 Пар на деаэраторы системы продувки-
подпитки. Технологическая схема.

ФЮРА.693490.005 ВО Деаэратор борного регулирования.

Чертеж общего вида.

ФЮРА.693490.006 ВО Регенеративный охладитель продувки.

Чертеж общего вида.

ФЮРА.693490.007 ВО Доохладитель продувки.

Чертеж общего вида.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						12

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время повышаются требования, предъявляемые к надежности, маневренности и другим эксплуатационным показателям энергоблоков АЭС, таким как коэффициент полезного действия (КПД) оборудования и станции в целом, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), временным простоям, связанным с ремонтами и перегрузкой ядерного топлива.

Для увеличения показателей экономичности оборудования и станции в целом, проводят модернизацию этого оборудования, систем станции и различных технологических узлов, что требует ее технико-экономического обоснования.

Пятый энергоблок (ЭБ) Нововоронежской атомной электростанции (АЭС) с реактором ВВЭР-1000 и двумя турбоустановками К-500-60/1500 успешно работает с 1980 года. В последние годы проводятся различные мероприятия по продлению срока службы энергоблока, а также по модернизации его основного оборудования и отдельных систем.

В данной выпускной квалификационной работе поставлена задача выполнения проекта модернизации системы продувки-подпитки реакторной установки ВВЭР-1000 энергоблока № 5 Нововоронежской АЭС.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						13

1. ОПИСАНИЕ БЛОКА И СИСТЕМЫ ПРОДУВКИ-ПОДПИТКИ ПЕРВОГО КОНТУРА

Описание блока

Энергоблок №5 Нововоронежской АЭС был введен в эксплуатацию в мае 1980 года, на 100 % мощности был выведен в феврале 1981 года. На этом энергоблоке используется реактор ВВЭР-1000. Реакторная установка 5-го энергоблока является головной. Технико-экономические показатели энергоблока № 5 по сравнению с другими энергоблоками Нововоронежской АЭС были улучшены за счёт увеличения мощности, укрупнения и усовершенствования оборудования, снижения капитальных затрат.

Принципиально новые решения при строительстве этого ЭБ, такие как размещение оборудования радиоактивного контура внутри герметичной оболочки, а также тройное резервирование систем и оборудования, имеющих отношение к безопасности АЭС позволили создать надежный энергоблок, срок эксплуатации которого увеличен практически в два раза, по сравнению с проектным.

В состав блока входят реактор, четыре петли главного циркуляционного контура (ГЦК) с парогенераторами (ПГ) и две тихоходные турбины К-500-60 с частотой вращения ротора 1500 об/мин.

Пониженная частота вращения ротора турбины позволяет существенно увеличить длину лопатки последней ступени и ее средний диаметр. Это дает возможность при одних и тех же начальных и конечных параметрах, и одинаковом числе выхлопов создать турбоагрегаты большей мощности.

Турбина имеет семь регенеративных отборов. Деаэратор (Д) подключен к третьему отбору по ходу пара и составляет вместе с поверхностным подогревателем этого отбора одну ступень подогрева. Все подогреватели высокого давления (ПВД) имеют встроенные охладители дренажа (ОД).

Охладители дренажа имеются также на линии между подогревателями П4 и П5, а также между подогревателями П6 и П7. После цилиндра высокого

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						14

давления (ЦВД) турбины поток пара проходит сепаратор (С) и двухступенчатый пароперегреватель (ПП).

Весь поток конденсата после конденсатора турбины пропускается через блочную обессоливающую установку (БОУ), поэтому конденсатные насосы устанавливаются в две ступени подъема: непосредственно после конденсатора и за БОУ.

Привод питательного насоса турбинный. К приводной турбине подводится перегретый пар, отбираемый из потока после пароперегревателя. Отработавший пар конденсируется в конденсаторе приводной турбины, давление в этом конденсаторе поддерживается близким к давлению в конденсаторе основной турбины (К).

На каждой турбине блока устанавливается один рабочий насос с турбоприводом (ТП). Таким образом, на блоке имеются два таких насоса. Оба насоса подают воду в один общий коллектор, от которого питаются все ПП.

Описание системы продувки-подпитки

Система продувки-подпитки первого контура является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности.

Данная система предназначена для:

- заполнения или дозаполнения 1 контура раствором борной кислоты;
- поддержания материального баланса теплоносителя 1 контура;
- компенсации медленных изменений реактивности из-за выгорания и отравления топлива;
- дегазации и возврата организованных протечек теплоносителя в 1 контур;
- корректировки показателей водно-химического режима в соответствии с нормами;
- гидравлических испытаний 1 контура;
- подачи запирающей воды на уплотнения главных циркуляционных насосов (ГЦН);
- расхолаживания компенсатора давления при неработающих ГЦН;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						15

- первоначального заполнения гидроемкостей системы аварийного охлаждения зоны (САОЗ);

Также система обеспечивает скорость изменения концентрации борной кислоты в теплоносителе 1 контура.

Система состоит из следующих функциональных групп (рисунок 1):

Рисунок 1 – Принципиальная схема системы продувки-подпитки первого контура [19]

1.1. Описание элементов системы

1.1.1. Деаэраторы подпитки и борного регулирования

Деаэратор подпитки (ДП) дегазировывает подпиточную воду, поступающую от ионитных фильтров.

Деаэратор борного регулирования (ДБР) дегазировывает “чистый” конденсат, поступающий от насосов дистиллята.

Основная функция ДП - выделение кислорода, углекислого газа и других неконденсирующихся газов из “чистого” конденсата, перед подачей его в первый контур. Также в этом деаэраторе происходит разбавление водорода водяным паром или азотом до взрывобезопасной концентрации. Наряду с глубоким выделением кислорода и водорода, аппарат позволяет выделить из контурной воды растворенные в ней радиоактивные благородные газы (РБГ): криптон, ксенон и другие (которые попадают в теплоноситель I контура из тепловыделяющих элементов кассет, имеющих газовую неплотность).

ДБР работает в режиме постоянной циркуляции для поддержания запаса “чистого” конденсата, необходимого для операций водообмена, т.е. он выполняет функцию демпферной емкости на всасе подпиточных насосов.

После дегазации конденсат сбрасывается через теплообменник и, при необходимости, через охладитель обратно в баки хранения чистого дистиллята.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						16

Конструкция деаэратора борного регулирования аналогична конструкции деаэратора подпитки.

Деаэрационная колонка

Деаэрационная колонка – вертикальный цилиндрический сосуд, установленный сверху бака-аккумулятора соосно с ним и приваренный к его верхнему днищу.

Внутри дегазационной колонны организованы:

- главная и периферийная разделительные камеры;
- центральная и кольцевая струйные камеры;
- малая и большая насадочные колонны.

Главная распределительная камера образована цилиндрическими перегородками, малой распределительной тарелкой и корпусом дегазационной колонны.

Периферийная распределительная камера ограничена цилиндрическими перегородками и большой распределительной тарелкой.

Обе камеры сообщаются через гидрозатвор, образованный перегородками и глухим днищем.

Малая насадочная колонна расположена в нижней части обечайки под центральной струйной камерой. Над насадкой установлена провальная распределительная тарелка для пропуска пара и для равномерного распределения воды.

Большая насадочная колонна расположена в нижней части дегазационной колонны под кольцевой струйной камерой и малой насадочной колонной. Над насадкой установлена провальная распределительная тарелка для пропуска пара и для равномерного распределения воды.

Для организации эффективного газоудаления в связи с большим диапазоном нагрузки и для увеличения площади контакта пара и воды в колонке организованы два самостоятельных контура для больших и малых потоков.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						17

В каждый контур входят распределительная и струйная камера, и насадочная колонна. В обоих колонах в качестве насадки используются кольца Рашига по поверхности которых стекает пленка деаэрируемой воды, прогреваемая паром, движущимся вверх (хорошо развитая поверхность омывания воды паром позволяет сократить габариты деаэратора).

В качестве опорной конструкции под кольца Рашига используются две решетки из перфорированных листов, подкрепленные ребрами жесткости. Эти решетки, обладая большой несущей способностью, обеспечивают свободное сечение для пропуска воды и пара не менее 50 %.

Подлежащий деаэрации поток через штуцер подвода теплоносителя, расположенный в верхнем днище деаэрационной колонки поступает в главную распределительную камеру. Постоянная производительность малой насадочной колонны обеспечивается перфорированной тарелкой и цилиндрической перегородкой, которая обеспечивает необходимый уровень воды в распределительной камере.

В том случае, когда расход поступающей воды не более заданного значения, что характерно для деаэратора борного регулирования при работе в резерве, уровень в главной распределительной камере не превысит верхней кромки перегородки, что исключает поступление воды в периферийную распределительную камеру. Весь поток дегазируется, проходя мелкими струйками через центральную струйную камеру и далее через малую насадочную колонну.

В режимах, когда расход воды превышает заданное значение практически во всех режимах работы ДБР, вода через верхнюю кромку перегородки, большую распределительную тарелку и периферийную струйную камеру поступает на большую насадочную колонну, оборудованную барботажной тарелкой для дополнительной дегазации.

Площадь перфорации барботажного листа принята такой, что даже при минимальной нагрузке деаэратора над листом образуется паровая подушка. Это обеспечивает контакт всей воды с греющим паром в барботажном устройстве.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						18

За время движения стекающая на тарелку вода предварительно нагревается в периферийной струйной камере до температуры, близкой к температуре насыщения за счет конденсации греющего пара. Вода и греющий пар движутся встречными потоками - вода вниз, а пар вверх. Конденсат греющего пара присоединяется к струям воды, а остальной пар проходит дальше вверх по высоте колонны, обеспечивая ее наилучшую вентиляцию, унося с собой неконденсирующиеся газы, выделившиеся в процессе деаэрации, увеличивая время пребывания в нем движущейся вниз воды, что улучшает ее прогрев и деаэрацию.

Оставшийся не сконденсировавшийся пар вместе с газами отводится через штуцер в верхнем днище деаэрационной колонки в охладитель выпара системы дожигания водорода, где пар конденсируется, конденсат пара сливается в бак-гидрозатвор и из него возвращаются в бак организованных протечек. Не конденсировавшиеся газы отводятся в систему дожигания водорода.

Бак-аккумулятор

Бак-аккумулятор – вертикальный цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами.

Внутри бака-аккумулятора установлены две вертикальные перегородки, две наклонные перегородки, сегментная перегородка и поддон, которые делят весь внутренний объем бака-аккумулятора на две полости.

Внутренняя полость, расположенная между перегородками и поддоном, служит для сбора воды, поступающей из дегазационной колонны деаэратора, и организации четкого циркуляционного контура для воды и пара. При этом перегородки делят всю внутреннюю полость на опускной и подъемный участок контура циркуляции. Козырек направляет воду, выходящую из дегазационной колонны, только в опускной участок внутренней полости.

Внешняя полость, заключенная между двумя вертикальными перегородками, двумя наклонными перегородками, сегментной перегородкой, поддоном с одной стороны, и корпусом бака с другой, служит для сброса продегазированного конденсата.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						19

В нижней части бака-аккумулятора между перегородками расположен подогреватель, изготовленный из U-образных труб, завальцованных в трубную доску, приваренную к патрубку на корпусе бака.

Трубная доска закрыта крышкой-камерой, которая разделена перегородкой на две части. Уплотнение перегородки на трубной доске металл - по металлу.

В верхнюю часть камеры подводится пар из системы пара собственных нужд, конденсат отводится из нижней камеры в конденсатную линию этой системы и далее в турбинное отделение.

Вода из деаэрационной колонки направляется козырьком в спускной участок внутренней полости бака, барботируется паром, проходит трубный пучок и через отверстие в поперечной перегородке выходит во внешнюю полость.

Для исключения подмешивания не дегазированной воды к воде, прошедшей все стадии деаэрации, уровень в баке-аккумуляторе поддерживается ниже верха перегородки.

Высокая степень дегазации и предотвращение повторного растворения в воде, выделившихся из нее газов обеспечивается четко организованным противоточным движением и постоянным контактом восходящего потока пара и нисходящего потока воды сначала в баке-аккумуляторе, затем в насадочных колонках и струйных камерах.

Подпиточная вода отводится из нижней части бака-аккумулятора.

ДБР обеспечивает деаэрацию поступающих потоков в следующих режимах:

- номинальном;
- борного регулирования при вводе и выводе бора;
- аварийном, при вводе бора.

Деаэратор обеспечивает хорошую деаэрацию и дегазацию потоков в паровом режиме, снижая содержание кислорода при дегазации.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						20

Таблица 1 – Характеристики деаэратора подпитки

1.1.2. Охладитель продувки

Регенеративный теплообменник продувки (охладитель продувки) представляет собой вертикальный кожухотрубный одноходовой по обеим средам аппарат с винтовой теплообменной поверхностью.

Теплообменник предназначен для охлаждения теплоносителя, который подается сверху в межтрубное пространство, средой, проходящей в трубном пространстве (подпиточной водой), которая подаётся в нижнюю часть теплообменника. Движение теплообменных сред — противоточное.

Охладитель продувки выполняет двойную функцию:

- продувка из первого контура частично охлаждается, проходя через межтрубную часть теплообменника. Это охлаждение и последующее доохлаждение в доохладителе продувки предотвращает повреждение смолы ионообменных фильтров системы низкотемпературной очистки теплоносителя первого контура;
- подогрев подпиточной воды, поступающей в первый контур. Этот подогрев уменьшает тепловую нагрузку на компоненты и предотвращает заброс холодной воды в первый контур.

Поверхность теплообмена выполнена из труб, образующих концентрически расположенные многозаходные цилиндрические спирали. Намотка труб осуществляется на оправку, внутренний объем которой должен быть соединён с основным объёмом межтрубного пространства через отверстие большого диаметра, выполненного в верхней втулке оправки.

Трубы закреплены в трубных решётках вальцовкой и сваркой. Для организации байпасных потоков по межтрубному пространству трубный пучок заключён в кожух.

Теплообменник крепится к опорным конструкциям станции при помощи 4-х опор, размещённых на корпусе. Опоры имеют возможность радиального перемещения для компенсации температурных перемещений.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						21

Конструкция регенеративного теплообменника обеспечивает:

- свободный сток сред и опорожнение теплообменника по трубному и межтрубному пространствам;
- возможность полного удаления воздуха и газов при заполнении;
- отсутствие мест, способствующих отложению загрязнений;
- возможность контроля качества основного металла и сварных соединений неразрушающими методами в период эксплуатации в технически выполняемом объёме;
- возможность проведения дезактивации наружных и внутренних поверхностей (трубное и межтрубное пространства).

Характеристики охладителя продувки приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики охладителя продувки

1.1.3. Доохладитель продувки

Доохладитель продувки конструктивно устроен аналогично регенеративному теплообменнику продувки (охладителю продувки).

Доохладитель предназначен для охлаждения теплоносителя водой промконтура.

Охлаждаемая среда (теплоноситель I контура) подаётся сверху в межтрубное пространство, охлаждающая среда (вода промконтура) движется в трубном пространстве и подаётся в нижнюю часть теплообменника.

Доохладитель продувки I контура охлаждает продувку первого контура, поступающую с выхода регенеративного теплообменника до температуры, достаточно низкой, чтобы не повредить смолу ионообменных фильтров системы низкотемпературной очистки теплоносителя.

Характеристики доохладителя продувки представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики доохладителя продувки

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						22

2. ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ

В современных проектах энергоблоков с водоводяными энергетическими реакторами в системе продувки-подпитки, в отличие от серийных РУ ВВЭР-1000, имеется только один деаэратор, что упрощает схему системы и ее обслуживание, а также снижает расход греющего пара.

Опыт эксплуатации энергоблока №5 Нововоронежской АЭС, а также энергоблоков ВВЭР-1000 показал, что нет необходимости в деаэраторе борного регулирования системы продувки-подпитки первого контура. Он используется в основном как буферная емкость чистого дистиллята, а со всеми основными функциями системы вполне справляется один деаэратор продувки-подпитки.

С целью увеличения технико-экономических показателей энергоблока в целом в данном проекте предлагается модернизация системы продувки-подпитки ВВЭР-1000 путем исключения из схемы системы ДБР и его демонтажа, а также реконструкции регенеративного охладителя и доохладителя продувочной воды за счет интенсификации теплообмена в них.

При исключении деаэратора борного регулирования (ДБР) из системы продувки-подпитки, а также интенсификации поверхности теплообмена регенеративного теплообменника (РТО) и доохладителя продувки методом накатки теплообменных трубок, появится возможность сократить расход пара на собственные нужды ЭБ, что приведет к дополнительной выработке электроэнергии, а также сократить объемы теплообменников продувки.

При положительных результатах проектирования они смогут быть использованы при строительстве новых энергоблоков ВВЭР-1000, что позволит снизить капитальные затраты на оборудование этой системы и облегчит решение компоновочных вопросов в гермооболочке и обстройке реакторного отделения.

Цели проекта модернизации системы продувки-подпитки заключаются в разработке технических решений на основе расчетной оценки влияния модернизации системы продувки-подпитки на показатели тепловой

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						23

экономичности и технико-экономические показатели энергоблока, а также на критерии компактности оборудования.

Задачи проекта:

- произвести расчет тепловой схемы энергоблока К-500-60/1500;
- оценить изменение основных показателей ЭБ при исключении ДБР системы продувки-подпитки первого контура;
- оценить изменение объемов теплообменников продувки системы продувки-подпитки контура за счет интенсификации поверхности теплообмена в них;
- разобрать вопросы автоматизации технологических процессов в модернизируемом оборудовании, разработать функциональную схему системы и выбрать контрольно-измерительные приборы и аппаратуру;
- выполнить технико-экономическое обоснование проводимой модернизации;
- отметить вредные и опасные факторы при работе на АЭС в целом и при работе с данной системой, а также привести методы защиты от этих факторов;
- провести анализ полученных результатов и сделать выводы.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						24

3. РАСЧЕТЫ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

В результате расчетов тепловой схемы должен быть найден прирост электрической мощности блока и изменение показателей в результате модернизации. Сравнение производится при одинаковом расходе свежего пара на турбину.

Для «базового» варианта до проведения модернизации необходимо определение ряда параметров и расходов рабочего тела, по которым отсутствуют данные. Поэтому необходимо провести расчет тепловой схемы на номинальный режим балансовым методом.

Поскольку расход греющего пара ДБР в базовом варианте имеет невысокое значение, то учесть его влияние на мощность и показатели блока можно только методом коэффициентов изменения мощности (КИМов). Этот метод позволяет учесть влияние малых изменений.

3.1. Расчет тепловой схемы на номинальный режим

Целью расчета тепловой схемы на номинальный режим является определение расхода пара на турбину и во всех характерных точках ПТУ при заданной электрической мощности и расчет показателей тепловой экономичности энергоблока.

Расчет ведется методом относительных расходов.

Согласно [1] а также инструкции по эксплуатации системы продувки-подпитки [4], для расчета были взяты следующие исходные данные:

- номинальная электрическая мощность турбины – $N_Э=500$ МВт;
- давление свежего пара – $p_0=6.0$ МПа;
- давление пара перед турбиной – $\overline{p_0} = 5.88$ МПа;
- давление в деаэраторе – $p_d=0.685$ МПа;
- давление в конденсаторе – $p_k=5.9$ кПа;
- давление пара в первом отборе – $p_{отб1}=2.990$ МПа;
- давление пара во втором отборе – $p_{отб2}=1.955$ МПа;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						25

- давление пара в третьем отборе – $p_{\text{ОТБ3}}=1.260$ МПа;
- давление пара в четвертом отборе – $p_{\text{ОТБ4}}=0.548$ МПа;
- давление пара в пятом отборе – $p_{\text{ОТБ5}}=0.278$ МПа;
- давление пара в шестом отборе – $p_{\text{ОТБ6}}=0.140$ МПа;
- давление пара в седьмом отборе – $p_{\text{ОТБ7}}=0.033$ МПа;
- температура питательной воды – $t_{\text{ПВ}}=225$ °С;
- температура пара за СПП – $t_{\text{СПП}}=260$ °С;

На рисунке 2 приведена расчетная тепловая схема энергоблока в базовом варианте.

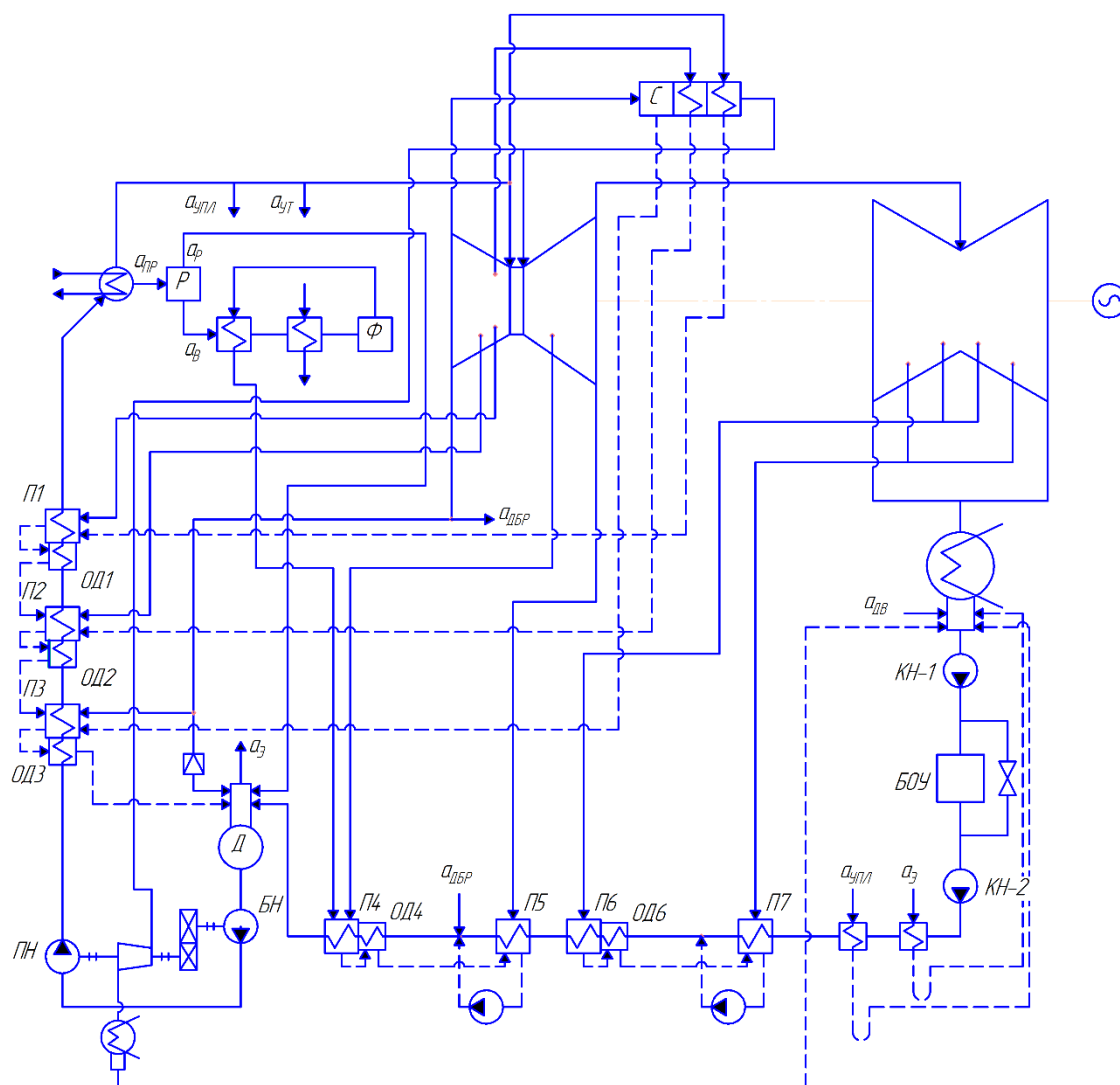


Рисунок 2 – Расчетная тепловая схема

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ФЮРА.693490.ПЗ

3.1.1. Определение параметров рабочего тела

Температура питательной воды (ПВ) за питательным насосом (ПН):

$$t_{\text{ПН}} = f(p_{\text{ПВ}}; h_{\text{ПН}}) = 165^\circ\text{C},$$

где

- $p_{\text{ПВ}} = 1.4 \cdot p_0 = 1.4 \cdot 6.0 = 8.4 \text{ МПа}$ – давление ПВ, принято согласно [2];
- $h_{\text{ПН}}$, кДж / кг – энтальпия ПВ за ПН.

Энтальпия ПВ за ПН:

$$h_{\text{ПН}} = h'_d + \Delta h'_{\text{ПН}} = 693 + 9 = 702 \text{ кДж / кг},$$

где

- $h'_d = f(p_d) = f(0.685 \text{ МПа}) = 693 \text{ кДж / кг}$ – энтальпия ПВ, на выходе из деаэратора (Д);
- $\Delta h'_{\text{ПН}} = g'_d \cdot (p_{\text{ПВ}} - p_d) = 1.11 \cdot 10^{-3} \cdot (8.4 - 0.685) = 9 \text{ кДж / кг}$ – изменение энтальпии ПВ в ПН;
- $g'_d = f(p_d) = 1.11 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{кг}$ – удельный объём ПВ на выходе из деаэратора.

Изменение температуры ПВ в ПН:

$$\Delta t_{\text{ПН}} = t_{\text{ПН}} - t_d = 165 - 164.1 = 0.9^\circ\text{C},$$

где

- $t_d = f(p_d) = 164.1^\circ\text{C}$ – температура насыщения при давлении в деаэраторе.

Температура ОК на выходе из охладителя пара уплотнений турбины (ОУ), т.е. на входе в П7:

$$t_{\text{ОУ}} = t_s(p_K) + \Delta t_{\text{ОЭ}} + \Delta t_{\text{ОУ}} = 35.9 + 2.2 + 2.7 = 40.8^\circ\text{C},$$

где

- $t_s(p_K) = f(p_K) = f(5.9 \text{ кПа}) = 35.9^\circ\text{C}$ – температура насыщения при давлении в К;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						27

- $\Delta t_{OЭ} = 2.2\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\Delta t_{OУ} = 2.7\text{ }^{\circ}\text{C}$ – повышение температуры основного конденсата в охладителях эжекторных газов (ОЭ) и пара уплотнений турбины, принято согласно [2].

Давления насыщения в регенеративных подогревателях питательной воды (РППВ) приведены в таблице 4:

$$P_{SI} = P_{OТБ} \cdot (1 - \zeta P_{OТБ}), \text{ МПа},$$

где

- $\zeta P_{OТБ} = 0.035$ – потери давления пара в подогревателе относительно давления отбора, приняты согласно [2].

Температуры насыщения в РППВ приведены в таблице 4:

$$t_{SI} = f(P_{SI}),\text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Энтальпии конденсата греющего пара приведены в таблице 4:

$$h'_{OТБ} = f(t_{SI}), \text{ кДж / кг}.$$

Температуры ОК и ПВ за каждым элементом схемы по ходу воды приведены в таблице 4.

За РППВ:

$$t_{OKi} = t_{Si} - \Theta_{ПНД},\text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$t_{ПВи} = t_{Si} - \Theta_{ПВД},\text{ }^{\circ}\text{C},$$

где

- $\Theta_{ПВД} = 3.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ – недогрев до температуры насыщения в ПВД, принят согласно [2];
- $\Theta_{ПНД} = 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ – недогрев до температуры насыщения в ПНД, принят согласно [2].

Построение процесса расширения пара в турбине в hs-диаграмме позволит определить энтальпии пара в отборах (рисунок 3).

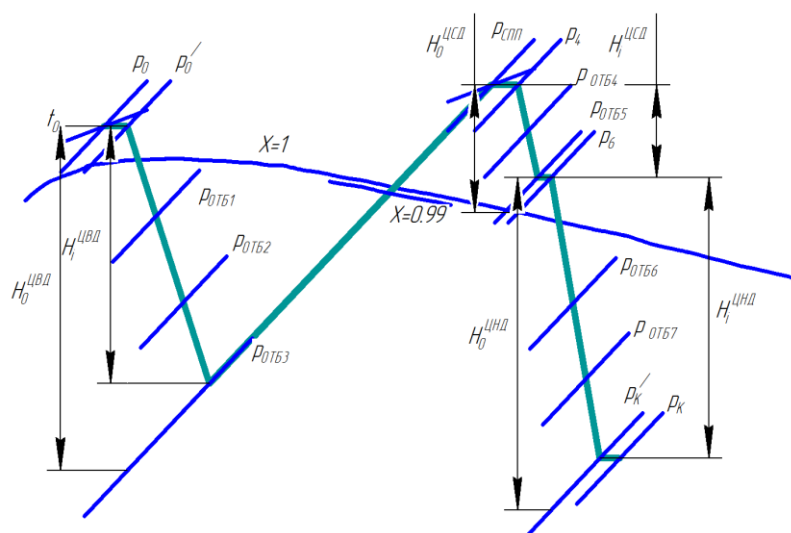


Рисунок 3 – Процесс расширения пара в турбине К-500-60/1500

Параметры пара в точке перед стопорным клапаном турбины:

$$p_0 = 6.0 \text{ МПа}, \quad t_0 = t_s(p_0) = 275.6^\circ \text{C}, \quad h_0 = 2785 \text{ кДж / кг}.$$

В результате процесса дросселирования в СК и РК параметры пара перед первой ступенью ЦВД примут значения:

$$\begin{aligned} \bar{p}_0 &= 5.88 \text{ МПа}, \quad \bar{h}_0 = h_0 = 2785 \text{ кДж / кг}, \\ \bar{t}_0 &= f(\bar{p}_0, \bar{h}_0) = 274.3^\circ \text{C}, \quad \bar{s}_0 = f(\bar{p}_0, \bar{h}_0) = 5.9 \text{ кДж / (кг} \cdot ^\circ \text{C)}. \end{aligned}$$

Располагаемый теплоперепад на ЦВД турбины:

$$H_0^{\text{ЦВД}} = h_0 - h_{3t} = 2785 - 2505 = 279 \text{ кДж / кг},$$

где

- $h_{3t} = f(p_{\text{ОТБЗ}}, \bar{s}_0) = 2505 \text{ кДж / кг}.$

Действительно использованный теплоперепад на ЦВД турбины:

$$H_I^{\text{ЦВД}} = H_0^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{\text{OI}}^{\text{ЦВД}} = 279 \cdot 0.819 = 229 \text{ кДж / кг},$$

где

- $\eta_{\text{OI}}^{\text{ЦВД}} = 0.819$ – КПД ЦВД данной турбины [2].

Параметры пара за последней ступенью ЦВД:

$$h_3 = h_0 - H_I^{\text{ЦВД}} = 2785 - 229 = 2556 \text{ кДж / кг},$$

$$p_3 = p_{\text{ОТБЗ}} = 1.260 \text{ МПа},$$

$$x_3 = f(p_3, h_3) = 0.884.$$

Энтальпии пара в отборах ЦВД приведены в таблице 4.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						29

Давление пара за сепаратором:

$$p_C = p_{\text{РАЗД}} \cdot (1 - \zeta p_C) = 1.260 \cdot (1 - 0.03) = 1.222 \text{ МПа},$$

где

- $\zeta p_C = 3\%$ – потери давления пара в сепараторе, приняты согласно [2].

Параметры пара и сепарата на выходе из сепаратора:

$$t_C = f(p_C) = 188.8^\circ\text{C},$$

$$h_C = f(p_C, t_C, x_C) = 2765 \text{ кДж / кг},$$

$$h'_C = f(p_C) = 802 \text{ кДж / кг},$$

где

- $x_C = 0.99$ – степень осушки сепаратора, принята согласно [2].

Параметры греющего пара в пароперегревателе ПП1:

$$p_{\text{ПП1}}^* = p_{\text{ОТБ1}} \cdot (1 - \zeta p_{\text{ПП1}}^*) = 2.990 \cdot (1 - 0.02) = 2.93 \text{ МПа},$$

$$t_{\text{ПП1}}^* = f(p_{\text{ПП1}}^*) = 232.6^\circ\text{C},$$

$$h_{\text{ПП1}}^{*/'} = f(p_{\text{ПП1}}^*) = 1002 \text{ кДж / кг},$$

где

- $\zeta p_{\text{ПП1}}^* = 2\%$ – потери давления греющего пара в ПП, согласно [2];
- $t_{\text{ПП1}}^*$ – температура насыщения при давлении $p_{\text{ПП1}}^*$, °C;
- $h_{\text{ПП1}}^{*/'}$ – энтальпия конденсата греющего пара в ПП1, при соответствующем давлении $p_{\text{ПП1}}^*$, кДж/кг.

Параметры пара за пароперегревателем ПП1:

$$p_{\text{ПП1}} = p_{\text{РАЗД}} \cdot (1 - \zeta p_{\text{ПП1}}) = 1.260 \cdot (1 - 0.04) = 1.210 \text{ МПа},$$

$$t_{\text{ПП1}} = t_{\text{ПП1}}^* - \Delta t_{\text{ПП1}} = 232.6 - 22.5 = 210.1^\circ\text{C},$$

$$h_{\text{ПП1}} = f(p_{\text{ПП1}}, t_{\text{ПП1}}) = 2841 \text{ кДж / кг},$$

где

- $\zeta p_{\text{ПП1}} = 4\%$ – потери давления пара в ПП1, приняты согласно [2];
- $\Delta t_{\text{ПП1}} = 22.5^\circ\text{C}$ – температурный напор первой ступени ПП, принят согласно [2].

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						30

Параметры греющего пара в пароперегревателе ПП2:

$$p_{ПП2}^* = p_0 \cdot (1 - \zeta p_{ПП}^*) = 6.0 \cdot (1 - 0.02) = 5.88 \text{ МПа},$$

$$t_{ПП1}^* = f(p_{ПП2}^*) = 274.3^\circ\text{C},$$

$$h_{ПП2}^* = f(p_{ПП2}^*) = 1207 \text{ кДж / кг},$$

где

- $t_{ПП2}^*$ – температура насыщения при давлении $p_{ПП2}^*$, °С;
- $h_{ПП2}^*$ – энтальпия конденсата греющего пара в ПП2, при соответствующем давлении $p_{ПП2}^*$, кДж/кг.

Параметры пара за пароперегревателем ПП2:

$$p_{СПП} = p_{РАЗД} \cdot (1 - \zeta p_{ПП2}) = 1.260 \cdot (1 - 0.06) = 1.184 \text{ МПа},$$

$$t_{СПП} = 260^\circ\text{C},$$

$$h_{СПП} = f(p_{СПП}, t_{СПП}) = 2959 \text{ кДж / кг},$$

где

- $\zeta p_{ПП2} = 6\%$ – потери давления пара в сепараторе-пароперегревателе (СПП) двухступенчатом, приняты согласно [2].

Параметры пара перед первой ступенью ЦСД:

$$p_4 = p_{СПП} \cdot (1 - \zeta p_{ЦСД}) = 1.184 \cdot (1 - 0.03) = 1.149 \text{ МПа},$$

$$h_4 = h_{СПП} = 2959 \text{ кДж / кг},$$

$$t_4 = f(p_4, h_4) = 259.4^\circ\text{C},$$

$$s_4 = f(p_4, t_4) = 6.9 \text{ кДж / (кг} \cdot ^\circ\text{C)},$$

где

- $\zeta p_{ЦСД} = 3\%$ – потери давления пара в отсечных клапанах ЦСД, приняты согласно [2].

Располагаемый теплоперепад на ЦСД турбины:

$$H_0^{ЦСД} = h_4 - h_{5t} = 2959 - 2672 = 287 \text{ кДж / кг};$$

где

- $h_{5t} = f(p_{ОТБ5}, s_4) = 2672 \text{ кДж / кг}.$

Действительно использованный теплоперепад на ЦСД турбины:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						31

$$H_I^{ЦСД} = H_0^{ЦСД} \cdot \eta_{OI}^{ЦСД} = 287 \cdot 0.901 = 259 \text{ кДж / кг},$$

где

- $\eta_{OI}^{ЦСД} = 0.901$ – КПД ЦСД данной турбины [2].

Параметры пара за последней ступенью ЦСД:

$$h_5 = h_4 - H_I^{ЦСД} = 2959 - 259 = 2700 \text{ кДж / кг},$$

$$t_5 = t_{OTB5} = f(p_{OTB5}, h_{OTB5}) = 130.9^\circ\text{C}.$$

Параметры пара перед первой ступенью ЦНД:

$$p_{ЦНД} = p_6 = p_5 \cdot (1 - \zeta p_{ЦНД}) = 0.278 \cdot (1 - 0.025) = 0.271 \text{ МПа},$$

$$h_6 = h_5 = 2700 \text{ кДж / кг},$$

$$t_6 = f(p_6, h_6) = 130.1^\circ\text{C},$$

$$s_6 = f(p_6, t_6) = 7.0 \text{ кДж / (кг} \cdot ^\circ\text{C)},$$

где

- $\zeta p_{ЦНД} = 2.5\%$ – потери давления пара в ресиверных паропроводах между ЦСД и ЦНД, приняты согласно [2].

Располагаемый теплоперепад на ЦНД турбины:

$$H_0^{ЦНД} = h_6 - h_{Kt} = 2700 - 2164 = 536 \text{ кДж / кг},$$

где

- $h_{Kt} = f(p_{Kt}, s_6) = 2164 \text{ кДж / кг};$
- $p_{Kt} = p_K \cdot (1 + \zeta p_K) = 0.0059 \cdot (1 + 0.02) = 6.018 \text{ кПа};$
- $\zeta p_K = 2\%$ – потери давления пара в выхлопном патрубке турбины, приняты согласно [2].

Действительно использованный теплоперепад на ЦНД турбины:

$$H_I^{ЦНД} = H_0^{ЦНД} \cdot \eta_{OI}^{ЦНД} = 536 \cdot 0.819 = 439 \text{ кДж / кг},$$

где

- $\eta_{OI}^{ЦНД} = 0.819$ – КПД ЦСД данной турбины [2].

Параметры пара за последней ступенью ЦНД:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						32

$$h_K^* = h_6 - H_i^{ЦНД} = 2700 - 439 = 2261 \text{ кДж / кг},$$

$$p_K^* = p_{Kt} = 6.018 \text{ кПа},$$

$$x_K^* = f(p_K^*, h_K^*) = 0.873.$$

Действительно использованный теплоперепад на турбину:

$$H_I^T = H_I^{ЦВД} + H_I^{ЦСД} + H_I^{ЦНД} = 229 + 259 + 439 = 927 \text{ кДж / кг}.$$

Энтальпии отборов пара ЦСД и ЦНД приведены в таблице 4.

Построение процесса расширения пара в турбоприводе ПН

Параметры пара перед первой ступенью турбопривода:

$$p_{0ТП} = p_{СПП} \cdot (1 - \zeta p_{ТП}) = 1.184 \cdot (1 - 0.09) = 1.078 \text{ МПа},$$

$$h_{0ТП} = h_{СПП} = 2959 \text{ кДж / кг},$$

$$t_{0ТП} = f(p_{0ТП}, h_{0ТП}) = 258.3^\circ\text{C},$$

$$s_{0ТП} = f(p_{0ТП}, t_{0ТП}) = 6.9 \text{ кДж / (кг} \cdot ^\circ\text{C)},$$

где

- $\zeta p_{ТП} = 9\%$ – потери давления пара в стопорном клапане ТП.

Располагаемый теплоперепад на турбопривод:

$$H_0^{ТП} = h_{0ТП} - h_{KТП} = 2959 - 2132 = 829 \text{ кДж / кг},$$

где

- $h_{KТП} = f(p_{Kt}, s_{0ТП}) = 2132 \text{ кДж / кг}.$

Действительно использованный теплоперепад на турбопривод:

$$H_I^{ТП} = H_0^{ТП} \cdot \eta_{OI}^{ТП} = 829 \cdot 0.790 = 653 \text{ кДж / кг},$$

где

- $\eta_{OI}^{ТП} = 0.790$ – КПД турбопривода ТУ К-500-60/1500 [2].

Энтальпия пара за ТП ПН:

$$h_{KТП} = h_{0ТП} - H_I^{ТП} = 2959 - 653 = 2306 \text{ кДж / кг}.$$

Определение удельной работы 1 кг пара

Удельная работа отборного пара приведена в таблице 1:

- $H_j = h_0 - h_j, \text{ кДж / кг}$ – для j-го отбора ЦВД турбины;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						33

- $H_j = h_0 - h_j + \Delta h_{\text{сипп}}, \text{кДж} / \text{кг}$ – для j-го отбора ЦСД и ЦНД турбины.

где

- $\Delta h_{\text{сипп}} = h_{\text{ипп}} - h_3 = 2959 - 2556 = 403 \text{ кДж} / \text{кг}$ – изменение энтальпии пара в сепараторе и пароперегревателе.

Определение коэффициентов недовыработки мощности паром отборов

Значения коэффициентов недовыработки мощности паром, идущим в j-ый отбор турбины приведены в таблице 4:

$$Y_j = \frac{H_I^T - H_j}{H_I^T}.$$

Давление основного конденсата, согласно [2]:

$$p_{\text{ок}} = 1.4 \cdot p_{\text{д}} = 1.4 \cdot 0.685 = 0.959 \text{ МПа}.$$

Значения температур охлажденного дренажа приведены в таблице 4:

$$t_{\text{оди}} = t_{\text{ок(пв)}} + \Delta t_{\text{од}}, ^\circ\text{C},$$

где

- $t_{\text{ок(пв)}}, ^\circ\text{C}$ – температура ОК/ПВ на входе в охладитель дренажа (ОД);
- $\Delta t_{\text{од}} = 6 ^\circ\text{C}$ – разность температур между охлажденным дренажом и ОК/ПВ на входе в ОД, принята согласно [3].

Энтальпии охлажденного дренажа приведены в таблице 4:

$$h_{\text{оди}} = f(p_{\text{отбi}}, t_{\text{оди}}), \text{кДж} / \text{кг}.$$

Значения параметров пара, конденсата и воды сведены в таблицу 4.

		Изм.	Таблица 4 – Параметры пара, конденсата и воды в характерных точках расчетной тепловой схемы														
		Лист															
		№ докум.															
		Подп.															
		Дата															
ФЮРА.693490.ПЗ			Точка процесса в турбине	Элементы тепловой схемы	Пар в турбине (отборе)		Пар в подогревателе	Конденсат греющего пара		Охладитель дренажа		Питательная вода, основной конденсат			Удельная работа отбора	Коэффициент недовыработки	
					Ротб	hотб	Ps	ts	h'	тод	hод	tpв,ок	Рпв,ок	hпв,ок	Hj	Yj	
					МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг	кДж/кг		
			0	–	6.000	2785	–	275.6	1214	–	–	–	–	–	–	–	–
			0	–	5.880	2785	–	274.3	1207	–	–	–	–	–	–	–	–
			1	П1	2.990	2682	2.885	231.7	998	212.0	907	228.2	8.400	983	103	0.889	
			2	П2	1.955	2619	1.887	209.5	895	191.1	813	206.0	8.400	882	166	0.821	
			3	П3	1.260	2556	1.216	188.6	801	171.0	724	185.1	8.400	789	229	0.753	
			3	Д	1.260	2556	0.685	164.1	693	–	–	164.1	0.685	693	–	–	
			4	П4	0.548	2816	0.529	154.0	650	133.8	563	152.0	0.959	641	372	0.599	
			С	С	1.260	2816	1.222	188.8	802	–	–	–	–	–	229	0.753	
			ПП1	ПП1	2.990	2682	2.930	232.6	1002	–	–	–	–	–	103	0.889	
			СПП	ПП2	6.000	2785	5.880	274.3	1207	–	–	–	–	–	–	–	
			ТП	ТП	1.184	2959	–	–	–	–	–	–	–	–	229	0.753	
			–	ПН	–	–	–	–	–	–	–	165.0	8.400	702	–	–	
			5	П5	0.278	2700	0.268	129.8	545	–	–	127.8	0.959	537	487	0.474	
			6	П6	0.140	2614	0.135	108.2	454	74.8	313	106.2	0.959	446	574	0.381	
			7	П7	0.334	2442	0.322	70.8	296	–	–	68.8	0.959	287	746	0.195	
			К*	К	0.006018	2164	0.0059	35.9	150	–	–	35.9	0.0059	150	–	–	
		Лист															
		35															

3.1.2. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов всех элементов схемы

Уравнения материального баланса по пару

- $\alpha_0 = 1$ – относительный расход пара на турбину;
- $\alpha_{TY} = \alpha_0 + \alpha_{ПП2} = 1 + \alpha_{ПП2}$ – относительный расход пара на ТУ;
- $\alpha_{ПП2}$ – относительный расход пара на ПП2;
- $\alpha_{YT} = 0.01$ – относительный расход пара на утечки, принят согласно [2];
- $\alpha_{УПТ} = 0.01$ – относительный расход пара на уплотнения турбины, принят согласно [2];
- $\alpha_{ПГ} = \alpha_{TY} + \alpha_{YT} + \alpha_{УПТ} = 1 + \alpha_{ПП2} + 0.01 + 0.01 = 1.02 + \alpha_{ПП2}$ – относительный расход пара, генерируемый парогенератором;
- $\alpha_{Э} = 0.002$ – относительный расход пара на эжекторы, принят согласно [2].

Уравнения материального баланса по воде

- $\alpha_{ПВ} = \alpha_{ПГ} + \alpha_{ПР} = 1.02 + 0.005 + \alpha_{ПП2} = 1.025 + \alpha_{ПП2}$ – относительный расход ПВ;
- $\alpha_{ПР} = 0.005$ – относительный расход воды из ПГ на продувку, принят согласно [2];
- $\alpha_{ДВ} = \alpha_{YT} = 0.01$ – относительный расход добавочной воды.

Материальный и тепловой балансы для расширителя непрерывной продувки ПГ

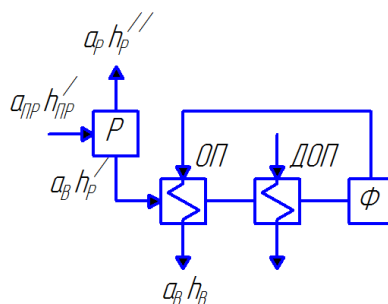


Рисунок 4 – Тепловые потоки в расширителе непрерывной продувки ПГ

$$\begin{cases} \alpha_{\text{ПР}} = \alpha_P + \alpha_B \\ \alpha_{\text{ПР}} \cdot h'_{\text{ПР}} \cdot \eta_P = \alpha_P \cdot h''_P + \alpha_B \cdot h'_P \end{cases} = \begin{cases} 0.005 = \alpha_P + \alpha_B \\ 0.005 \cdot 1262 \cdot 0.99 = \alpha_P \cdot 2764 + \alpha_B \cdot 702 \end{cases} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \begin{cases} \alpha_P = 0.0013 \\ \alpha_B = 0.0037 \end{cases},$$

где

- α_P – относительный расход пара из расширителя непрерывной продувки;
- α_B – относительный расход воды из расширителя непрерывной продувки;
- $\eta_P = 0.99$ – КПД расширителя непрерывной продувки, принят согласно [2];
- $h'_{\text{ПР}} = f(p_{\text{ПГ}}) = 1262 \text{ кДж / кг}$ – энтальпия воды, направляемой на продувку из ПГ;
- $p_{\text{ПГ}} = 1.15 \cdot p_0 = 1.15 \cdot 6.0 = 6.9 \text{ МПа}$ – давление насыщения в ПГ, принято согласно [2];
- $h'_P = f(p_P) = 702 \text{ кДж / кг}$ – энтальпия воды на выходе из расширителя непрерывной продувки;
- $h''_P = f(p_P) = 2764 \text{ кДж / кг}$ – энтальпия пара на выходе из расширителя непрерывной продувки;
- $p_P = 1.05 \cdot p_D = 1.05 \cdot 0.685 = 0.719 \text{ МПа}$ – давление насыщения в расширителе непрерывной продувки, принято согласно [2].

Параметры продувочной ПГ на выходе из ОП в качестве охлаждающей среды:

$$p_B = p_P \cdot (1 - \zeta p_B) = 0.719 \cdot (1 - 0.11) = 0.640 \text{ МПа},$$

$$t_B = t_S(p_P) - \Theta_{\text{ОП}}^P = 166.1 - 13.1 = 153^\circ \text{C},$$

$$h_B = f(p_B, t_B) = 645 \text{ кДж / кг},$$

где

- $\zeta p_B \approx 11\%$ – суммарные потери давления продувочной воды, приняты согласно [3];

- $t_s(p_p) = f(p_p) = 166.1^\circ\text{C}$ – температура насыщения в расширителе;
- $\Theta_{оп}^p = 13.1^\circ\text{C}$ – температурный напор охладителя продувки расширителя, принят согласно [3].

Тепловой баланс для сепаратора

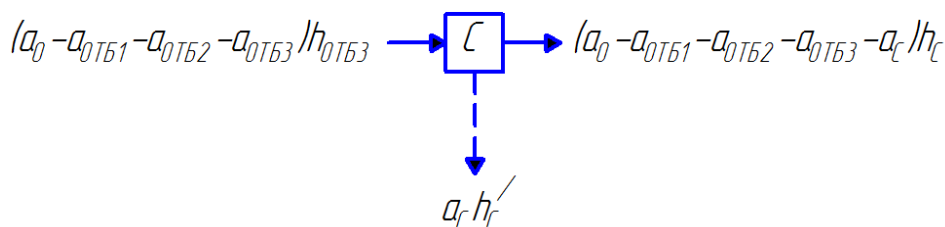


Рисунок 5 – Тепловые потоки в сепараторе

$$\alpha_c = \frac{x_{вых.C} - x_{вх.C}}{x_{вых.C}} \cdot \alpha_{ос.пара} = \frac{x_c - x_3}{x_c} \cdot (\alpha_0 - \alpha_{отб1} - \alpha_{отб2} - \alpha_{отб3}) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \alpha_c = \frac{0.99 - 0.884}{0.99} \cdot (1 - \alpha_{отб1} - \alpha_{отб2} - \alpha_{отб3}),$$

Где

- α_c – относительный расход сепарата;
- $\alpha_{отб1}$ – относительный расход пара в 1-ый отбор турбины;
- $\alpha_{отб2}$ – относительный расход пара во 2-ой отбор турбины;
- $\alpha_{отб3}$ – относительный расход пара в 3-ий отбор турбины;
- $x_{вых.C} = x_c = 0.99$ – степень сухости пара на выходе из сепаратора;
- $x_{вх.C} = x_3 = 0.884$ – степень сухости пара на входе в сепаратор (на выходе из ЦВД);
- $\alpha_{ос.пара} = (\alpha_0 - \alpha_{отб1} - \alpha_{отб2} - \alpha_{отб3})$ – относительный расход осушаемого пара через сепаратор.

Тепловой баланс для ПП1

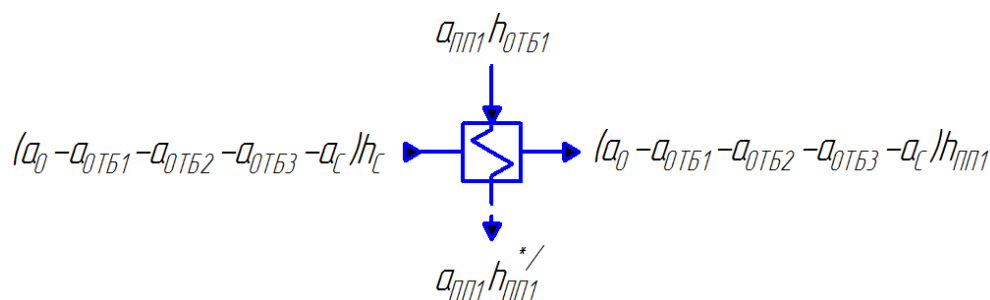


Рисунок 6 – Тепловые потоки в ПП1

$$\eta_{ППД} \cdot \left[\alpha_{ПП1} \cdot (h_{ОТБ1} - h_{ПП1}^{*}/) \right] = (\alpha_0 - \alpha_{ОТБ1} - \alpha_{ОТБ2} - \alpha_{ОТБ3} - \alpha_c) \times$$

$$\times (h_{ПП1} - h_c) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow 0.98 \cdot \left[\alpha_{ПП1} \cdot (2682 - 1002) \right] = (1 - \alpha_{ОТБ1} - \alpha_{ОТБ2} - \alpha_{ОТБ3} - \alpha_c) \times$$

$$\times (2841 - 2765),$$

где

- $\eta_{ППД} = 0.98$ – КПД поверхностного подогревателя, принят согласно [2];
- $\alpha_{ПП1}$ – относительный расход пара на ПП1.

Тепловой баланс для ПП2

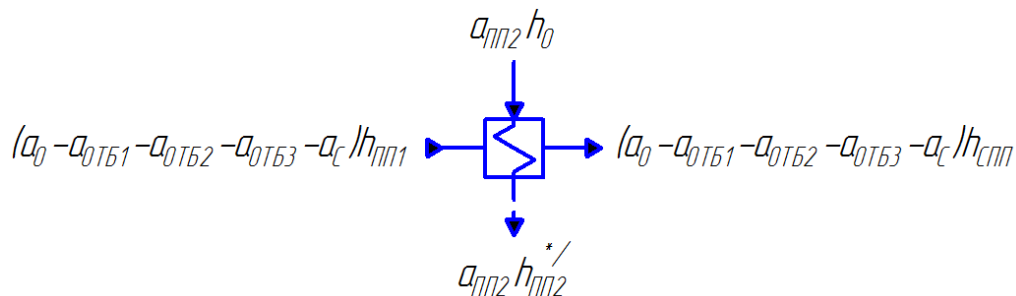


Рисунок 7 – Тепловые потоки в ПП2

$$\eta_{ППД} \cdot \left[\alpha_{ПП2} \cdot (h_0 - h_{ПП2}^{*}/) \right] = (\alpha_0 - \alpha_{ОТБ1} - \alpha_{ОТБ2} - \alpha_{ОТБ3} - \alpha_c) \times$$

$$\times (h_{СПП} - h_{ПП1}) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow 0.98 \cdot \left[\alpha_{ПП2} \cdot (2785 - 1207) \right] = (1 - \alpha_{ОТБ1} - \alpha_{ОТБ2} - \alpha_{ОТБ3} - \alpha_c) \times$$

$$\times (2959 - 2841).$$

Тепловой баланс для ПП1

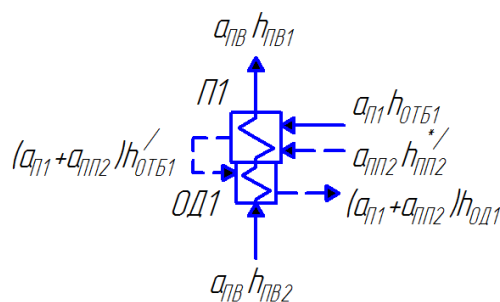


Рисунок 8 – Тепловые потоки в П1

$$\eta_{ППД} \cdot [\alpha_{П1} \cdot (h_{ОТБ1} - h_{ОД1}) + \alpha_{ПП2} \cdot (h_{ПП2}^* - h_{ОД1})] = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ1} - h_{ПВ2}) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow 0.98 \cdot [\alpha_{П1} \cdot (2682 - 907) + \alpha_{ПП2} \cdot (1207 - 907)] = \alpha_{ПВ} \cdot (983 - 882).$$

Тепловой баланс для П2

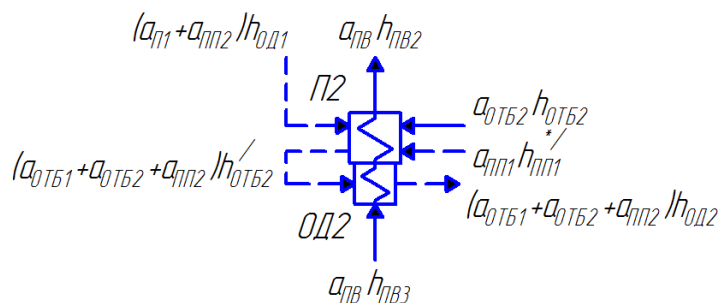


Рисунок 9 – Тепловые потоки в П2

$$\eta_{ППД} \cdot [\alpha_{ОТБ2} \cdot (h_{ОТБ2} - h_{ОД2}) + \alpha_{ПП1} \cdot (h_{ПП1}^* - h_{ОД2}) + (\alpha_{ПП2} + \alpha_{П1}) \cdot (h_{ОД1} - h_{ОД2})] =$$

$$= \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ2} - h_{ПВ3}) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow 0.98 \cdot [\alpha_{ОТБ2} \cdot (2619 - 813) + \alpha_{ПП1} \cdot (1002 - 813) + (\alpha_{ПП2} + \alpha_{П1}) \cdot (907 - 813)] =$$

$$= \alpha_{ПВ} \cdot (882 - 789).$$

Тепловой баланс для П3

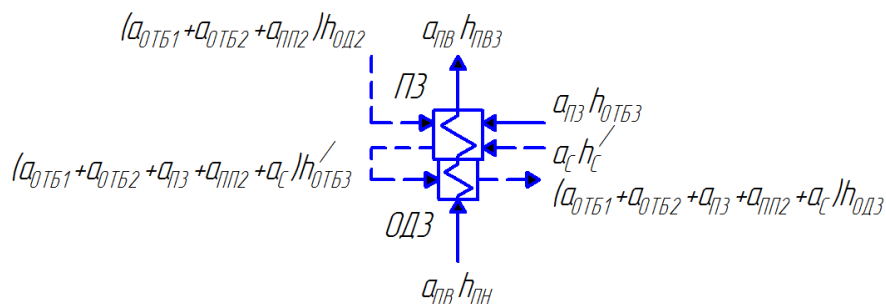


Рисунок 10 – Тепловые потоки в П3

$$\eta_{\text{СПД}} \cdot \left[\alpha_{\text{ПЗ}} \cdot (h_{\text{ОТБЗ}} - h_{\text{ОДЗ}}) + (\alpha_{\text{ОТБ1}} + \alpha_{\text{ОТБ2}} + \alpha_{\text{ПП2}}) \cdot (h_{\text{ОД2}} - h_{\text{ОДЗ}}) + \alpha_{\text{С}} \cdot (h'_{\text{С}} - h_{\text{ОДЗ}}) \right] =$$

$$= \alpha_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{ПВЗ}} - h_{\text{ПН}}) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow 0.98 \cdot \left[\alpha_{\text{ПЗ}} \cdot (2556 - 724) + (\alpha_{\text{ОТБ1}} + \alpha_{\text{ОТБ2}} + \alpha_{\text{ПП2}}) \cdot (813 - 724) + \alpha_{\text{С}} \cdot (802 - 724) \right] =$$

$$= \alpha_{\text{ПВ}} \cdot (789 - 702),$$

где

- $\alpha_{\text{Д}}$ – относительный расход пара на деаэратор.

Материальный и тепловой балансы для деаэратора

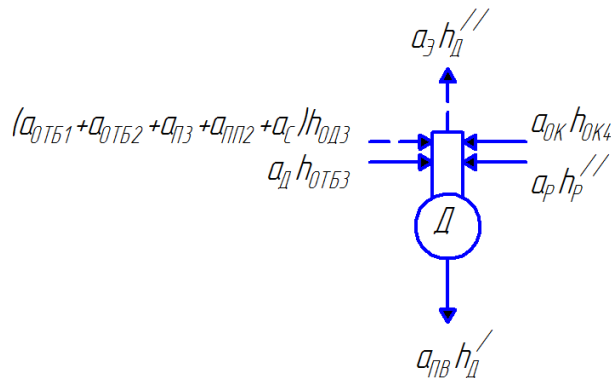


Рисунок 11 – Тепловые потоки в деаэраторе

$$\alpha_{\text{ОТБ1}} + \alpha_{\text{ОТБ2}} + \alpha_{\text{ОТБЗ}} + \alpha_{\text{ПП2}} + \alpha_{\text{С}} + \alpha_{\text{Р}} + \alpha_{\text{ОК}} = \alpha_{\text{ПВ}} + \alpha_{\text{Э}},$$

$$\alpha_{\text{ОТБ1}} = \alpha_{\text{П1}} + \alpha_{\text{ПП1}},$$

$$\alpha_{\text{ОТБЗ}} = \alpha_{\text{ПЗ}} + \alpha_{\text{Д}},$$

$$\eta_{\text{СПД}} \cdot \left[\alpha_{\text{Д}} \cdot h_{\text{ОТБЗ}} + (\alpha_{\text{ОТБ1}} + \alpha_{\text{ОТБ2}} + \alpha_{\text{ПП2}} + \alpha_{\text{ПЗ}} + \alpha_{\text{С}}) \cdot h_{\text{ОДЗ}} + \alpha_{\text{ОК}} \cdot h_{\text{ОК4}} + \alpha_{\text{Р}} \cdot h''_{\text{Р}} \right] =$$

$$= \alpha_{\text{Э}} \cdot h''_{\text{Д}} + \alpha_{\text{ПВ}} \cdot h'_{\text{Д}} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow 0.99 \cdot \left[\alpha_{\text{Д}} \cdot 2556 + (\alpha_{\text{ОТБ1}} + \alpha_{\text{ОТБ2}} + \alpha_{\text{ПП2}} + \alpha_{\text{ПЗ}} + \alpha_{\text{С}}) \cdot 724 + \alpha_{\text{ОК}} \cdot 641 + 0.0013 \cdot 2764 \right] =$$

$$= 0.0025 \cdot 2762 + \alpha_{\text{ПВ}} \cdot 693,$$

где

- $\eta_{\text{СПД}} = 0.99$ – КПД смешивающего подогревателя, принят согласно [2].

Тепловые и материальные балансы для П4 и П5

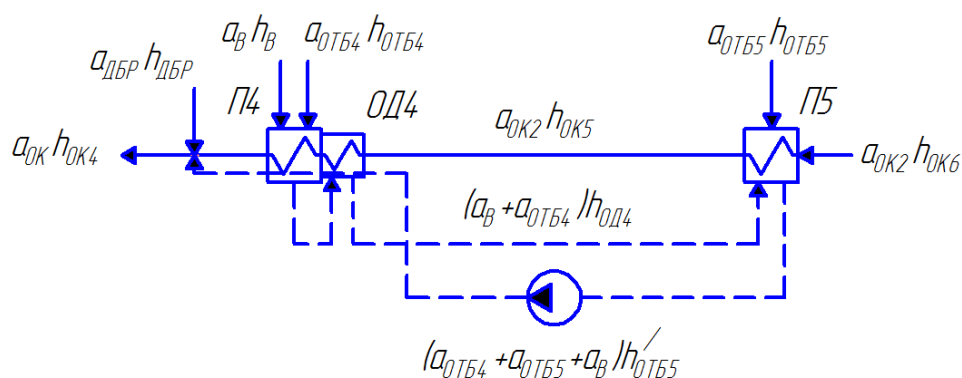


Рисунок 12 – Тепловые потоки в П4 и в П5

$$\alpha_{OK} = \alpha_{OK2} + \alpha_{OTB4} + \alpha_{OTB5},$$

$$\begin{aligned} \eta_{ППД} \cdot [\alpha_{OTB4} \cdot (h_{OTB4} - h_{OD4}) + \alpha_B \cdot (h_B - h_{OD4})] &= \\ &= \alpha_{OK2} \cdot (h_{OK4} - h_{OK5}) + (\alpha_{OTB4} + \alpha_{OTB5} + \alpha_B) \cdot (h_{OK4} - h'_{OTB5}) + \alpha_{ДБР} \cdot (h_{OK4} - h_{ДБР}) \Rightarrow \\ &\Rightarrow 0.98 \cdot [\alpha_{OTB4} \cdot (2816 - 563) + 0.0037 \cdot (645 - 563)] = \\ &= \alpha_{OK2} \cdot (641 - 537) + (\alpha_{OTB4} + \alpha_{OTB5} + \alpha_B) \cdot (641 - 545) + 0.0023 \cdot (641 - 581), \\ \eta_{ППД} \cdot [\alpha_{OTB5} \cdot (h_{OTB5} - h'_{OTB5}) + (\alpha_{OTB4} + \alpha_B) \cdot (h_{OD4} - h'_{OTB5})] &= \alpha_{OK2} \cdot (h_{OK5} - h_{OK6}) \Rightarrow \\ \eta_{ППД} \cdot [\alpha_{OTB5} \cdot (2700 - 545) + (\alpha_{OTB4} + \alpha_B) \cdot (563 - 545)] &= \alpha_{OK2} \cdot (537 - 446), \end{aligned}$$

где

- α_{OTB4} – относительный расход пара в 4-ый отбор турбины;
- α_{OTB5} – относительный расход пара в 5-ый отбор турбины.

Тепловые и материальные балансы для П6 и П7

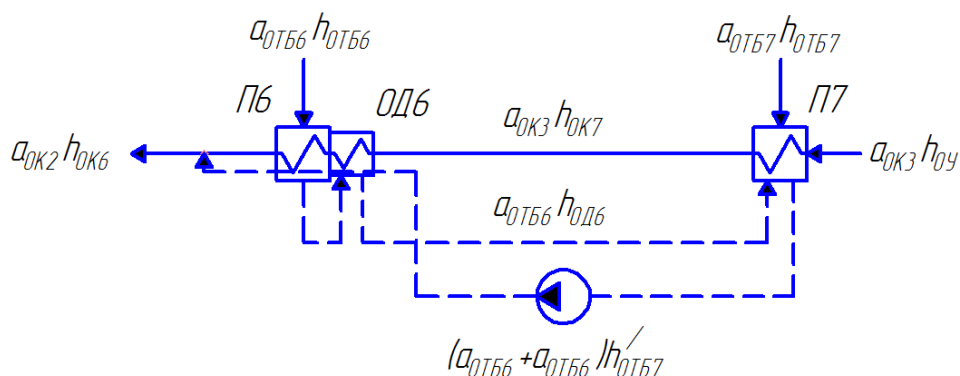


Рисунок 13 – Тепловые потоки в П6 и П7

$$\begin{aligned}
& \eta_{\text{ПВД}} \cdot \alpha_{\text{ОТБ6}} \cdot (h_{\text{ОТБ6}} - h_{\text{ОД6}}) = \\
& = \alpha_{\text{ОК3}} \cdot (h_{\text{ОК6}} - h_{\text{ОК7}}) + (\alpha_{\text{ОТБ6}} + \alpha_{\text{ОТБ7}}) \cdot (h_{\text{ОК6}} - h'_{\text{ОТБ7}}) \Rightarrow \\
& \Rightarrow 0.98 \cdot \alpha_{\text{ОТБ6}} \cdot (2614 - 313) = \alpha_{\text{ОК3}} \cdot (446 - 289) + (\alpha_{\text{ОТБ6}} + \alpha_{\text{ОТБ7}}) \cdot (446 - 296), \\
& \eta_{\text{ПВД}} \cdot [\alpha_{\text{ОТБ7}} \cdot (h_{\text{ОТБ7}} - h'_{\text{ОТБ7}}) + \alpha_{\text{ОТБ6}} \cdot (h_{\text{ОД6}} - h'_{\text{ОТБ7}})] = \alpha_{\text{ОК3}} \cdot (h_{\text{ОК7}} - h_{\text{ОУ}}) \Rightarrow \\
& \Rightarrow \eta_{\text{ПВД}} \cdot [\alpha_{\text{ОТБ7}} \cdot (2442 - 296) + \alpha_{\text{ОТБ6}} \cdot (313 - 296)] = \alpha_{\text{ОК3}} \cdot (289 - 172),
\end{aligned}$$

где

- $\alpha_{\text{ОТБ6}}$ – относительный расход пара в 6-ой отбор турбины;
- $\alpha_{\text{ОТБ7}}$ – относительный расход пара в 7-ой отбор турбины.

Объединив полученные уравнения в одну общую систему уравнений и воспользовавшись для её решения компьютерной программой MathCad, получаем следующие значения искомых величин:

$$\begin{aligned}
\alpha_{\text{ПВ}} &= 1.0796, & \alpha_{\text{ОТБ1}} &= 0.0868, \\
\alpha_{\text{ОК}} &= 0.7421, & \alpha_{\text{ОТБ2}} &= 0.0474, \\
\alpha_{\text{ПП1}} &= 0.0332, & \alpha_{\text{ОТБ3}} &= 0.0639, \\
\alpha_{\text{ПП2}} &= 0.0546, & \alpha_{\text{ОТБ4}} &= 0.0346, \\
\alpha_{\text{С}} &= 0.0860, & \alpha_{\text{ОТБ5}} &= 0.0288, \\
\alpha_{\text{Д}} &= 0.0219, & \alpha_{\text{ОТБ6}} &= 0.0469, \\
& & \alpha_{\text{ОТБ7}} &= 0.0327.
\end{aligned}$$

Значения остальных относительных расходов будут иметь следующие значения:

$$\bullet \quad \alpha_{\text{ТП}} = \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot \Delta h_{\text{ПН}}}{H_{\text{I}}^{\text{ТП}} \cdot \eta_{\text{МТП}} \cdot \eta_{\text{ПН}}} = \frac{1.0798 \cdot 9}{653 \cdot 0.975 \cdot 0.790} = 0.0183 \text{ – относительный расход}$$

пара на турбопривод ПН,

где

- $\eta_{\text{МТП}} = (97 \div 98) \%$ – механический КПД турбопривода ПН [2], примем $\eta_{\text{МТП}} = 97.5 \%$;
- $\eta_{\text{ПН}} = (75 \div 83) \%$ – КПД ПН [2], примем $\eta_{\text{ПН}} = 79 \%$.

- $\alpha_{П1} = \alpha_{ОТБ1} - \alpha_{ПП1} = 0.0868 - 0.0332 = 0.0536$ – относительный расход пара на 1-ый по ходу отборов ПВД;
- $\alpha_{П3} = \alpha_{ОТБ3} - \alpha_{Д} = 0.0639 - 0.0219 = 0.0420$ – относительный расход пара на 3-ий по ходу отборов ПВД;
- $\alpha_{ОК2} = \alpha_{ОК} - \alpha_{ОТБ4} - \alpha_{ОТБ5} - \alpha_{В} = 0.7421 - 0.0346 - 0.0288 - 0.0037 = 0.6750$ – относительный расход основного конденсата после точки смешения П7;
- $\alpha_{ОК3} = \alpha_{ОК2} - \alpha_{ОТБ6} - \alpha_{ОТБ7} = 0.6750 - 0.0469 - 0.0327 = 0.5954$ – относительный расход основного конденсата после конденсатора;
- $\alpha_{ТВ} = \alpha_0 + \alpha_{ПП2} = 1 + 0.0546 = 1.0546$ – относительный расход пара на турбоустановку;
- $\alpha_{ПГ} = \alpha_{ТВ} + \alpha_{УТ} + \alpha_{УПЛ} = 1.0546 + 0.01 + 0.01 = 1.0746$ – относительный расход пара на парогенератор;
- $\alpha_{ПВ}^* = \alpha_{ПГ} + \alpha_{ПР} = 1.0746 + 0.005 = 1.0796$ – относительный расход питательной воды, определённый из полученных значений.

Расхождение значения относительного расхода ПВ с ранее полученным:

$$\delta\alpha_{ПВ} = \frac{|\alpha_{ПВ} - \alpha_{ПВ}^*|}{\alpha_{ПВ}} \cdot 100\% = \frac{|1.0796 - 1.0796|}{1.0796} \cdot 100\% = 0 \Rightarrow \alpha_{ПВ} \text{ определен верно.}$$

Проведем проверку по материальному балансу расхода пара в конденсатор

Значение α_K можно получить со стороны отработавшего в турбине пара, идущего в конденсатор, и со стороны основного конденсата, на выходе из конденсатора. При этом относительная погрешность полученных результатов должна быть $\delta\alpha_K \leq 0.5\%$ [2].

Относительный расход пара, идущего в конденсатор, со стороны пара:

$$\begin{aligned} \alpha_K^{ПАР} &= \alpha_0 - \alpha_{ОТБ1} - \alpha_{ОТБ2} - \alpha_{ОТБ3} - \alpha_C - \alpha_{ПГ} - \alpha_{ОТБ4} - \alpha_{ОТБ5} - \alpha_{ОТБ6} - \alpha_{ОТБ7} = \\ &= 1 - 0.0868 - 0.0474 - 0.0639 - 0.0860 - 0.0183 - 0.0346 - 0.0288 - 0.0469 - \\ &- 0.0327 = 0.5546. \end{aligned}$$

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						44

Относительный расход пара, идущего в конденсатор со стороны основного конденсата:

$$\alpha_K^{BOДА} = \alpha_{OKЗ} - \alpha_{ДВ} - \alpha_{Э} - \alpha_{УПЛ} - \alpha_{ТП} = 0.5954 - 0.01 - 0.0025 - 0.01 - 0.0183 = 0.5546.$$

Расхождение полученных значений относительного расхода пара в конденсатор:

$$\delta\alpha_K = \frac{|\alpha_K^{ПАР} - \alpha_K^{BOДА}|}{\alpha_K^{ПАР}} \cdot 100\% = \frac{|0.5546 - 0.5546|}{0.5546} \cdot 100\% = 0\% \Rightarrow \text{расчет проведен верно.}$$

3.1.3. Определение абсолютных расходов пара и расчетной электрической мощности

Расход пара на турбину:

$$G_0^T = N_{Э} \cdot 10^3 / H_I^T \cdot \eta_M \cdot \eta_T \cdot \left(1 - \sum_{j=1}^7 (\alpha_j \cdot y_j) - \alpha_C \cdot y_C - \alpha_{ПМ1} \cdot y_{jПМ1} - \alpha_{ТП} \cdot y_{jТП} \right) =$$

$$= 500 \cdot 10^3 / 927 \cdot 0.98 \cdot 0.99 \cdot (1 - 0.0868 \cdot 0.889 - 0.0474 \cdot 0.821 - 0.0639 \cdot 0.753 -$$

$$- 0.0346 \cdot 0.599 - 0.0288 \cdot 0.474 - 0.0469 \cdot 0.381 - 0.0327 \cdot 0.195 -$$

$$- 0.0860 \cdot 0.753 - 0.0332 \cdot 0.889 - 0.0183 \cdot 0.318) = 792.5 \text{ кг / с.}$$

Расчетная электрическая мощность турбины:

$$N_{Э}' = G_0^T \cdot \eta_M \cdot \eta_T \cdot \left[H_I^T \cdot \alpha_K + \sum_{j=1}^7 (\alpha_j \cdot H_j) + \alpha_C \cdot H_C + \alpha_{ПМ1} \cdot H_{ПМ1} + \alpha_{ТП} \cdot H_{ТП} \right] =$$

$$= 792.5 \cdot 0.98 \cdot 0.99 \cdot (927 \cdot 0.5546 + 0.0868 \cdot 103 + 0.0474 \cdot 166 + 0.0639 \cdot 229 +$$

$$+ 0.0346 \cdot 372 + 0.0288 \cdot 487 + 0.0469 \cdot 574 + 0.0327 \cdot 746 + 0.0860 \cdot 229 +$$

$$+ 0.0332 \cdot 103 + 0.0183 \cdot 632) = 500.4 \text{ МВт.}$$

Определение всех абсолютных расходов

Значения всех абсолютных расходов приведены в таблице 5:

$$G_j = \alpha_j \cdot G_0^T.$$

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						45

Таблица 5 – Значения абсолютных расходов

Расход	Относительный расход, α	Абсолютный расход, кг/с
питательной воды	1.0796	855.6
пара из парогенератора	1.0746	851.6
на турбоустановку	1.0546	835.8
пара на деаэратор	0.0219	17.4
сепарата	0.0860	68.2
пара в конденсатор	0.5546	439.5
пара из расширителя	0.0013	1.0
воды из расширителя	0.0037	2.9
утечек	0.0100	7.9
пара уплотнений	0.0100	7.9
пара на эжекторы	0.0025	2.0
добавочной воды	0.0100	7.9
продувочной воды ПГ	0.0050	4.0
пара на турбопривод	0.0183	14.5
расход пара в отбор 1	0.0868	68.8
расход пара в отбор 2	0.0474	37.6
расход пара в отбор 3	0.0639	50.6
расход пара в отбор 4	0.0346	27.4
расход пара в отбор 5	0.0288	22.8
расход пара в отбор 6	0.0469	37.2
расход пара в отбор 7	0.0327	25.9
основного конденсата	0.7421	588.1
основного конденсата ок2	0.6750	534.9
основного конденсата ок3	0.5954	471.9

Продолжение таблицы 5

Расход	Относительный расход, α	Абсолютный расход, кг/с
греющего пара ПП1	0.0332	26.3
греющего пара ПП2	0.0546	43.3
греющего пара П1	0.0536	42.5
греющего пара П3	0.0420	33.3

3.1.4. Определение показателей тепловой экономичности

Тепловая нагрузка ПГ:

$$Q_{ПГ} = 2 \cdot G_0^T \cdot [\alpha_{ПГ} \cdot (h_0 - h_{ПВ}) + \alpha_{ПР} \cdot (h'_{ПР} - h_{ПВ})] =$$

$$= 2 \cdot 792.5 \cdot [1.0746 \cdot (2785 - 968) + 0.005 \cdot (1262 - 968)] = 3096 \text{ МВт}.$$

Тепловую нагрузку ТУ энергоблока:

$$Q_{ТУ} = 2 \cdot G_0^T \cdot [(\alpha_{ТУ} + \alpha_{УПЛ}) \cdot (h_0 - h_{ПВ}) + \alpha_{ДВ} \cdot (h'_K - h_{ПВ}) +$$

$$+ \alpha_P \cdot (h'_P - h_{ПВ}) + \alpha_B \cdot (h_B - h_{ПВ})] =$$

$$= 792.5 \cdot [(1.0546 + 0.01) \cdot (2785 - 968) + 0.01 \cdot (150 - 968) +$$

$$+ 0.0013 \cdot (2764 - 968) + 0.0037 \cdot (645 - 968)] = 3054 \text{ МВт}.$$

Абсолютный внутренний КПД ТУ:

$$\eta_I^{ТУ} = \frac{2 \cdot N'_Э}{Q_{ТУ}} = \frac{2 \cdot 500.4 \cdot 10^6}{3054 \cdot 10^6} = 0.328.$$

КПД трубопроводов второго контура:

$$\eta_{ТР2} = \frac{Q_{ТУ}}{Q_{ПГ}} = \frac{3054 \cdot 10^6}{3096 \cdot 10^6} = 0.986.$$

КПД блока по отпуску электроэнергии:

$$\eta_C^* = \eta_{ПГУ} \cdot \eta_{ТР2} \cdot \eta_I^{ТУ} = 0.965 \cdot 0.986 \cdot 0.328 = 0.312,$$

где

- $\eta_{ПГУ} = \eta_{РУ} \cdot \eta_{ТР1} \cdot \eta_{ПГ} = 0.99 \cdot 0.99 \cdot 0.985 = 0.965$ – КПД парогенерирующей установки;
- $\eta_{РУ} = 0.99$ – КПД реакторной установки, принят согласно [2];
- $\eta_{ТР1} = 0.99$ – КПД трубопроводов первого контура, принят согласно [2];

- $\eta_{ПГ} = 0.985$ – КПД ПГ, принят согласно [2].

КПД блока по отпуску электроэнергии с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды

$$\eta_C^3 = \eta_C^{3*} \cdot (1 - k_{CH}) = 0.312 \cdot (1 - 0.05) = 0.296,$$

где

- $k_{CH} = 0.05$ – удельный расход электроэнергии на собственные нужды станции, принят согласно [2].

Удельный расход выгоревшего ядерного топлива на отпуск электроэнергии:

$$b_{яг}^* = \frac{0.0537}{\eta_C^{ЭН}} = \frac{0.0537}{0.301} = 0.179 \frac{\text{г}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Удельный расход ядерного горючего (природного урана):

$$b_{яг} = \frac{1000}{\eta_C^{ЭН} \cdot 24 \cdot \bar{B}} \cdot \frac{x_H - x_0}{x_E - x_0} = \frac{1000}{0.301 \cdot 24 \cdot 35 \cdot 10^3} \cdot \frac{0.04 - 0.0025}{0.0071 - 0.0025} = 0.032 \frac{\text{г}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}},$$

где

- $\bar{B} = 35 \cdot 10^3, \frac{\text{МВт} \cdot \text{сут}}{\text{т}}$ – глубина выгорания топлива для АЭС с ВВЭР, принята согласно [2];
- $x_H = 4\% = 0.04$ – содержание изотопов U^{235} в свежем топливе для АЭС с ВВЭР, принят согласно [2];
- $x_E = 0.71\% = 0.0071$ – содержание изотопов U^{235} в природном уране, принят согласно [2];
- $x_0 = 0.25\% = 0.0025$ – содержание изотопов U^{235} в отвале обогатительного производства, принят согласно [2].

Рассчитанные параметры, расходы и показатели тепловой экономичности энергоблока в базовом варианте близки к их значениям по данным Нововоронежской АЭС.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						48

3.2. Расчет изменения показателей энергоблока после модернизации

Для определения влияния модернизации на электрическую мощность и другие показатели энергоблока необходимо рассчитать тепловую схему при новых условиях без использования ДБР системы продувки-подпитки.

Упрощение системы продувки подпитки за счет исключения из нее деаэратора борного регулирования приведет к сокращению расхода пара из третьего отбора турбины, что относится к малым структурным изменениям. Решение подобных задач на основе расчета тепловой схемы турбоустановки традиционным методом балансов [2] может не обеспечить заданной точности результатов. Поэтому используется аналитический метод коэффициентов изменения мощности для расчета реальных тепловых схем, который не требует решения балансов. Упрощенная тепловая схема для расчета методом КИМов приведена на рисунке 14.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						49

3.2.1. Расчет тепловой схемы методом КИМов в базовом варианте

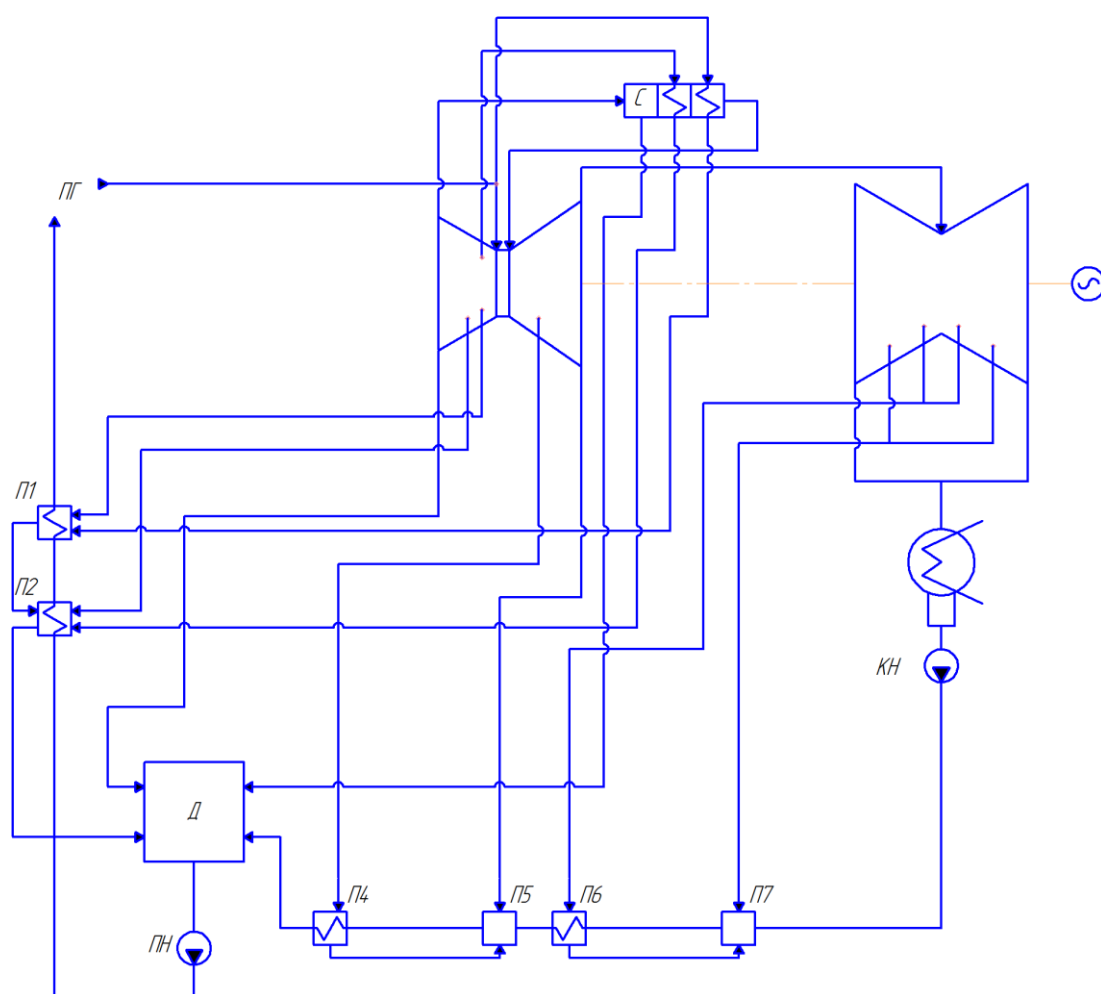


Рисунок 14 – Расчетная тепловая схема для метода КИМов

Изменения энтальпии ОК/ПВ в регенеративных ступенях:

$$\Delta h_{B1} = h_{OK7} - h'_K = 289 - 150 = 138 \text{ кДж / кг},$$

$$\Delta h_{B2} = h_{OK6} - h_{OK7} = 446 - 289 = 158 \text{ кДж / кг},$$

$$\Delta h_{B3} = h_{OK5} - h_{OK6} = 537 - 446 = 91 \text{ кДж / кг},$$

$$\Delta h_{B4} = h_{OK4} - h_{OK5} = 641 - 537 = 104 \text{ кДж / кг},$$

$$\Delta h_{B5} = h'_D - h_{OK4} = 693 - 641 = 52 \text{ кДж / кг},$$

$$\Delta h_{B6} = h_{ПВ2} - h'_D = 882 - 693 = 189 \text{ кДж / кг},$$

$$\Delta h_{B7} = h_{ПВ} - h_{ПВ2} = 968 - 882 = 86 \text{ кДж / кг},$$

$$\Delta h_{OC1} = h_C - h_{ОТБ3} = 2765 - 2556 = 209 \text{ кДж / кг},$$

$$\Delta h_{OC2} = h_{III1} - h_C = 2841 - 2765 = 76 \text{ кДж / кг},$$

$$\Delta h_{OC3} = h_{СПП} - h_{III1} = 2959 - 2841 = 118 \text{ кДж / кг},$$

где

- Δh_{Bi} – изменение энтальпии ОК/ПВ в регенеративном подогревателе;
- Δh_{OCi} – изменение энтальпии пара в осушителе (С, ПП1).

Определим коэффициенты изменения мощности в регенеративных ступенях.

П7, узловая ступень:

$$e_1 = \frac{h_{OTБ7} - h_K}{h_{OTБ7} - h'_K} = \frac{2442 - 2261}{2442 - 150} = 0.079.$$

П6, каскадная ступень:

$$e_2 = 1 - (1 - e_1) \cdot \frac{h_{OTБ7} - h_{OD6}}{h_{OTБ6} - h_{OD6}} = 1 - (1 - 0.079) \cdot \frac{2442 - 313}{2614 - 313} = 0.148.$$

П5, узловая ступень:

$$e_3 = \frac{h_{OTБ5} - h_K - (e_1 \cdot \Delta h_{B1} + e_2 \cdot \Delta h_{B2})}{h_{OTБ5} - h_{OK6}} = \frac{2700 - 2261 - (0.079 \cdot 138 + 0.148 \cdot 158)}{2700 - 446} = 0.180.$$

П4, каскадная ступень:

$$e_4 = 1 - (1 - e_3) \cdot \frac{h_{OTБ5} - h_{OD4}}{h_{OTБ4} - h_{OD4}} = 1 - (1 - 0.180) \cdot \frac{2700 - 563}{2816 - 563} = 0.222.$$

Деаэратор и ПЗ, узловая ступень:

$$\begin{aligned} e_5 = 1 - [& h_K - h_{OK4} + e_1 \cdot \Delta h_{B1} + e_2 \cdot \Delta h_{B2} + e_3 \cdot \Delta h_{B3} + e_4 \cdot \Delta h_{B4} - \\ & - (1 - e_{OC1}) \cdot \Delta h_{OC1} + (1 - e_{OC2}) \cdot \Delta h_{OC2} + (1 - e_{OC3}) \cdot \Delta h_{OC3}] / h_{OTБ3} - h_{OK4} = \\ = 1 - [& 2261 - 641 + 0.079 \cdot 138 + 0.148 \cdot 158 + 0.180 \cdot 91 + 0.222 \cdot 104 - \\ & - (1 - e_{OC1}) \cdot 209 + (1 - e_{OC2}) \cdot 76 + (1 - e_{OC3}) \cdot 118] / 2556 - 641. \end{aligned}$$

П2, каскадная ступень:

$$1 - e_6 = (1 - e_5) \cdot \frac{h_{OTБ3} - h_{OD2}}{h_{OTБ2} - h_{OD2}} = (1 - e_5) \cdot \frac{2556 - 813}{2619 - 813}.$$

П1, каскадная ступень:

$$1 - e_7 = (1 - e_6) \cdot \frac{h_{OTБ2} - h_{OD1}}{h_{OTБ1} - h_{OD1}} = (1 - e_6) \cdot \frac{2619 - 907}{2682 - 907}.$$

С, осушитель:

$$e_{OC1} = e_5.$$

ПП1, осушитель:

$$1 - e_{OC2} = (1 - e_7) \cdot \frac{h_{OTБ1} - h_{ПП1}^{*/}}{h_C - h_{ПП1}^{*/}} = (1 - e_7) \cdot \frac{2682 - 1002}{2765 - 1002}.$$

ПП2, осушитель:

$$1 - e_{OC3} = (1 - e_7) \cdot \frac{h_{OTБ1} - h_{ПП2}^{*/}}{h_{ПП1} - h_{ПП2}^{*/}} = (1 - e_7) \cdot \frac{2682 - 1207}{2841 - 1207}.$$

Объединив в систему последние 6 уравнений и воспользовавшись программой MathCad для их решения, получаем следующие значения:

$$e_5 = 0.261,$$

$$e_6 = 0.286,$$

$$e_7 = 0.312,$$

$$e_{OC1} = e_5 = 0.261,$$

$$e_{OC2} = 0.344,$$

$$e_{OC3} = 0.379.$$

Абсолютный внутренний КПД ТУ по методу КИМов:

$$\eta_I^{ТУ*} = \frac{h_0 - h_K - \sum_1^n e_i \cdot \Delta h_{Bi} + \sum_1^m (1 - e_{OCi}) \cdot \Delta h_{OCi}}{h_0 - h_{ПВ}},$$

где

- $n=7$ – число ступеней подогрева;
- $m=3$ – число осушителей пара.

Тогда:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n e_i \cdot \Delta h_{Bi} &= e_1 \cdot \Delta h_{B1} + e_2 \cdot \Delta h_{B2} + e_3 \cdot \Delta h_{B3} + e_4 \cdot \Delta h_{B4} + e_5 \cdot \Delta h_{B5} + e_6 \cdot \Delta h_{B6} + e_7 \cdot \Delta h_{B7} = \\ &= 0.079 \cdot 138 + 0.148 \cdot 158 + 0.180 \cdot 91 + 0.222 \cdot 104 + 0.261 \cdot 52 + 0.286 \cdot 189 + \\ &+ 0.312 \cdot 86 = 168 \text{ кДж} / \text{кг}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^m (1 - e_{OCi}) \cdot \Delta h_{OCi} &= (1 - e_{OC1}) \cdot \Delta h_{OC1} + (1 - e_{OC2}) \cdot \Delta h_{OC2} + (1 - e_{OC3}) \cdot \Delta h_{OC3} = \\ &= (1 - 0.261) \cdot 209 + (1 - 0.344) \cdot 76 + (1 - 0.379) \cdot 118 = 278 \text{ кДж} / \text{кг}. \end{aligned}$$

Таким образом:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						52

$$\eta_I^{TY*} = \frac{h_0 - h_K - \sum_1^n e_i \cdot \Delta h_{Bi} + \sum_1^m (1 - e_{OCi}) \cdot \Delta h_{OCi}}{h_0 - h_{ПВ}} = \frac{2785 - 2261 - 168 + 278}{2785 - 968} = 0.332.$$

Расхождение значения абсолютного внутреннего КПД ТУ, полученного по методу абсолютных расходов, со значением, полученным по методу КИМов:

$$\delta \eta_I^{TY} = \frac{|\eta_I^{TY} - \eta_I^{TY*}|}{\eta_I^{TY}} \cdot 100\% = \frac{|0.328 - 0.332|}{0.328} \cdot 100\% = 1.3\%.$$

3.2.2. Определение электрической мощности турбины при исключении деаэратора борного регулирования

Изменение расхода пара в третьем отборе турбины:

$$\Delta G_{ОТБЗ}^{ДБР} = (G_{ОТБЗ} - G_{ДБР}) - G_{ОТБЗ} = -0.9 \text{ кг / с.}$$

Изменение количества тепла, которое через этот отбор будет передаваться ОК/ПВ:

$$\Delta Q_{ОТБЗ}^{ДБР} = \Delta G_{ОТБЗ}^{ДБР} \cdot (h_{ОК4} - h_{ОК5}) = -0.9 \cdot (641 - 537) = -93.5 \text{ кВт.}$$

Изменение электрической мощности турбины вследствие изменения расхода в третьем отборе:

$$\Delta N_{Э}^{ДБР} = \Delta Q_{ОТБЗ}^{ДБР} \cdot (e_4 - e_5) = -93.5 \cdot 10^3 \cdot (0.222 - 0.261) = 3.7 \text{ кВт.}$$

Таким образом, при отключении ДБР имеет место прирост электрической мощности, однако значение его невелико, поэтому изменение показателей тепловой экономичности меньше диапазона погрешности инженерных расчетов и не может быть в данном случае найдено.

В результате расчетов тепловой схемы определены параметры, расходы рабочего тела и показатели тепловой экономичности для «базового» варианта до проведения модернизации. Методом КИМов проведена оценка изменения мощности в результате исключения расхода греющего пара на деаэратор борного регулирования, которая составило 3.7 кВт. Установить влияние модернизации на КПД энергоблока не представляется возможным ввиду его малости.

4. МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕПЛООБМЕННИКОВ ПРОДУВКИ

Для интенсификации теплообмена в регенеративном охладителе и доохладителе продувочной воды наиболее эффективным представляется метод кольцевых турбулизаторов теплообменных трубок. Этот метод позволяет интенсифицировать теплообмен с обеих сторон теплообменной поверхности за счет использования накатки (рисунок 15). Накатка не увеличивает наружный диаметр труб, что позволяет использовать их в тесных пучках и не менять существующей технологии сборки теплообменных аппаратов. Применение труб с кольцевыми турбулизаторами позволяет в 1,5-2 раза уменьшить объем теплообменного аппарата при неизменных значениях тепловой мощности и мощности на прокачку теплоносителей. Кроме того, трубная поверхность имеет пониженную загрязняемость.

Для оценки эффективности модернизации теплообменников необходимо определить изменение массогабаритных показателей теплообменников продувки при интенсификации поверхности теплообмена методом накатки теплообменных трубок.

В [22] приведен метод расчета интенсифицированных поверхностей, в котором для определения критериев теплоотдачи в трубе с кольцевой накаткой используются отношение критериев Нуссельта для профилированной и гладкой труб. Поэтому сначала необходим тепловой расчет теплообменника с гладкими трубами.

4.1. Тепловой расчет регенеративного охладителя продувки

Целью расчета является нахождение значения критериев Нуссельта в базовом варианте теплообменника с гладкими трубами. Расчет ведется традиционным методом с использованием уравнения теплового баланса и уравнения теплопередачи [20].

Исходные данные приведены в таблице 2 [4].

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						54

Средняя температура продувочной воды в межтрубном пространстве охладителя продувки:

$$\overline{t_{PTO1}^{МТП}} = \frac{t_{ПРОД1}^{BX} + t_{ПРОД1}^{ВЫХ}}{2} = 224^{\circ}C.$$

Средняя температура подпиточной воды в трубном пространстве охладителя продувки:

$$\overline{t_{PTO1}^{ТП}} = \frac{t_{ПОДП}^{BX} + t_{ПОДП}^{ВЫХ}}{2} = 164^{\circ}C.$$

Средняя изобарная теплоемкость продувочной воды:

$$\overline{Cp_{PTO1}^{МТП}} = f(P_{PTO1}, \overline{t_{PTO1}^{МТП}}) = 4.5 \text{ кДж} / (\text{кг} \cdot ^{\circ}C).$$

Средняя изобарная теплоемкость подпиточной воды:

$$\overline{Cp_{PTO1}^{ТП}} = f(P_{PTO1}, \overline{t_{PTO1}^{ТП}}) = 4.3 \text{ кДж} / (\text{кг} \cdot ^{\circ}C).$$

Тепловая мощность охладителя продувки по продувочной воде:

$$Q_{PTO1}^{МТП} = G_{ПРОД} \cdot \overline{Cp_{PTO1}^{МТП}} \cdot (t_{ПРОД1}^{BX} - t_{ПРОД1}^{ВЫХ}) = 12.91 \text{ МВт},$$

где

- $G_{ПРОД} = G_{ПРОД}^M \cdot \frac{1000}{3600} = 22.2 \text{ кг} / \text{с}$ – массовый расход продувочной воды.

Тепловая мощность охладителя продувки по подпиточной воде:

$$Q_{PTO1}^{ТП} = G_{ПОДП} \cdot \overline{Cp_{PTO1}^{ТП}} \cdot (t_{ПОДП}^{ВЫХ} - t_{ПОДП}^{BX}) = 22.2 \cdot 4.3 \cdot 10^3 \cdot (258 - 70) = 17.95 \text{ МВт},$$

где

- $G_{ПОДП} = G_{ПРОД} = 22.2 \text{ кг} / \text{с}$ – массовый расход подпиточной воды.

Средняя тепловая мощность охладителя продувки:

$$\overline{Q_{PTO1}} = \frac{Q_{PTO1}^{МТП} + Q_{PTO1}^{ТП}}{2} = \frac{(12.91 + 17.95) \cdot 10^6}{2} = 15.43 \text{ МВт}.$$

Среднелогарифмический температурный напор в теплообменнике:

$$\Delta t_{PTO1} = \frac{\Delta t_{PTO1}^B - \Delta t_{PTO1}^M}{\ln \left(\frac{\Delta t_{PTO1}^B}{\Delta t_{PTO1}^M} \right)} = \frac{90 - 30}{\ln \left(\frac{90}{30} \right)} = 54.6^{\circ}C,$$

где

- $\Delta t_{PTO1}^B = t_{ПРОД1}^{БЫХ} - t_{ПОДП}^{БХ} = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ – наибольшая разница температур между теплоносителями;
- $\Delta t_{PTO1}^M = t_{ПРОД1}^{БХ} - t_{ПОДП}^{БЫХ} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ – наименьшая разница температур между теплоносителями.

Средний коэффициент теплопередачи охладителя продувки по продувочной воде:

$$k_{PTO1}^{МП} = \frac{Q_{PTO1}^{МП}}{F_{PTO1} \cdot \Delta t_{PTO1}} = 2.22 \text{ кВт} / (\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}).$$

Средний коэффициент теплопередачи охладителя продувки по подпиточной воде:

$$k_{PTO1}^{ТП} = \frac{Q_{PTO1}^{ТП}}{F_{PTO1} \cdot \Delta t_{PTO1}} = 3.09 \text{ кВт} / (\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}).$$

Средний для всего охладителя продувки коэффициент теплопередачи:

$$\overline{k}_{PTO1} = \frac{k_{PTO1}^{МП} + k_{PTO1}^{ТП}}{2} = \frac{(2.22 + 3.09) \cdot 10^3}{2} = 2.66 \text{ кВт} / (\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}).$$

Средний расчетный для всего охладителя продувки коэффициент теплопередачи:

$$\overline{k}_{PTO1}^{РАСЧ} = \left(\frac{1}{\alpha_1^{PTO1}} + \frac{\delta_{СТ}}{\lambda_{СТ}} + \frac{1}{\alpha_2^{PTO1}} \right)^{-1}, \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}),$$

где

- $\alpha_1^{PTO1}, \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$ – коэффициент теплоотдачи со стороны продувочной воды;
- $\alpha_2^{PTO1}, \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$ – коэффициент теплоотдачи со стороны подпиточной воды;
- $\lambda_{СТ} = 18 \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$ – теплопроводность коррозионностойкая стали аустенитного класса 08Х18Н10Т при 200 °С [21].

Коэффициент теплоотдачи со стороны продувочной воды [20]:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						56

$$\alpha_1^{PTO1} = \frac{Nu_{PTO1}^{MTP} \cdot \lambda_{PTO1}^{MTP}}{d_{HAP}}, Bm / (m^2 \cdot ^\circ C),$$

где

- Nu_{PTO1}^{MTP} – критерий Нуссельта для продувочной воды;
- $\lambda_{PTO1}^{MTP} = f(P_{PTO1}, \overline{t_{PTO1}^{MTP}}) = 0.658 Bm / m \cdot ^\circ C$ – теплопроводность продувочной воды.

Теплофизические параметры продувочной воды:

- $\rho_{PTO1}^{MTP} = f(P_{PTO1}, \overline{t_{PTO1}^{MTP}}) = 846.6 кг / м^3$ – плотность;
- $\nu_{PTO1}^{MTP} = f(P_{PTO1}, \overline{t_{PTO1}^{MTP}}) = 1.45 \cdot 10^{-7} м^2 / с$ – кинематическая вязкость;
- $Pr_{PTO1}^{MTP} = f(P_{PTO1}, \overline{t_{PTO1}^{MTP}}) = 0.848$ – число Прандля.

Секундный объемный расход продувочной воды:

$$G_{ПРОД}^V = \frac{G_{ПРОД}}{\rho_{PTO1}^{MTP}} = \frac{22.2}{846.6} = 0.026 м^3 / с.$$

Площадь сечения межтрубного пространства, занимаемого продувочной водой:

$$F_{СЕЧ}^{MTP1} = \frac{V_{MTP1}}{H_{HAB1}} = \frac{0.63}{2.565} = 0.246 м^2.$$

Эквивалентный диаметр межтрубного пространства:

$$D_{PTO1}^{ЭКВ} = \sqrt{\frac{F_{СЕЧ}^{MTP1} \cdot 4}{\pi}} = \sqrt{\frac{0.246 \cdot 4}{3.14}} = 0.559 м.$$

Скорость движения продувочной воды в межтрубном пространстве:

$$\omega_{PTO1}^{MTP} = \frac{G_{ПРОД}^V}{F_{СЕЧ}^{MTP1}} = \frac{0.026}{0.246} = 0.1 м / с.$$

Число Рейнольдса для продувочной воды:

$$Re_{PTO1}^{MTP} = \frac{\omega_{PTO1}^{MTP} \cdot D_{PTO1}^{ЭКВ}}{\nu_{PTO1}^{MTP}} = \frac{0.1 \cdot 0.559}{1.45 \cdot 10^{-7}} = 4.11 \cdot 10^5.$$

Критерий Нуссельта для продувочной воды при гладких трубах:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						57

$$Nu_{PTO1}^{MTP} = 0.020 \cdot (Re_{PTO1}^{MTP})^{0.64} \cdot (Pr_{PTO1}^{MTP})^{0.35} = 0.020 \cdot (4.11 \cdot 10^5)^{0.64} \cdot 0.848^{0.35} = 74.$$

Коэффициент теплоотдачи со стороны продувочной воды:

$$\alpha_1^{PTO1} = \frac{Nu_{PTO1}^{MTP} \cdot \lambda_{PTO1}^{MTP}}{d_{HAP}} = \frac{74 \cdot 0.658}{0.014} = 3.48 \text{ кВт} / (\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}).$$

Коэффициент теплоотдачи со стороны подпиточной воды [20]:

$$\alpha_2^{PTO1} = \frac{Nu_{PTO1}^{TP} \cdot \lambda_{PTO1}^{TP}}{d_{BH}} \cdot \varepsilon_{ИЗГ}, \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}),$$

где

- Nu_{PTO1}^{TP} – критерий Нуссельта для подпиточной воды;
- $\lambda_{PTO1}^{TP} = f(P_{PTO1}, \overline{t_{PTO1}^{TP}}) = 0.691 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ – теплопроводность продувочной воды;
- $\varepsilon_{ИЗГ}$ – поправка, учитывающая влияние изгиба трубок;
- $d_{BH} = d_H - 2 \cdot \delta_{CT} = 0.012 \text{ м}$ – внутренний диаметр теплообменной трубки.

Определим теплофизические параметры подпиточной воды:

- $\rho_{PTO1}^{TP} = f(P_{PTO1}, \overline{t_{PTO1}^{TP}}) = 912.4 \text{ кг} / \text{м}^3$ – плотность;
- $\nu_{PTO1}^{TP} = f(P_{PTO1}, \overline{t_{PTO1}^{TP}}) = 1.86 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2 / \text{с}$ – кинематическая вязкость;
- $Pr_{PTO1}^{TP} = f(P_{PTO1}, \overline{t_{PTO1}^{TP}}) = 1.055$ – число Прандтля.

Секундный объемный расход подпиточной воды:

$$G_{ПОДП}^V = \frac{G_{ПОДП}}{\rho_{PTO1}^{TP}} = \frac{22.2}{912.4} = 0.024 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Площадь сечения трубного пространства, занимаемого подпиточной водой:

$$F_{СЕЧ}^{ТП1} = \frac{V_{ТП1}}{H_{НАВ1}} = 0.162 \text{ м}^2.$$

Эквивалентный диаметр трубного пространства:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						58

$$D_{PTO1}^{ЭКВТП} = \sqrt{\frac{F_{СЕЧ}^{ТП1} \cdot 4}{\pi}} = \sqrt{\frac{0.162 \cdot 4}{3.14}} = 0.454 \text{ м.}$$

Эквивалентный радиус трубного пространства:

$$R_{PTO1}^{ЭКВТП} = \frac{D_{PTO1}^{ЭКВТП}}{2} = \frac{0.454}{2} = 0.227 \text{ м.}$$

Поправка, учитывающая влияние изгиба трубок [20]:

$$\varepsilon_{ИЗГ} = 1 + 1.77 \cdot \frac{2 \cdot d_{ВН}}{R_{PTO1}^{ЭКВТП}} = 1.187.$$

Площадь поперечного сечения прямых теплообменных трубок:

$$F_{СЕЧ}^{ТП1} = \frac{\pi \cdot d_{ВН}^2}{4} \cdot N_{ТР} = 7.35 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Скорость движения подпиточной воды в трубном пространстве:

$$\omega_{PTO1}^{ТП} = \frac{G_{ПОДП}^V}{F_{СЕЧ}^{ТП1}} = 3.3 \text{ м / с.}$$

Число Рейнольдса для подпиточной воды:

$$Re_{PTO1}^{ТП} = \frac{\omega_{PTO1}^{ТП} \cdot d_{ВН}}{\nu_{PTO1}^{ТП}} = \frac{3.3 \cdot 0.012}{1.86 \cdot 10^{-7}} = 2.14 \cdot 10^5.$$

Критерий Нуссельта для подпиточной воды при гладких трубах:

$$Nu_{PTO1}^{МТП} = 0.023 \cdot (Re_{PTO1}^{ТП})^{0.8} \cdot (Pr_{PTO1}^{ТП})^{0.4} = 0.023 \cdot (2.14 \cdot 10^5)^{0.8} \cdot 1.055^{0.4} = 431.$$

Коэффициент теплоотдачи со стороны подпиточной воды примет значение:

$$\alpha_2^{PTO1} = \frac{Nu_{PTO1}^{ТП} \cdot \lambda_{PTO1}^{ТП}}{d_{ВН}} \cdot \varepsilon_{ИЗГ} = \frac{431 \cdot 0.691}{0.012} \cdot 1.187 = 29.50 \text{ кВт / (м}^2 \cdot ^\circ\text{C)}.$$

Средний расчетный для всего охладителя продувки коэффициент теплопередачи:

$$\overline{k_{РАСЧ}}_{PTO1} = \left(\frac{1}{\alpha_1^{PTO1}} + \frac{\delta_{СТ}}{\lambda_{СТ}} + \frac{1}{\alpha_2^{PTO1}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{3.48 \cdot 10^3} + \frac{0.001}{18} + \frac{1}{29.5 \cdot 10^3} \right)^{-1} = 2.65 \text{ кВт / м}^2 \cdot ^\circ\text{C}.$$

Расчетная площадь теплообмена охладителя продувки:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						59

$$F_{PTO1}^{PACЧ} = \frac{\overline{Q_{PTO1}}}{k_{PTO1}^{PACЧ} \cdot \Delta t_{PTO1}} = \frac{15.43 \cdot 10^6}{2.65 \cdot 10^3 \cdot 54.6} = 106.5 \text{ м}^2.$$

Расхождение между расчетным и исходным значениями площади теплообмена охладителя продувки:

$$\delta F_{PTO1} = \frac{|F_{PTO1}^{PACЧ} - F_{PTO1}|}{F_{PTO1}^{PACЧ}} \cdot 100\% = 0.114 \text{ \%}.$$

Учитывая данную погрешность, можно сказать, что полученные значения критериев Нуссельта и других теплофизических параметров рабочих сред регенеративного теплообменника определены верно. То есть дальнейшие расчеты для проведения обоснования интенсификации теплообмена будут базироваться на значениях величин, очень близких к действительным.

4.2. Расчет интенсификации теплообмена регенеративного охладителя продувки методом накатки

Критерием эффективности интенсификации теплообмена является отношение объемов, занимаемых поверхностью теплообмена, для определения которого необходимо найти значения относительного увеличения критерия теплоотдачи и гидравлического сопротивления.

Для определения коэффициента теплоотдачи в трубе с кольцевой накаткой используют отношение критериев Нуссельта для профилированной и гладкой труб:

$$\frac{Nu_{PTO1}^{ТП*}}{Nu_{PTO1}^{ТП}} = \left[100 \cdot \left(1 - \frac{d_{BH}^*}{d_{BH}} \right) \right]^{0.445}.$$

Данная формула справедлива для:

$$\frac{t}{d_{BH}} \approx 0.5 \quad \text{и} \quad \frac{d_{BH}^*}{d_{BH}} = 0.943 \dots 0.983,$$

где

- $Nu_{PTO1}^{ТП*}$ – критерий Нуссельта для профилированной теплообменной трубки;

- d_{BH}^* – внутренний диаметр кольцевого турбулизатора, м;
- t – расстояние между соседними кольцевыми турбулизаторами, м.

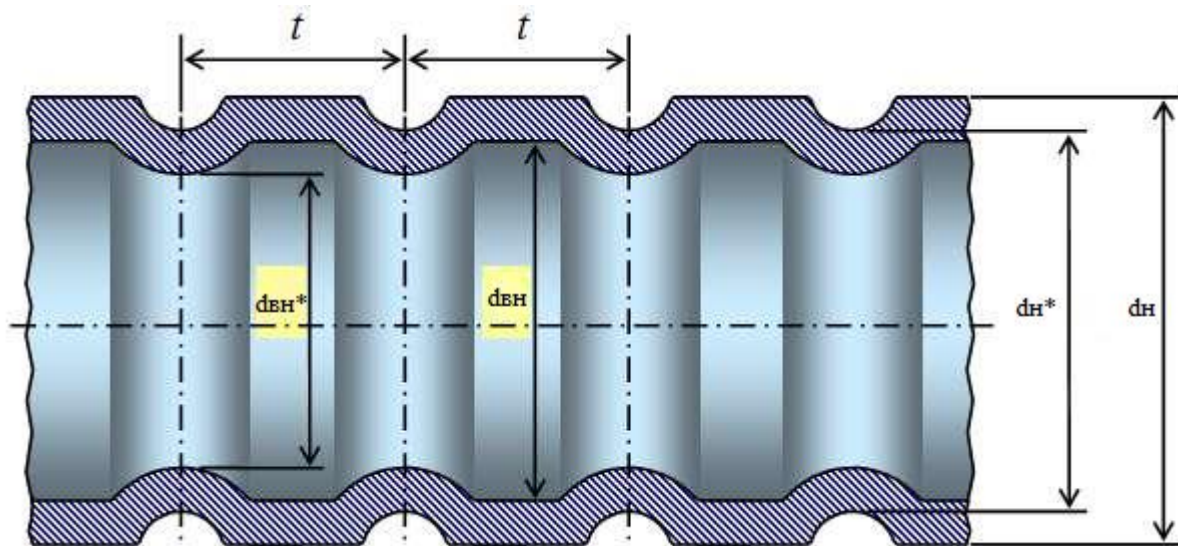


Рисунок 15 – Сечение трубы с кольцевыми турбулизаторами [21]

Примем d_{BH}^* и t таким образом, что:

$$t = d_{BH} \cdot 0.5 = 0.012 \cdot 0.5 = 0.006 \text{ м},$$

$$d_{BH}^* = d_{BH} \cdot 0.943 = 0.0113 \text{ м}.$$

Критерий Нуссельта для профилированной теплообменной трубки примет значение:

$$Nu_{PTO1}^{ТП*} = Nu_{PTO1}^{ТП} \cdot \left[100 \cdot \left(1 - \frac{d_{BH}^*}{d_{BH}} \right) \right]^{0.445} = 431 \cdot \left[100 \cdot \left(1 - \frac{0.0113}{0.012} \right) \right]^{0.445} = 936.$$

Коэффициент теплоотдачи со стороны подпиточной воды при накатке:

$$\alpha_{2H}^{PTO1} = \frac{Nu_{PTO1}^{ТП*} \cdot \lambda_{PTO1}^{ТП}}{d_{BH}^{ЭКВ}} \cdot \varepsilon_{ИЗГ} = \frac{936 \cdot 0.691}{0.012} \cdot 1.187 = 65.89 \text{ кВт} / (\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}),$$

где

$$\bullet \quad d_{BH}^{ЭКВ} = \frac{d_{BH} + d_{BH}^*}{2} = \frac{0.012 + 0.0113}{2} = 0.012 \text{ м}.$$

Критерий эффективности интенсификации теплообмена:

$$\frac{V_H}{V} = \frac{\left(\frac{\xi_H}{\xi}\right)^{0.4}}{\left(\frac{Nu_{PTO1}^{ТП*}}{Nu_{PTO1}^{ТП}}\right)},$$

где

- V_H – объем аппарата после модернизации;
- V – объем аппарата до модернизации;
- ξ_H – коэффициент трения после накатки;
- ξ – коэффициент трения до накатки.

Коэффициент трения до модернизации, согласно [20]:

$$\xi = \left[1.821 \cdot \log(\text{Re}_{PTO1}^{ТП}) - 1.64\right]^{-2} = \left[1.821 \cdot \log(2.14 \cdot 10^5) - 1.64\right]^{-2} = 0.015.$$

Коэффициент трения после модернизации:

$$\xi_H = \left[1.821 \cdot \log(\text{Re}_{PTO1}^{ТП*}) - 1.64\right]^{-2},$$

где

- $\text{Re}_{PTO1}^{ТП*}$ – число Рейнольдса для подпиточной воды в трубках с накаткой.

Число Рейнольдса для подпиточной воды в трубках с накаткой:

$$\text{Re}_{PTO1}^{ТП*} = \frac{\omega_{PTO1}^{ТП*} \cdot d_{ВН}^{ЭКВ}}{\nu_{PTO1}^{ТП}},$$

где

- $\omega_{PTO1}^{ТП*}$ – скорость подпиточной воды в трубках с накаткой.

Скорость подпиточной воды в трубках с накаткой:

$$\omega_{PTO1}^{ТП*} = \frac{G_{ПОДП}^V}{F_{СЕЧ}^{ТП1*}} = 3.5 \text{ м / с},$$

где

- $F_{СЕЧ}^{ТП1*} = \pi \cdot \frac{(d_{ВН}^{ЭКВ})^2}{4} \cdot N_{TP} = 3.14 \cdot \frac{(0.012)^2}{4} \cdot 65 = 6.9 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$ – площадь

поперечного сечения прямых трубок с накаткой.

Число Рейнольдса для подпиточной воды в трубках с накаткой составит:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						62

$$\text{Re}_{PTO1}^{TP*} = \frac{\omega_{PTO1}^{TP*} \cdot d_{BH}^{ЭKB}}{v_{PTO1}^{TP}} = \frac{3.5 \cdot 0.012}{1.86 \cdot 10^{-7}} = 2.2 \cdot 10^5.$$

Коэффициент трения после модернизации:

$$\xi_H = \left[1.821 \cdot \log(\text{Re}_{PTO1}^{TP*}) - 1.64 \right]^{-2} = \left[1.821 \cdot \log(2.2 \cdot 10^5) - 1.64 \right]^{-2} = 0.015.$$

Критерий эффективности интенсификации теплообмена:

$$\frac{V_H}{V} = \frac{\left(\frac{\xi_H}{\xi} \right)^{0.4}}{\left(\frac{Nu_{PTO1}^{TP*}}{Nu_{PTO1}^{TP}} \right)} = \frac{\left(\frac{0.015}{0.015} \right)^{0.4}}{\left(\frac{936}{431} \right)} = 0.337.$$

На основе полученного значения, можно сказать, что данный способ интенсификации теплообмена позволит уменьшить объем аппарата почти в 3 раза.

Тепловой расчет доохладителя продувки и его интенсификация поверхности теплообмена проводятся аналогичным образом, полученные значения сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Основные показатели теплообменников системы продувки-подпитки

Параметр	Значение	
	Охладитель продувки	Доохладитель продувки
$\overline{Q_{PTO}}, \text{MBm}$	15.43	6.21
$\Delta t_{PTO}, ^\circ\text{C}$	54.6	71.0
$\alpha_1, \text{кВт} / \text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$	3.48	1.97
$\alpha_2, \text{кВт} / \text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$	29.50	9.93
$\alpha_2^H, \text{кВт} / \text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$	65.89	23.38
$\frac{V_H}{V}, \text{относ. ед.}$	0.337	0.339

В результате расчетов установлено, что интенсификация теплообмена регенеративного охладителя и доохладителя продувки путем накатки приводит к увеличению коэффициента теплоотдачи более, чем в 2 раза при неизменном гидравлическом сопротивлении. Это позволит уменьшить массогабаритные

показатели теплообменников приблизительно в три раза, не теряя при этом в надежности и тепловой мощности.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель раздела:

- Определить конкурентоспособность и рентабельность проводимой модернизации системы продувки-подпитки первого контура ВВЭР-1000;

Задачи раздела:

- Составить сметы затрат на модернизацию данной системы;
- Произвести расчет изменения годовых эксплуатационных расходов на систему после модернизации;
- Произвести расчет себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии для модернизируемой АЭС;
- Привести технико-экономическое обоснование проводимой модернизации.

Допущения:

- Стоимость демонтажных работ и первоначальная стоимость оборудования взяты из справочного материала по НВАЭС-2 и Хмельницкой АЭС, а также из [13], с использованием интернет ресурсов [14] и [15].
- Сравнительный анализ экономических показателей исходной и модернизированной системы производится согласно [11].

5.1.Сметы затрат на модернизацию

Таблица 7 – Затраты на демонтаж действующего оборудования

Наименование демонтажных работ	Количество	Сметная стоимость демонтажных работ, руб	
		Единицы	Общая
ДБР	1 шт	400000	400000
Охладитель выпара ДБР	1 шт	100000	100000

Продолжение таблицы 7

Наименование демонтажных работ	Количество	Сметная стоимость демонтажных работ, руб	
		Единицы	Общая
Регенеративный теплообменник подпиточной воды первого контура	2 шт	100000	200000
Охладитель дистиллята	1 шт	80000	80000
Ручная арматура	14 шт	3000	42000
Арматура с электроприводом	9 шт	5000	45000
Регулирующий клапан	2 шт	4000	8000
Обратный клапан	1 шт	3000	3000
Трубопровод греющего пара	—	—	40000
Трубопровод выпара	—	—	15000
Трубопровод дистиллята	—	—	60000
Расходомер продувочной воды	3 шт	700	2100
Уровнемер в ДБР	4 шт	1500	6000
Манометр на линии продувки	2 шт	1500	3000
Манометр в ДБР	3 шт	1500	4500
Манометр на линии заполнения ДБР	1 шт	1500	1500
Измеритель концентрации борной кислоты на выходе из ДБР	1 шт	3000	3000
ТЭП для определения температуры в контрольных точках	6 шт	1000	6000
Итого:			1019100

Таблица 8 – Первоначальная стоимость демонтируемого оборудования

Исходя из полученных данных, получаем следующие значения:

- затраты на демонтаж оборудования составят $K_{ДЕМ} = 1019100$ руб;
- остаточная стоимость оборудования

$$K_{ОСТ} = П_С - А = 26148753 - 915200 = 25233547 \text{ руб},$$

где

- ✓ $П_С = 26148753$ руб – первоначальная стоимость оборудования;
- ✓ $A = \frac{H_A}{100} \cdot П_С = \frac{3.5}{100} \cdot 26148753 = 915200$ руб – амортизационные отчисления;
- ✓ $H_A = (3 \div 4)\%$ – норма амортизации основных фондов АЭС, принимаем $H_A = 3.5\%$;

- ликвидационная стоимость оборудования $K_{Л} = 22500000$ руб
- капитальные затраты на модернизацию:

$$K_{МОД} = K_{ДЕМ} + K_{ОСТ} - K_{Л} = 1019100 + 25233547 - 22500000 = 3752647 \text{ руб}.$$

5.2. Расчет изменения годовых эксплуатационных расходов

Суммарные годовые эксплуатационные расходы, связанные с обслуживанием деаэратора борного регулирования, определяются как:

$$И_{ДБР} = И_{ЗП} + И_A + И_{ТР} + И_{ПР},$$

где

- $И_{ЗП}$ – годовые расходы на заработную плату обслуживающего персонала;
- $И_A$ – годовые амортизационные отчисления;
- $И_{ТР}$ – годовые расходы на текущий и плановый ремонт;
- $И_{ПР}$ – прочие расходы.

Определим годовые расходы на заработную плату персонала, обслуживающего объект модернизации:

$$И_{ЗП} = N_q \cdot 3n^{МЕС} \cdot 12 = 2 \cdot 25000 \cdot 12 = 600000 \text{ руб},$$

где

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						67

- $N_{ч}=2$ человека – количество человек, обслуживающее ДБР. Согласно [16], ДБР обслуживают оператор реакторного отделения и старший оператор реакторного отделения;
- $3n^{MEC} = 25000 \text{ руб}$ – заработная плата оператора реакторного отделения (согласно открытым вакансиям на АЭС).

Определим годовые амортизационные отчисления:

$$I_A = \frac{H_A}{100} \cdot K_{MOD} = \frac{3.5}{100} \cdot 3752647 = 131343 \text{ руб.}$$

Определим годовые расходы на текущий и плановый ремонт:

$$I_{TP} = 0.2 \cdot I_A = 0.2 \cdot 131343 = 26269 \text{ руб.}$$

Определим прочие расходы:

$$I_{PP} = 0.35 \cdot I_A = 0.35 \cdot 131343 = 45970 \text{ руб.}$$

Тогда суммарные годовые эксплуатационные расходы, связанные с обслуживанием деаэратора борного регулирования, составят:

$$I_{ДБР} = I_{ЗП} + I_A + I_{TP} + I_{PP} = 600000 + 113343 + 26269 + 45970 = 803581 \text{ руб.}$$

5.3. Расчет себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии

Таблица 9. Исходные данные к расчету себестоимости

Показатель	Значение
Установленная электрическая мощность ($N_{АЭС}$), МВт (*)	1000
Прирост электрической энергии после модернизации ($\Delta N_{АЭС}$), кВт (*)	3.7
Расход электроэнергии на собственные нужды (K_{CH}), % (*)	7
Электрический КПД АЭС (η_c^3), % (*)	29.8
Средняя глубина выгорания ядерного топлива ($\bar{B}$), МВт·сут/т (*)	35
Удельные капитальные вложения на 1 кВт установленной мощности ($K_{уд}$), руб/кВт (**)	

Штатный коэффициент на 1 МВт установленной мощности ($K_{шт}$), чел/МВт (**)	
--	--

Продолжение таблицы 9

Показатель	Значение
Удельные капитальные вложения на 1 кВт установленной мощности ($K_{уд}$), руб/кВт (**)	
Штатный коэффициент на 1 МВт установленной мощности ($K_{шт}$), чел/МВт (**)	
Средняя заработная плата персонала ($\overline{Зп}$), руб/мес (**)	
Стоимость ядерного топлива ($Ц_T$), руб/МВт·ч (**)	

Примечания:

- (*) – данные, полученные при расчетах основной части диплома;
- (**) – данные, полученные из справочного материала по НВАЭС-2 и Хмельницкой АЭС, а так же из интернет источника [18].

Себестоимость выработанного и отпущенного 1 кВт·ч электроэнергии для АЭС определяется следующим образом:

$$C_{выр} = \frac{I_{АЭС}}{W_{выр}^{ГОД}}, \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч},$$

$$C_{отп} = \frac{I_{АЭС}}{W_{отп}^{ГОД}}, \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч},$$

где

- $I_{АЭС}$ – годовые издержки на АЭС, руб;
- $W_{выр}^{ГОД}$ – годовая выработка электроэнергии на АЭС, кВт·ч;
- $W_{отп}^{ГОД}$ – годовой отпуск электроэнергии с АЭС, кВт·ч.

Для определения выработки электроэнергии необходимо знать, сколько часов и по какой мощности работала АЭС в зимнем и летнем режиме. Согласно [17] имеются следующие значения:

- в зимний период: $t_3 = 4380$ ч; $N_3 = 920 \cdot 10^3$ кВт;
- в летний период: $t_{\text{л}} = 3288$ ч; $N_{\text{л}} = 610 \cdot 10^3$ кВт.

Таким образом получаем следующее значение годовой выработки электроэнергии на АЭС:

$$W_{\text{ВЫР}}^{\text{ГОД}} = N_3 \cdot t_3 + N_{\text{л}} \cdot t_{\text{л}} = 920 \cdot 10^3 \cdot 4380 + 610 \cdot 10^3 \cdot 3288 = 6035 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим число часов использования установленной мощности АЭС:

$$h_y = \frac{W_{\text{ВЫР}}^{\text{ГОД}}}{N_{\text{АЭС}}} = \frac{6035000}{1000} = 6035 \text{ ч / год}.$$

Согласно [11], это значение принимается в диапазоне (6000÷7000) ч/год. Т.е. полученное значение определено верно.

Определим годовую выработку электроэнергии на АЭС после модернизации:

$$\begin{aligned} W_{\text{ВЫР}2}^{\text{ГОД}} &= (N_3 + \Delta N_{\text{АЭС}}) \cdot t_3 + (N_{\text{л}} + \Delta N_{\text{АЭС}}) \cdot t_{\text{л}} = \\ &= (920000 + 3.7) \cdot 4380 + (610000 + 3.7) \cdot 3288 = 6036.93 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Тогда значение годового отпуска электроэнергии АЭС составит:

$$W_{\text{ОТП}}^{\text{ГОД}} = W_{\text{ВЫР}}^{\text{ГОД}} \cdot \left(1 - \frac{K_{\text{СН}}}{100}\right) = 6035 \cdot 10^9 \cdot \left(1 - \frac{7}{100}\right) = 5613 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

На этапе технико-экономического обоснования капитальные вложения в блок АЭС могут быть определены методом удельных капиталовложений:

$$K_{\text{АЭС}} = K_{\text{уд}} \cdot N_{\text{АЭС}} = 113000 \cdot 1000 \cdot 10^3 = 113 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Ежегодные эксплуатационные издержки на АЭС в укрупнённых расчетах включают в себя:

$$I_{\text{АЭС}} = I_{\text{Т}} + I_{\text{А}} + I_{\text{ЗП}} + I_{\text{ТР}} + I_{\text{ПР}},$$

где

- $I_{\text{Т}}$ – ежегодные издержки на топливо при плановой загрузке установленной мощности АЭС;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						70

- Иа – ежегодные амортизационные отчисления;
- Изп – ежегодные издержки на заработную плату;
- Итр – ежегодные издержки на текущий ремонт;
- Ипр – ежегодные прочие издержки.

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$I_A = \frac{H_A}{100} \cdot K_{АЭС} = \frac{3.5}{100} \cdot 113 \cdot 10^9 = 3.96 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Ежегодные издержки на заработную плату:

$$I_{зп} = K_{шт} \cdot \overline{Зп} \cdot 12 \cdot \alpha_{СС} \cdot N_{АЭС} = 1.2 \cdot 40000 \cdot 12 \cdot 1.26 \cdot 1000 \cdot 10^3 = 725.76 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

где

- $\alpha_{СС} = 1.26$ – коэффициент, учитывающий единый социальный налог.

Ежегодные издержки на текущий ремонт:

$$I_{тр} = 0.2 \cdot I_A = 0.2 \cdot 3.96 \cdot 10^9 = 791 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Ежегодные прочие издержки:

$$I_{пр} = 0.35 \cdot I_A = 0.35 \cdot 3.96 \cdot 10^9 = 1.38 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Стоимость топлива складывается из затрат на начальную и конечную стадии его производства и использования. Начальная стадия включает в себя действия от добычи урана до загрузки топливных сборок. Конечная стадия охватывает выгрузку сборок, временное хранение, перевозку, переработку и долговременное хранение отходов. Предполагается, что стоимость топлива занимает долю от 7 до 15% в затратах на производство электроэнергии АЭС [18].

Также, годовые издержки на топливо зависят от вида топлива, используемого в реакторах, степени его обогащения, стоимости изготовления ТВЭЛов, характера топливного цикла АЭС.

Большинство АЭС в настоящее время работает по разомкнутому топливному циклу, то есть без повторного использования облученного горючего. В таком случае годовые издержки на топливо составят:

$$I_T = W_{ВЫР}^{ГОД} \cdot Ц_T = 6035 \cdot 10^9 \cdot 420 = 2.54 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Ежегодные эксплуатационные издержки на модернизируемую АЭС:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						71

$$I_{AЭС} = I_T + I_A + I_{ЗП} + I_{ТР} + I_{ПР} = \\ = 2.54 \cdot 10^9 + 3.96 \cdot 10^9 + 725.76 \cdot 10^6 + 791 \cdot 10^6 + 1.38 \cdot 10^9 = 7.22 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Себестоимость выработанного и отпущенного 1 кВт·ч электроэнергии для модернизируемой АЭС:

$$C_{ВЫР} = \frac{I_{AЭС}}{W_{ВЫР}^{ГОД}} = \frac{7.22 \cdot 10^9}{6035 \cdot 10^9} = 1.20 \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч}, \\ C_{ОТП} = \frac{I_{AЭС}}{W_{ОТП}^{ГОД}} = \frac{7.22 \cdot 10^9}{5613 \cdot 10^9} = 1.29 \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч}.$$

5.4. Технико-экономическое обоснование проводимой модернизации

Технико-экономическое обоснование проводимой модернизации будет проводиться методом срока окупаемости [11].

Данный метод является наиболее простым методом оценки эффективности проектов, поскольку он не учитывает такое важное обстоятельство, как временное различие стоимости денег. Использование данного метода позволяет выполнить в кратчайшие сроки сравнительную оценку эффективности инвестиционных проектов.

Срок окупаемости капитальных затрат на модернизацию:

$$T_{ОК} = \frac{K_{МОД}}{\Delta W_{ВЫР}^{ГОД} \cdot C_{ВЫР} - I_{ДБР} - r \cdot K_{МОД}},$$

где

- $\Delta W_{ВЫР}^{ГОД} = W_{ВЫР2}^{ГОД} - W_{ВЫР}^{ГОД} = 6036.93 \cdot 10^9 - 6035 \cdot 10^9 = 1.65 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ – изменение отпуска электрической энергии в результате модернизации;
- $r = 0.15$ – ставка дисконтирования при модернизации действующего объекта энергетики.

Срок окупаемости капитальных затрат на модернизацию:

$$T_{ОК} = \frac{K_{МОД}}{\Delta W_{ВЫР}^{ГОД} \cdot C_{ВЫР} - I_{ДБР} - r \cdot K_{МОД}} = \\ = \frac{3752647}{1.65 \cdot 10^6 \cdot 1.20 - 803581 - 0.15 \cdot 3752647} = 6.22 \text{ года}.$$

Для более точной оценки экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты необходимо учитывать фактор времени. Под последним понимается учет разновременности осуществления инвестиций, производственных издержек и получения прибыли.

В качестве критериев экономической эффективности инвестиций наибольшее распространение получили чистый дисконтированный доход, индекс рентабельности проекта, срок окупаемости и др.

Чистый приведенный доход (NPV)

Данный критерий опирается на два положения:

- лучший проект обеспечивает большее значение дохода;
- разновременные затраты (доходы) имеют неодинаковую стоимость для инвестора.

В соответствии с этим критерием лучшим проектом будет тот, который обеспечивает большие значения NPV .

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^1 \frac{-2693886}{(1+0.15)^t} + \sum_{t=2}^{20} \frac{1058761}{(1+0.15)^t} = 3363965 \text{ руб},$$

где

- $T = T_{\text{мод}} + T_{\text{экс}} = 1 + 19 = 20$ лет – время, в течении которого модернизируемая АЭС ещё будет эксплуатироваться;
- $T_{\text{мод}} = 1$ год – время, в течении которого проведут модернизацию;
- $T_{\text{экс}} = 19$ лет – время эксплуатации АЭС с момента окончания модернизации до закрытия [19];
- D_t – чистый доход в t -ом году, существования проекта:

$$D_t = Pr_t + A_t - K_t,$$

где

- Pr_t – чистая прибыль в t -ом году;
- A_t – амортизация в t -ом году;
- K_t – инвестиции в t -ом году.

NPV в первый год, год модернизации блока:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						73

$$D_t = Pr_t + A_t - K_t = 255180 + 803581 - 3752647 = -2693886 \text{ руб.},$$

где

- $K_t = \frac{K_{\text{МОД}}}{T_{\text{МОД}}} = \frac{3752647}{1} = 3752647 \text{ руб./год.};$
- $A_t = \frac{I_{\text{ДБР}}}{T_{\text{МОД}}} = \frac{803581}{1} = 803581 \text{ руб./год.};$
- $Pr_t = Pr_B - H_{\text{ПР}} = 319975 - 63795 = 255180 \text{ руб.};$
- $Pr_B = K_{\text{МОД}} \cdot \frac{D_{\text{ИК}}}{100} = 3752647 \cdot \frac{8.5}{100} = 318975 \text{ руб.} - \text{балансовая прибыль}$

АЭС;

- $H_{\text{ПР}} = 0.2 \cdot Pr_B = 0.2 \cdot 318975 = 63795 \text{ руб.} - \text{налог на прибыль};$
- $D_{\text{ИК}} = 8.5 \% - \text{величина долгосрочного инвестированного капитала.}$

В последующие годы чистый доход составит:

$$D_t = Pr_t + A_t = 255180 + 803581 = 1058761 \text{ руб.}$$

Фактор обесценивания денежных средств с течением времени учитывается процедурой дисконтирования с использованием ставки дисконтирования r . Обоснование величины r является достаточно сложной задачей, причем значение этой величины не является величиной постоянной, а меняется в зависимости от общего состояния экономики страны, где планируется реализация проекта, так и от отраслевых особенностей реализуемого проекта.

Проанализируем, как меняется чистый доход D_t и чистый приведенный доход NPV за последующие года эксплуатации АЭС (таблица 10).

Таблица 10. Значения чистого дохода и чистого приведённого дохода за последующие года эксплуатации

Год	Dt, руб	NPV, руб	Год	Dt, руб	NPV, руб
1	-2693886	-2342510	11	1058761	2278079
2	1058761	-1541934	12	1058761	2475969
3	1058761	-845782	13	1058761	2648047
4	1058761	-240432	14	1058761	2797680

Продолжение таблицы 10

Год	Dt, руб	NPV, руб	Год	Dt, руб	NPV, руб
5	1058761	285960	15	1058761	2927796
6	1058761	743691	16	1058761	3040940
7	1058761	1141719	17	1058761	3139327
8	1058761	1487830	18	1058761	3224880
9	1058761	1788796	19	1058761	3299274
10	1058761	2050505	20	1058761	3363965

По полученным данным построим график зависимости NPV от времени (рисунок 16), по которому можно определить срок окупаемости проекта.

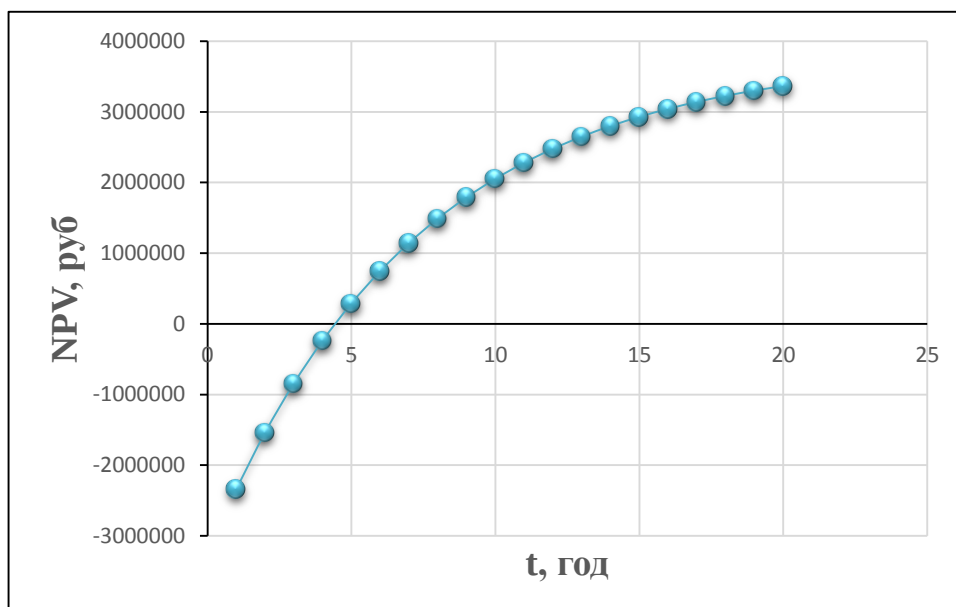


Рисунок 16 – Зависимость NPV от времени

По графику (рисунок 16) видно, что уже со второго года эксплуатации АЭС после модернизации чистый приведенный доход начинает увеличиваться, а примерный срок окупаемости составляет $T_{ок2} \approx 4.5$ года.

Индекс рентабельности проекта (PI)

В соответствии с этим критерием лучший проект обеспечивает максимальное значение индекса рентабельности проекта. Индекс

рентабельности инвестиционного привлекательного проекта должен быть больше единицы:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_{\text{мод}}} \frac{K_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^{20} \frac{1058761}{(1+0.15)^t}}{\sum_{t=1}^1 \frac{3752647}{(1+0.15)^t}} = 2.011,$$

где

- $P_t = Pr_t + A_t = 255180 + 803581 = 1058761$ руб – срок окупаемости инвестиций.

Срок окупаемости инвестиций с учетом фактора времени может быть найден путем решения следующего уравнения относительно NPV:

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_{OK}^*} \frac{D_t}{(1+r)^t} = 0 \Rightarrow = \sum_{t=1}^1 \frac{-2693886}{(1+0.15)^t} + \sum_{t=2}^{T_{OK}^*} \frac{1058761}{(1+0.15)^t} \Rightarrow T_{OK}^* = 4.44 \text{ года}.$$

Определим относительную погрешность в определении срока окупаемости:

$$\delta T_{OK} = \frac{|T_{OK} - T_{OK}^*|}{T_{OK}} \cdot 100\% = \frac{|6.22 - 4.44|}{6.22} \cdot 100\% = 28.6\%.$$

Такая разница в значениях сроков окупаемости получилась из-за того, что в первом случае не учитывалось временное различие стоимости денег, а во втором оно учитывалось. Тем самым значение срока окупаемости, равное $T_{OK}=4.44$ года является более точным, соответствующим реальному времени.

5.5. Вывод по главе

В результате выполнения поставленных задач по данной главе, удалось определить капитальные затраты на модернизацию исследуемой системы $K_{\text{мод}} = 3752647$ руб, определить изменения годовых эксплуатационных расходов на модернизируемую систему $I_{\text{дбр}} = 803581$ руб / год, рассчитать себестоимость 1 кВт·ч выработанной и отпущенной электроэнергии на

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						76

модернизируемой АЭС $C_{\text{вып}} = 1.20 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$, $C_{\text{отп}} = 1.29 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$, а так же привести технико-экономическое обоснование проекта модернизации.

Согласно полученным данным, можно сказать, что уже со второго года эксплуатации модернизируемой системы, ежегодно обеспечивается чистый доход $D_t = 1058761 \text{ руб}$, а примерный срок окупаемости с учетом дисконтирования составляет $T_{\text{ок}}^* = 4.44 \text{ года}$. Таким образом понятно, что проводимая модернизация целесообразна для блоков АЭС с ВВЭР-1000, что приведет к еще более эффективной выработке электроэнергии и экономии средств.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						77

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Цель раздела:

- Выявить вредные и опасные факторы производственной среды на рабочем месте и привести способы защиты от них.

Задачи раздела:

- Выявить вредные факторы производственной среды, проанализировать их, привести возможные способы коллективной и индивидуальной защиты;
- Выявить опасные факторы производственной среды, проанализировать их, привести возможные способы коллективной и индивидуальной защиты;
- Определить и проанализировать влияние модернизируемой АЭС на окружающую среду;
- Привести меры по обеспечению безопасной эксплуатации модернизируемой системы.

6.1. Анализ выявленных вредных факторов производственной среды

К вредным факторам, влияющим на работу операторов реакторного отделения, относятся:

- ионизирующее излучение;
- микроклимат;
- освещение;
- электромагнитные, электростатические поля и излучения;
- шумы и вибрации.

6.1.1. Ионизирующее излучение

Источники ионизирующих излучений

Источники излучений, учитываемые при расчетах и проектировании биологической защиты на АЭС следующие:

- активная зона реактора – как источник нейтронного и гамма-излучения, а также вторичного гамма-излучения, сопровождающего радиационный

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						78

захват нейтронов в материалах активной зоны, определяющие уровни ионизирующего излучения при работе реактора на мощности в помещениях за биологической защитой, где может потребоваться присутствие обслуживающего персонала, а также как источник продуктов деления, поступающих в первый контур.

- первый контур – как источник излучения активированных продуктов коррозии и радионуклидов - продуктов деления, попадающих в теплоноситель из-за дефектных оболочек ТВЭЛОВ, а также вторичного гамма-излучения, сопровождающего радиационный захват нейтронов в теплоносителе первого контура.
- второй контур – как источник радиоактивных веществ при протечках теплоносителя первого контура.
- корпус реактора и внутрикорпусные устройства – как источник активационного излучения конструкционных материалов, а также вторичного гамма-излучения, сопровождающего захват нейтронов в металлоконструкциях;
- оборудование, омываемое теплоносителем первого контура – как источник излучения активированных продуктов коррозии;
- установки спецводоочистки и отверждения отходов – как источники излучения сред, перерабатываемых на них;
- система перегрузки, хранения и транспортирования ОЯТ – как источник излучения продуктов деления, содержащихся в облученном топливе и активации конструкционных материалов.

Регламентированные уровни профессионального облучения на АЭС

С целью снижения радиационных нагрузок на персонал и население в режимах нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, проектных и запроектных авариях, проводятся технические решения, принятые в проекте ВВЭР-1000.

Для нормальной эксплуатации устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						79

- персонал (группы А и Б) – лица, работающие с техногенными источниками излучения (группа А) или работающие на АЭС или на территории её санитарно-защитной зоны и находящиеся в сфере воздействия техногенных источников (группа Б);
- всё население, включая лиц из персонала вне сферы и условий их производственной деятельности.

В качестве основных пределов доз, согласно [5], принимаются пределы индивидуальных доз облучения персонала и населения (таблица 11).

Таблица 11 – Основные пределы доз

Нормируемые величины	Пределы доз	
	Персонал (группа А)*	Население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в: хрусталике глаза, коже, кистях и стопах.	150 мЗв 500 мЗв 500 мЗв	15 мЗв 50 мЗв 50 мЗв
* Пределы доз, как и все остальные допустимые уровни воздействия персонала группы Б, равны ¼ значений для персонала группы А.		

В концепции радиационной безопасности при разработке технологических систем и оборудования в качестве проектного предела индивидуальной дозы облучения персонала при нормальной эксплуатации установлена величина 5 мЗв в год, а проектный предел средней индивидуальной дозы персонала 2 мЗв в год.

В концепции радиационной безопасности при проектных авариях для персонала (группа А) в качестве предельной дозы (согласно таблице 1) устанавливается эффективная доза 50 мЗв в год.

Для населения (в соответствие с таблицей 1) предельная индивидуальная эффективная доза облучения при проектных авариях принимается равной 5 мЗв в год. В качестве целевого предела облучения населения при авариях с частотой от 10^{-2} 1/год до 10^{-4} 1/год принимается эффективная доза 1 мЗв/событие.

Оценка в проекте доз облучения персонала и населения при нормальной эксплуатации, при нарушениях нормальной эксплуатации и при авариях выполняется с учетом всех факторов, формирующих дозу облучения.

Средства и организационные меры по обеспечению радиационной безопасности

В проекте ВВЭР-1000 предусматриваются технические средства и организационные меры, которые обеспечивают не превышение установленных пределов доз по внутреннему и внешнему облучению персонала и населения, а также нормативов по содержанию радиоактивных веществ в окружающей среде при нормальной эксплуатации и проектных авариях.

Техническими средствами и организационными мерами по обеспечению радиационной безопасности являются:

- экраны биологической защиты, роль которых выполняют биологическая защита реактора, а также бетонные стены и перекрытия помещений АЭС;
- защитная оболочка, предназначенная для локализации выделяющихся в случае аварии радиоактивных веществ;
- устройство замкнутых контуров для радиоактивных сред;
- организация контроля над радиоактивными течами, сбором и очисткой возможных радиоактивных течей;
- системы спецвентиляции, обеспечивающие необходимую кратность воздухообмена для ограничения концентрации радиоактивных веществ в рабочих помещениях в пределах, установленных нормативными документами;
- системы очистки газов перед выбросом в атмосферу;
- системы сбора, переработки и хранения радиоактивных отходов;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						81

- вентиляционная труба, обеспечивающая газоаэрозольный выброс в атмосферу с отметки 100 м и дисперсию радионуклидов при их распространении в атмосфере;
- разделение зданий и сооружений, относящихся к осуществлению технологического процесса, на контролируемую зону и зону свободного доступа;
- определение зон вокруг АЭС (санитарно-защитная зона и зона наблюдения) в зависимости от ожидаемой радиационной обстановки и уровней радиоактивного загрязнения в течение всего срока службы станции;
- система радиационного и дозиметрического контроля в помещениях АЭС, на промплощадке, в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения.

При проектировании радиационной защиты прогнозируемые дозы облучения рассчитываются с учетом:

- активности оборудования и его компоновки, параметров оборудования и защиты, определяющих уровни излучения;
- регламентов обслуживания, контроля, ремонта, определяющих требования к количеству персонала и продолжительности пребывания в зоне облучения.
- оборудование или элементы, которые должны быть доступны для работы (техническое обслуживание во время нормальной работы, предполагаемых эксплуатационных нарушениях) или для контроля, соответствующим образом размещены за радиационной защитой или обеспечены радиационной защитой с тем, чтобы доступ к ним не осложнялся воздействием радиации.

Основными коллективными средствами снижения доз профессионального облучения, используемыми в проекте, являются:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						82

- поддержание соответствующего водно-химического режима теплоносителя первого контура (снижение скорости коррозии и эрозии материалов);
- использование фильтрующих материалов с высокой степенью очистки теплоносителя первого контура от продуктов коррозии и от продуктов деления;
- расположение оборудования и трубопроводов, содержащих радиоактивные среды среднего и высокого уровня активности, в помещениях с биологической защитой, доступ при работающем оборудовании запрещен;
- расположение вентильной арматуры в отдельных изолированных помещениях – вентильных камерах;
- очистка на ионообменных фильтрах от радионуклидов и химических загрязнений вод, которые повторно используются в циклах атомной станции;
- организация сбора и транспортировки твердых радиоактивных отходов позволяет значительно сократить время контакта персонала с отходами за счет оптимальной организации труда, применения специальных защитных контейнеров;
- применение специальных вентиляционных систем в целях поддержания концентраций радиоактивных веществ в воздухе рабочих помещений на возможно низком уровне, не превышающем допустимый;
- отверждение жидких радиоактивных отходов методом цементированья, при котором радионуклиды в отвержденном продукте находятся в водонерастворимом комплексе и возможность выхода их в окружающую среду очень мала.

Основными индивидуальными средствами снижения доз профессионального облучения, используемыми в проекте, являются:

- индивидуальный шкафчик для личных вещей, одежды, обуви;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						83

- одноразовые платки, респираторы, перчатки и другие расходные материалы;
- индивидуальная спец одежда, каска, средства зашиты.

6.1.2. Микроклимат

Согласно [6], в кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха $22 \div 24^{\circ}\text{C}$, его относительной влажности $60 \div 40\%$ и скорости движения (не более $0,1 \text{ м/с}$). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке.

Поддержание микроклимата в таких помещениях осуществляется средствами вентиляции и установленными сплит-системами.

6.1.3. Освещение

Так как реакторное отделение (РО) содержит в себе зону контролируемого доступа, то проход в помещения данного отделения осуществляется через шлюзы, санпропускники и другие элементы, ограничивающие связь этих помещений с внешней средой. Таким образом, в помещениях РО невозможно организовать естественное освещение, поэтому в помещении БЩУ полностью искусственное освещение [7].

Характеристики помещения:

- длина = 25 м;
- ширина = 14,5 м;
- высота = 3 м;
- окраска стен – светлые тона;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						84

- окраска потолка – белая;
- высота подвесных светильников над уровнем пола = 2,5 м;
- повышенного травматизма нет;
- рабочие места у стен отсутствуют.

Характеристики зрительной работы:

- минимальный размер объекта различения = 0,5 мм;
- контраст – средний;
- фон – средний;
- напряженная зрительная работа выполняется непрерывно (5 часов);
- расстояние, на котором находится объект от глаз рабочего составляет 0,5 м;
- источники света – люминесцентные лампы;
- напряжение в сети 220 В.

Согласно СНиП 23-05-95 данным условиям соответствует:

- характеристика зрительной работы – «средняя точность»;
- разряд работы – VI;
- подразряд – «в».

Для разряда VIв освещенность составляет $E_{\text{комб}} = 400$ лк, из которых общая $E_{\text{общ}} = 200$ лк.

6.1.4. Электромагнитные, электростатические поля и излучения

Электромагнитное поле (ЭМП) создается магнитными катушками отклоняющей системы, находящимися около цокольной части электроннолучевой трубки монитора, ЭМП обладает способностью биологического, специфического и теплового воздействия на организм человека. Допустимые значения [8]:

- напряженности электрического поля в диапазоне частот 5 Гц ÷ 2000 Гц – 25 В/м, в диапазоне частот 2 кГц ÷ 400 кГц – 2,5 В/м;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						85

- плотности магнитного потока в диапазоне частот
5 Гц ÷ 2000 Гц – 250 нТл, в диапазоне частот 2 кГц ÷ 400 кГц – 25 нТл;
- напряженности электростатического поля – 15 кВ/м;
- электростатического потенциала экрана видеомонитора – 500 В.

Биологическое воздействие ЭМП зависит от длины волны, интенсивности, продолжительности режимов воздействия, размеров и анатомического строения органа, подвергающегося влиянию ЭМП. Механизм нарушений, происходящих в организме под влиянием ЭМП, обусловлен их специфическим и тепловым действием.

Специфическое воздействие ЭМП обусловлено биохимическими изменениями, происходящими в клетках и тканях. Наиболее чувствительными являются центральная и сердечно-сосудистая системы.

Тепловое воздействие ЭМП характеризуется повышением температуры тела, локальным избирательным нагревом тканей, органов, клеток вследствие перехода ЭМП в тепловую энергию. Интенсивность нагрева зависит от скорости оттока тепла от облучаемых участков тела.

6.1.5. Шумы и вибрации

В результате гигиенических исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывая на организм вредное воздействие. При длительном воздействии шума на организм происходят нежелательные явления: снижается острота слуха и зрения, повышается кровяное давление, снижается внимание. Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечнососудистой и нервной систем.

Для измерения и исследования шума служат шумомеры. Ими измеряют уровни звукового давления в различном диапазоне частот.

В пунктах управления необходимо создавать приемлемые условия слышимости при минимальном влиянии неблагоприятных факторов на органы слуха оператора. Источниками шума на БЦУ является работа компьютеров, вентиляции и соседствующее оборудование турбинного цеха.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						86

В таблице 12 приведены допустимые значения уровней шума в помещениях пунктов управления (ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999г.)

Таблица 12. Допустимые значения уровней звукового давления в октавных полосах частот, эквивалентных и максимальных уровней звука проникающего шума в помещениях пунктов управления

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Помещения управления, рабочие комнаты	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60

Допустимый уровень шумов для операторских помещений 60 дБА. Величина дБА — уровень звукового давления, измеренный в дБ при помощи шумомера) по шкале А шумомера. Основными способами борьбы с шумами, помимо мер по уменьшению шума самих источников являются удаленность от объекта управления при трех закрытых дверях и звукоизоляция помещения. Необходимо не допускать возникновения источников шума внутри помещений щитов управления (дребезжания аппаратуры, вибрации стен, обшивки, стекол).

В соответствии с ГОСТ 12.1.012-90, категория вибрации в операторской представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Категория вибрации, характеристика условий труда

Категория вибрации по санитарным нормам и критерий оценки	Характеристика условий труда
3 тип «В» комфорт	Вибрация на рабочих местах работников умственного труда и персонала, не занимающегося физическим трудом

6.2. Анализ выявленных опасных факторов производственной среды

К опасным факторам, влияющим на работу операторов реакторного отделения, относятся:

- пожарная безопасность;
- электробезопасность.

6.2.1. Пожарная безопасность

Пожарная и взрывная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, направленная на профилактику и ликвидацию пожаров и взрывов на производстве.

Пожары на производстве возникают по определенным причинам, устранение которых составляет основу всех мероприятий по пожарной безопасности. Категории помещений атомных электростанций по взрывопожарной и пожарной опасности установлены в нормах пожарной безопасности, в соответствии с которыми реакторный, аппаратный, монтажный залы принадлежат к категории Д [9]. Основные причины возникновения пожара:

- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, эксплуатация его в неисправном состоянии;

Система предотвращения пожаров

Целью создания систем предотвращения пожаров является исключение условий возникновения пожаров. Исключение условий возникновения пожаров достигается предотвращением условий образования горючей среды или источников зажигания. Предотвращение образования горючих сред. Исключение условий образования горючей среды может обеспечиваться одним или несколькими из следующих способов:

- применение негорючих веществ и материалов;
- ограничение массы или объема горючих веществ и материалов;
- использование наиболее безопасных способов размещения горючих веществ и материалов;
- изоляция горючей среды от источников зажигания (применение изолированных отсеков, камер, кабин).

Системы противопожарной защиты

Целью создания систем противопожарной защиты является защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара. Способы защиты людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара могут быть следующими:

- применение объемно-планировочных решений и средств, которые ограничивают распространение процесса горения за пределы очага;
- устройство эвакуационных путей;
- устройство систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре.

6.2.2. Электробезопасность

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Опасность электрического тока в отличие от прочих опасностей усугубляется тем, что человек не в состоянии без специальных приборов

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						89

обнаружить напряжение дистанционно, как, например, движущиеся части, раскаленные объекты, открытые люки, не огражденные площадки, находящиеся на высоте, и т.п. Опасность обнаруживается слишком поздно – когда человек уже поражен.

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов установлены для путей тока от одной руки к другой и от руки к ногам [10]. Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 14.

Таблица 14 – Напряжение и ток протекающий через тело человека при нормальном режиме работы электроустановки

Род тока	U, В	I, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

6.3.Защита окружающей среды

Газоаэрозольные выбросы

В таблице 15 приведены значения проектных пределов годовых газоаэрозольных выбросов.

Таблица 15. Значения проектных пределов годовых газоаэрозольных выбросов для энергоблока ВВЭР-1000

Радионуклиды	Проектный предел для ВВЭР-1000 (верхняя граница при оптимизации радиационной защиты), ГБк *
Любая смесь ИРГ	$690 \cdot 10^3$

Продолжение таблицы 15

Радионуклиды	Проектный предел для ВВЭР-1000 (верхняя граница при оптимизации радиационной защиты), ГБк *
^{131}I (газовая и аэрозольная формы)	18
^{60}Co	7,4
^{134}Cs	0,9
^{137}Cs	2,0
* предельный допустимый выброс с учётом условия, что доза облучения отдельных лиц из населения равна квоте 100 мкЗв/год в режимах нормальной эксплуатации (при работе на 100 % мощности и остановках на ППР) при отсутствии жидких сбросов	

Активность газо-аэрозольного выброса определяется наличием неорганизованных протечек жидких радиоактивных сред в рабочих помещениях и газовыми сдувками из оборудования, работающего на активных средах.

Жидкие сбросы

Активность в жидких сбросах определяется наличием дебалансных вод, которые не участвуют в повторном цикле работы технологических систем АЭС.

Все значения удельной активности по отдельным радионуклидам, за исключением трития, должны быть ниже минимально-значимой удельной активности этих нуклидов, приведенных в приложении 4 [5].

Разработка проекта проводится так, чтобы при эксплуатации в нормальном режиме с учетом нарушений нормальной эксплуатации, годовые жидкие сбросы были менее 16 ГБк.

Соблюдение указанного значения сбросов гарантирует, что доза облучения лиц из критической группы населения за счет жидких сбросов энергоблока ВВЭР-1000 не превысит 10 мкЗв в год.

6.4. Обеспечение безопасности при модернизации

Так как в проекте производится модернизация системы продувки-подпитки ВВЭР-1000, то не обойтись без вопроса о теплоизоляции модернизируемой части оборудования.

Тепловая изоляция является важной частью нормальной эксплуатации деаэратора продувки-подпитки, предохраняющая обслуживающий персонал от ожогов и воздействия высоких температур.

Изолируем корпус деаэратора продувки-подпитки высотой $H_{дбр}=7,65$ м и диаметром 3,0 м. Температура на поверхности изоляции $t_{п.из}$ принимается в закрытых рабочих помещениях равной 40 °С. Расчётную температуру стенки принимаем $t_s = 165$ °С.

Значение коэффициента теплоотдачи от поверхности изоляции в окружающую среду принимаем $\alpha_n = 7$ Вт/(м² · °С).

В качестве изоляционного слоя выбираем минераловатные, полужёсткие плиты марки П-125. Коэффициент теплопроводности для этого материала: $\lambda_{из} = 0,05$ Вт/(м · °С).

Толщину изоляции определим по методу последовательных приближений.
Расчетное значение:

$$\left(\frac{t_{ст} - t_{п.из}}{t_{п.из} - t_{ср.окр}} \right)_{расч} = \left(\frac{165 - 40}{40 - 25} \right) = 8,3;$$
$$\left(\frac{t_{ст} - t_{п.из}}{t_{п.из} - t_{ср.окр}} \right)_0 = \frac{\ln \left(\frac{H_{дбр} + 2 \cdot \delta_0}{H_{дбр}} \right) \cdot \alpha_n \cdot (H_{дбр} + 2 \cdot \delta_0)}{2 \cdot \lambda_{из}}.$$

Примем толщину тепловой изоляции $\delta_1 = 0,06$ м.

$$\left(\frac{t_{ст} - t_{п.из}}{t_{п.из} - t_{ср.окр}} \right)_1 = \frac{\ln \left(\frac{7,65 + 2 \cdot 0,06}{7,65} \right) \cdot 7 \cdot (7,65 + 2 \cdot 0,06)}{2 \cdot 0,05} = 8,5;$$

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						92

$$\left(\frac{t_{\text{ст}} - t_{\text{п.из}}}{t_{\text{п.из}} - t_{\text{сред}}^{\text{окр}}} \right)_1 \geq \left(\frac{t_{\text{ст}} - t_{\text{п.из}}}{t_{\text{п.из}} - t_{\text{сред}}^{\text{окр}}} \right)_{\text{расч}} ;$$

$$8,5 > 8,3.$$

Условие выполняется, следовательно, толщина тепловой изоляции выбирается равной $\delta_1 = 0,06$ м.

6.5. Вывод по главе

В результате выполнения поставленных задач по данной главе, удалось выявить и проанализировать вредные и опасные факторы производственной среды, определить влияние модернизируемой АЭС на окружающую среду, а также привести меры по безопасной эксплуатации модернизируемой системы.

В ходе анализа факторов производства и защиты от этих факторов, можно сказать, что на исследуемом производстве соблюдаются все необходимые меры по охране труда и окружающей среды. На модернизируемой АЭС есть все необходимые условия для безопасной деятельности и защиты персонала от всевозможных опасных и вредных факторов. Постоянно совершенствующиеся системы безопасности, системы эксплуатации и непрерывная оптимизация труда, позволяют повысить не только эффективность самого производства, но и снизить влияние этого производства на рабочий персонал, население и окружающую среду.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						93

7. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

7.2. Контрольно- измерительные приборы

В системе подпитки-продувки I контура контролируются расход, давление и температура подпиточной воды, уровни и давление в деаэраторах, концентрация водородных ионов, кислорода и бора в подпиточной воде, а также параметры конструктивных элементов подпиточного агрегата.

Для этого производится измерение:

- температуры t , °С в ДБР и на линии его заполнения;
- давления P , МПа в ДБР;
- перепада давления ΔP , Па на линиях заполнения ДБР;
- расхода Q , м³/ч на линиях заполнения ДБР;
- уровня H , мм в ДБР;
- концентрации C , г/кг на линии подпитки.

Измеренные величины служат для:

- информации;
- оперативного контроля за параметрами;
- регистрации параметров и их сохранения для последующего анализа режима работы и выявления причин отклонения от нормальных условий;
- сигнализации отклонений от нормального режима;
- управления блокировками системы и оборудования, направленные на возврат системы в нормальный режим работы;
- управления защитами системы и оборудования, для предотвращения повреждений и прекращения развития аварии.

Проектом предусматривается управление и контроль системы подпитки-продувки во всех предусмотренных режимах работы системы.

Средства автоматизации приняты в сейсмостойком исполнении.

Для измерений предусматриваются:

- манометры типа МТП;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						94

- преобразователи давления типа "Сапфир-22ДИ" и "Сапфир-22ДД";
- термопреобразователи сопротивления ТСП – 8053;
- анализаторы бора НАР-Б.

7.3.Измерение температуры

Для выполнения температурных измерений в системе подпитки-продувки используются термопреобразователи сопротивления.

Измерение температуры с помощью термопреобразователя основано на свойстве проводников менять свое сопротивление с изменением температуры. Чувствительный элемент представляет собой тонкую проволоку, намотанную на жесткий каркас из изоляционного материала.

Термопреобразователи сопротивления размещены в защитных чехлах, вваренных в контролируемое оборудование (трубопроводы).

7.4.Измерение давления

Для измерения давления и вывода информации на РМО и на средства УКТС используются преобразователи давления.

Для измерения расхода или уровня и вывода информации на РМО и на средства УКТС используются преобразователи давления.

В качестве вторичных приборов используются автоматические самопишущие приборы серии РП разных модификаций, а также показывающие миллиамперметры.

7.5.Измерение расхода

Расход жидкости и пара в трубопроводах измеряется по методу перепада давления в сужающих устройствах.

Сужающее устройство выполняет функции первичного преобразователя, устанавливается в трубопроводе и создает в нем местное сужение, вследствие чего повышается скорость потока в суженном сечении по сравнению со скоростью до сужения.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						95

Увеличение скорости, а, следовательно, и кинетической энергии вызывает уменьшение потенциальной энергии потока в суженном сечении. Соответственно статическое давление в суженном сечении будет меньше, чем в сечении до сужающего устройства.

Таким образом, при протекании потока через сужающее устройство создается перепад давления $\Delta P = P_1 - P_2$, зависящий от скорости потока и, следовательно, расхода жидкости.

В качестве сужающих устройств для измерения расхода жидкости широко применяют стандартные диафрагмы, сопла и сопла Вентури.

Диафрагма представляет собой тонкий диск с отверстием круглого сечения, центр которого лежит на оси трубы. Сужение потока начинается до диафрагмы и на некотором расстоянии за диафрагмой поток достигает минимального сечения. Далее поток постепенно расширяется до полного сечения трубопровода. Давление за диафрагмой полностью не восстанавливается из-за потерь на диафрагме.

Отбор давлений P_1 и P_2 осуществляется с помощью двух отдельных отверстий, расположенных непосредственно до и после диафрагмы. Затем перепад давления по импульсным трубкам подается на преобразователь.

7.6.Измерение уровня

Уровнемеры предназначены для измерения уровня в деаэраторах и резервуарах под давлением.

Рабочая среда в баке находится с параметрами:

- температура $t^\circ, ^\circ\text{C}$;
- давление P , МПа;
- плотность ρ , кг/м³.

Уравнительный сосуд заполняется рабочей средой.

Текущий уровень h является функцией от перепада давления, создаваемого столбом жидкости H и столбом жидкости h .

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						96

Затем перепад давления по импульсным трубкам подается на преобразователь .

7.7.Измерение концентрации борной кислоты

Для автоматического измерения концентрации борной кислоты применяются боромеры (анализаторы бора) типа НАР-Б.

Боромер состоит из навесного датчика, в канал загрузки которого установлен источник быстрых нейтронов, и измерительного пульта.

7.8.Контроль и управление системой

На БЩУ система подпитки-продувки представлена в упрощенном виде на мнемосхемах оперативных панелей оборудования реакторного отделения и на некоторых фрагментах РМОТ.

С РЩУ контроль и управление элементами системы подпитки-продувки, кроме арматуры на сливе запирающей воды ГЦН, не предусмотрены.

По мнемосхемам можно контролировать принципиальное состояние насосов, арматуры, регуляторов (включен/отключен, открыто/закрыто, автоматический/дистанционный режим), силовое электропитание, питание цепей управления (собрано/разобрано).

На панели щита БЩУ находятся индивидуальные стрелочные показывающие приборы по следующим параметрам:

- давления в деаэраторе;
- уровня в деаэраторе;
- перепада давлений между напором подпиточного агрегата и давлением в I контуре;
- расхода от подпиточного агрегата.

Также, на панели щита БЩУ находятся следующие табло сигнализации:

- об аварийном отключении электродвигателей и регуляторов системы;
- о повышении температуры воды во всасывающем трубопроводе подпиточного агрегата;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						97

- о снижении температуры подпиточной воды после регенеративного теплообменника;
- о разбалансе подпитки-продувки I контура;
- о срабатывании АВР насосов;
- о повышении температуры продувочной воды после доохладителя продувки.

Для контроля за оборудованием, в условиях нормальной работы энергоблока, на рабочее место оператора технолога (PMOT) выведена необходимая информация по положению арматуры и механизмов, а также в цифровом виде по основным технологическим параметрам.

На PMOT также выведена сигнализация отклонения параметров, а также хода и останова арматуры в промежуточном положении.

В связи со сложностью и разветвленностью системы продувки-подпитки, необходимостью регулирования и поддержания большого количества технологических параметров, в системе предусмотрен 21 регулятор.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						98

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненного дипломного проекта определена эффективность модернизации системы продувки-подпитки ВВЭР-1000, заключающейся в исключении из схемы системы деаэратора борного регулирования и его демонтажа, а также реконструкции регенеративного охладителя и доохладителя продувочной воды за счет интенсификации теплообмена в них.

Определено, что при исключении деаэратора борного регулирования из системы продувки-подпитки наблюдается небольшой прирост электрической мощности энергоблока $\Delta N_{\text{э}}^{\text{ДБР}} = 3.7 \text{ кВт}$, что однако не повлияло на экономичность энергоблока.

Расчет интенсификации теплообмена методом накатки теплообменных трубок регенеративного охладителя и доохладителя продувки показал, что она позволяет уменьшить их массогабаритные показатели приблизительно в три раза, при прочих равных условиях.

Рассмотрены вопросы автоматизации технологических процессов в системе подпитки-продувки I контура, содержащей 21 регулятор. Предусмотрены приборы для контроля расхода, давления и температуры подпиточной воды, уровня и давления в деаэраторах, концентрации водородных ионов, кислорода и бора в подпиточной воде и др.

Технико-экономическое обоснование проекта также показывает возможность проведения данной модернизации, что позволит упростить схему системы продувки-подпитки, управление ею в эксплуатации и за счет этого повысить надежность и безопасность энергоблока ВВЭР-1000. Срок окупаемости модернизации по расчету составляет $T_{\text{ок}}^* = 4.44 \text{ года}$.

Внедрение рассмотренной модернизации при строительстве новых энергоблоков ВВЭР-1000 позволит сократить капитальные и эксплуатационные затраты на систему продувки-подпитки.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						99

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1978. 360 с., ил.
2. Атомные электростанции: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 276 с.
3. Проектирование тепловых схем ТЭС и АЭС: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 232 с.
4. Инструкция по эксплуатации системы продувки-подпитки 1 КВА. Нововоронежская АЭС, реакторный цех №6.
5. НРБ-99/2009. Нормы радиационной безопасности.
6. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
7. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
8. СанПиН 2.2.2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
9. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности.
10. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
11. Методические указания по выполнению организационно-экономического раздела выпускных квалификационных работ для студентов теплоэнергетического факультета специальности 101000 «Атомные электрические станции». Издательство ТПУ. Томск 2006.
12. Синев Н.М. Экономика ядерной энергетики: Основы технологии и экономики производства ядерного топлива. Экономика АЭС: Учеб.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						100

пособие для вузов – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
– 480 с.: ил.

13.Паспорт ПС/12-99. Деаэратор продувки. ПА 463.00.00.000Н ПС.
Нововоронежская АЭС-2.

14.<http://www.akopt.ru/>

15.<http://www.avers-steel.ru/>

16.<http://www.rosenergoatom.ru/>

17.<http://atomicexpert.com/>

18.[https://ru.wikipedia.org/wiki/Нововоронежская АЭС](https://ru.wikipedia.org/wiki/Нововоронежская_АЭС)

19.Технологические системы реакторного отделения ВВЭР-1000 с РУ В-320.
Часть 2. Вспомогательные системы. Балаковская Атомная электростанция.

20.Бродов Ю.М. Теплообменники энергетических установок. Издательство
«Сократ». Екатеринбург 2003.

21.<http://kmcentr.ru>

22.Интенсификация теплообмена в каналах / Э.К. Калинин, Г.А. Дрейцер,
С.А. Ярхо. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1990. – 280
с.: ил.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.693490.ПЗ	Лист
						101