

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

Институт: Энергетический
Специальность: 14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы	
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕГЕНЕРАТИВНОЙ УСТАНОВКИ КуАЭС	

УДК 621.311.25:621.039.004.(470.323)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5011	Толстых Артем Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор кафедры АТЭС	А.Г. Коротких	д. ф.–м. 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	Ю.А. Амелькович	к.т.н., доцент		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов	В.С. Андык	к.т.н., доцент		

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		

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы 14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг, специализация подготовки «Проектирование и эксплуатация атомных станций»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
	Универсальные компетенции	
P1	Использовать методологические основы современной картины мира для научного познания и творчества, выявлять естественнонаучную сущность проблем, возникающих в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ОК- 1, ПК-10), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	Анализировать социально-значимые процессы и явления, экономические проблемы и общественные процессы, ответственно участвовать в общественно-политической жизни, применять методы социального взаимодействия на основе принятых моральных и правовых норм	Требования ФГОС (ОК-2, 5, 9), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке, разрабатывать документацию, презентовать и публично защищать результаты, владеть методами пропаганды научных достижений	Требования ФГОС (ОК-3 – 5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Использовать системный подход в профессиональной деятельности, ставить цели и выбирать пути их достижения, обобщать, анализировать, критически осмысливать, систематизировать	Требования ФГОС (ОК-6, ПК-1), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни, непрерывному самосовершенствованию, развитию социальных и профессиональных компетенций, использовать полученные знания для обучения и воспитания новых кадров	Требования ФГОС (ОК-7 ПК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	К достижению должного уровня физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности и должного уровня безопасности жизнедеятельности, в том числе, защиты	Требования ФГОС (ОК-8; ОПК-1, ПК-7, 19), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
	персонала и населения от последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий	международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе, многонациональном, принимать ответственность за свои решения, в том числе, нестандартные, управлять коллективом, находить организационно-управленческие решения в нестандартных ситуациях	Требования ФГОС (ОК-10, 13, 14, ПК-3), Критерий 5 АИОР (пп.2.3, 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Использовать информационные технологии для работы с информацией, управления ею и создания новой информации; работать с информацией в глобальных компьютерных сетях, осознавать и соблюдать основные требования информационной безопасности	Требования ФГОС (ОК-12, ПК-2, 6, 13, 26, ПСК-1.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
	Профессиональные компетенции	
P9	Понимать значимость своей специальности, стремиться к ответственному отношению к своей трудовой деятельности, демонстрировать особые компетенции, связанные с уникальностью задач, объектов в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ПК-4), Критерий 5 АИОР (п. 1.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Использовать глубокие математические, естественнонаучные знания в профессиональной деятельности с применением математического моделирования объектов и процессов в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ОК-1, ПК-9 – 11), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Проводить <i>инновационные</i> научные исследования систем и оборудования атомных электрических станций и ядерных энергетических установок, участвовать во внедрении результатов исследований	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-5, 9, 14, 15, 16), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P12	Анализировать и использовать научно-техническую информацию, формулировать цели проекта, ставить и решать инновационные задачи <i>комплексного</i> инженерного анализа в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ПК-12; 17, 20), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P13	Выбирать, создавать и использовать оборудование атомных электрических станций и ядерных энергетических установок, средства измерения теплофизических параметров и	Требования ФГОС (ОПК-3, ПК-18), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
	автоматизированного управления, защиты и контроля технологических процессов	международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P14	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок систем и оборудования АС и ядерных энергетических установок, готовить исходные данные для выбора и обоснования научно-технических и организационных решений, выполнять <i>инновационные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, современных методов проектирования для достижения оптимальных результатов с учетом принципов и средств обеспечения ядерной и радиационной безопасности	Требования ФГОС (ПК-20, 21, 23 – 25, ПСК-1.5, 1.6, 1.8, 1.10), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P15	Разрабатывать проектную и рабочую техническую документацию, оформлять законченные проектно-конструкторские работы в области проектирования АС	Требования ФГОС (ПК-22), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P16	Анализировать нейтронно-физические, технологические процессы и алгоритмы контроля, диагностики, управления и защиты, проводить нейтронно-физические, теплогидравлические и прочностные расчеты оборудования АС и его элементов в стационарных и нестационарных режимах работы	Требования ФГОС (ПК-27, 28, ПСК-1.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P17	Делать оценку ядерной и радиационной безопасности при эксплуатации ядерных энергетических установок, а также при обращении с ядерным топливом и другими отходами	Требования ФГОС (ПК-29), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P18	Применять основы обеспечения оптимальных режимов работы ядерного реактора, тепломеханического оборудования и энергоблока АС в целом при пуске, останове, работе на мощности и переходе с одного уровня мощности на другой с соблюдением требований безопасности, выполнять типовые операции по управлению реактором и энергоблоком на функционально-аналитическом тренажере	Требования ФГОС (ПК- 28, 10, 11, , ПСК-1.14, 1.15), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P19	Анализировать технологии монтажа, ремонта и демонтажа оборудования АС применительно к условиям сооружения, эксплуатации и снятия с эксплуатации энергоблоков АС	Требования ФГОС (ПК- 13,14), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
		международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P20	Осуществлять и анализировать технологическую деятельность как объект управления, организовывать рабочие места, обеспечивать их техническое оснащение, размещать технологическое оборудование, контролировать соблюдение технологической дисциплины и обслуживать технологическое оборудование, исследовать причины его неисправностей, принимать меры по их устранению	Требования ФГОС (ПСК-1.9), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P21	Составлять техническую документацию и организовывать экспертизу технической документации, составлять установленную отчетность по утвержденным формам, управлять малыми коллективами исполнителей, планировать работу персонала и фонды оплаты труда	Требования ФГОС (ПСК-1.9), Критерий 5 АИОР (пп. 2.2, 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P22	Выполнять работы по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов ядерных энергетических установок, проводить анализ производственных затрат на обеспечение необходимого качества продукции	Требования ФГОС (ПСК-1.11), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P23	Составлять и использовать тепловые схемы и математические модели процессов и аппаратов ядерно-энергетических и тепломеханических установок различных типов АС, готовить исходные данные для расчета тепловых схем	Требования ФГОС (ПСК-1.1, 1.3, 1.7), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P24	Проводить физические эксперименты на этапах физического и энергетического пуска энергоблока с целью определения нейтронно-физических параметров реакторной установки и АС в целом	Требования ФГОС (ПСК-1.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P25	Применять на практике принципы организации эксплуатации современного оборудования и приборов АС, понимать принципиальные особенности стационарных и переходных режимов реакторных установок и энергоблоков и причины накладываемых ограничений при нормальной эксплуатации, при её нарушениях, при ремонте и перегрузках	Требования ФГОС (ПК-8, ПСК-1.12, 1.13), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

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



Институт Энергетический
Направление подготовки (специальность) 14.05.02 Атомные электростанции:
проектирование, эксплуатация, инжиниринг
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

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

 (Подпись)

 (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
5011	Толстых Артему Александровичу

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации регенеративной установки на КуАЭС	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

11.01.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Объект проектирования – подогреватель низкого давления регенеративной установки турбины К–500–65/3000.

Режим работы – непрерывный.

Исходные данные для расчета – параметры рабочего тела, определенные из принципиальной схемы ПТУ.

Прототип – подогреватель ПН–1800–42–8.

Источник тепла – ядерный реактор РБМК–1000.

Климатические условия – г. Курск.

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. Представить схему включения, описание и принцип работы регенеративной установки, технические характеристики подогревателей низкого давления КуАЭС. 2. Сформулировать цели и задачи проектирования. 3. Провести анализ методов повышения интенсивности теплообмена и сформулировать предложения по повышению эффективности использования регенеративной установки. 4. Провести технико–экономический анализ эффективности использования регенеративной установки на КуАЭС. 5. Провести расчет камерного подогревателя низкого давления. Определить параметры теплоносителей, мощность и площадь поверхности теплообмена, геометрические размеры и технические параметры подогревателя. Представить конструкцию проектируемого ПНД на чертеже. 6. Определить экономические затраты на модернизацию регенеративной установки. 7. Проанализировать рабочие места в турбинном цехе на предмет выявления основных опасностей и вредностей, оценить степень воздействия их на персонал и природную среду. 8. Сформулировать основные выводы работы.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Принципиальная схема КуАЭС, схема включения регенеративной установки, общий вид, продольный и поперечный разрез камерного подогревателя, таблица основных результатов расчета, технических характеристик подогревателя и основные показатели работы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Введение	Коротких А.Г., профессор кафедры атомных и тепловых электростанций
1. Схема включения и принцип работы регенеративной установки	Коротких А.Г., профессор кафедры атомных и тепловых электростанций.
2. Расчет камерного подогревателя низкого давления	Коротких А.Г., профессор кафедры атомных и тепловых электростанций
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Сергейчик С.И., Доцент кафедры менеджмента .
4. Социальная ответственность	Амелькович Ю. А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности .
5. Автоматизация	Андык В.С, Доцент кафедры автоматизации энергетических процессов.
Заключение	Коротких А.Г., профессор кафедры атомных и тепловых электростанций

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:
Введение
1. Схема включения и принцип работы регенеративной установки
2. Расчет камерного подогревателя низкого давления
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
4. Социальная ответственность
5. Автоматизация
Заключение
Список литературы

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.09.2016 г.
---	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры АТЭС	Коротких Александр Геннадьевич	д. ф.–м. н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5011	Толстых Артем Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5011	Толстых Артему Александровичу

Институт	Энергетический	Кафедра	Атомные и тепловые электростанции
Уровень образования	специалист	Направление/специальность	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объект исследования: подогреватель ПН–1800–42–8.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. 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).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).

Производственная безопасность

Вредные факторы производственной деятельности:

- ионизирующее излучение;
- освещение;
- микроклимат;
- шум и вибрация;
- электромагнитное излучение.

Опасные факторы производственной деятельности:

- электрический ток;
- пожарная опасность.

2. Экологическая безопасность:

- 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.

Экологическая безопасность

- радиационное загрязнение;
- химическое воздействие;
- тепловое воздействие;
- электромагнитное воздействие.

3. Безопасность 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	Воздействия на АЭС: – сейсмическое воздействие; – падение самолета; – летящие предметы; затопление.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Соблюдение законов (налоговое законодательство, трудовой и гражданский кодексы).

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5011	Толстых Артем Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
5011	Толстых Артему Александровичу

Институт	Энергетический	Кафедра	Атомные и тепловые электростанции
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

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

1. Технические и эксплуатационные данные о подогревателях, заработная плата обслуживающего персонала.	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Расходование ресурсов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Отчисления на социальные нужды с основной и дополнительной заработной платы (31,7%)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка сравнительной эффективности модернизированного и не модернизированного подогревателей	
2. Расчет капитальных вложений подогревателей	2. Расчет капитальных затрат на замену теплообменных труб на трубы с кольцевой накаткой
3. Расчет годовых эксплуатационных расходов подогревателей	3. Расчет годовых эксплуатационных расходов подогревателей
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	4. Определение экономического эффекта, чистого приведенного дохода, срока окупаемости и экономического эффекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Итоговая таблица, график, формула чистого приведенного дохода

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.10.2016
---	-------------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5011	Толстых Артем Александрович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 123 с., 18 рис., 19 табл., 30 источников, 6 л. графич. материала.

Ключевые слова: подогреватели низкого давления, интенсификация теплообмена, трубки.

Объектом исследования является регенеративная установка низкого давления энергоблока АЭС с реактором РБМК–1000

Цель работы – оценка эффективности регенеративной установки низкого давления.

В процессе исследования проводились анализ методов интенсификации теплообмена, теплогидравлический и конструкторский расчеты ПНД.

В результате исследования получили более компактные геометрические размеры ПНД.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список обозначений и сокращений

РУК – регулятор уровня в конденсаторах

ПНД – подогреватель низкого давления

ОДП – охладитель дренажа пара

КН – конденсатный насос

КОС – клапан обратный соленоидный

ПКТ – профильные кольцевые трубки

ПВТ – профильные витые трубки

ППТ – продольно-профилированные трубки

ОК – основной конденсат

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение	14
1. Схема включения и принцип работы регенеративной установки	18
1.1 Принципиальная тепловая схема Курской АЭС.....	18
1.2 Схема включения регенеративной установки	18
1.3 Характеристики ПНД.....	24
1.4 Проблемы эксплуатации регенеративной установки низкого давления	35
1.5 Цели и задачи работы.....	40
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	42
3.1 Расчет затрат на модернизацию подогревателя.....	42
3.2 Определение годовых издержек на эксплуатацию подогревателя ..	43
3.3 Расчет экономического эффекта.....	46
3.4 Определение годовых эксплуатационных расходов блока	48
Графический материал:	
ФЮРА.311351.002 ВО Камерный подогреватель низкого давления.	
Чертеж общего вида.	
ФЮРА.311351.003 ТЗ Схема включения ПНД и ОДП по пару и дренажу.	
ФЮРА.311351.004 ТЗ Развернутая тепловая схема паротурбинной установки РБМК-1000.	
ФЮРА.311351.005 С2 Функциональная схема АСР уровня воды в ПНД.	

Введение

Курская АЭС состоит из четырёх энергоблоков общей электрической мощностью 4000 МВт [7].

Каждый энергоблок включает в себя следующее оборудование:

- уран–графитовый реактор РБМК–1000, со вспомогательными системами.
- две турбины К–500–65/3000.
- два энергогенератора ТВВ–500–2 мощностью 500 МВт каждый.

Регенеративная установка турбин предназначена для повышения температуры конденсата за счет тепла паровых потоков, отбираемых из промежуточных ступеней турбоагрегата. При этом общая экономичность энергоблока повышается на девять процентов. Кроме того, в системе регенерации предусмотрено использование тепла охлаждаемых паровых потоков на основные эжектора, эжектора уплотнений, тепла конденсата испарителей, возврата дренажа из парогенераторов химцеха, бойлеров промконтура теплосети и сепаратосборников СПП.

Однако, с увеличением температуры питательной воды усложняется и удорожается оборудование АЭС как в связи с установкой дополнительных подогревателей, так и в связи с увеличением расхода пара, поступающего в турбину при той же тепловой мощности реактора. Это в свою очередь увеличивает диаметры трубопроводов, мощность питательных насосов, размеры деаэраторов и другого вспомогательного оборудования.

Особенности регенеративного подогрева характерные для турбин насыщенного пара АЭС, состоят в следующем:

- подогрев воды насыщенным или влажным паром термодинамически более выгоден, чем перегретым паром;
- в местах отбора пара особенно эффективно влагоудаление в проточной части турбины, которое повышает к.п.д. и надежность последующих ступеней турбины, в то время как влагоудаление в ступенях, не имеющих отбора,

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

приводит к неизбежному отсосу не используемой далее паровой среды, что может снизить мощность последующих (до ближайшего отбора) ступеней.

– из-за меньшей энтальпии отборного пара увеличивается доля отбираемого пара и, следовательно, уменьшается доля пара, поступающего в конденсатор. Это, в свою очередь, приводит к большей разгрузке ступеней низкого давления.

На паротурбинных установках реакторов РБМК применяют только подогреватели низкого давления. Это связано с тем, что температура питательной воды, поступающей в контур реактора, ограничена 162°C по технологическим особенностям реактора. На одноконтурных АЭС увеличение температуры пит. воды приводит к повышению паросодержания в активной зоне, что снижает запас по кризису кипения и ухудшает замедляющие свойства воды.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Схема включения и принцип работы регенеративной установки

1.1 Принципиальная тепловая схема Курской АЭС

Регенеративная установка турбин К–500–65/3000 служит для подогрева конденсата отработавшего пара (основного конденсата) паром нерегулируемых отборов из промежуточных ступеней турбины и состоит из пяти последовательно включенных по конденсату подогревателей низкого давления (ПНД), охладителя дренажа (ОДП) и деаэратора. Кроме того, предусмотрено использование тепла охладителей основных эжекторов и пара, отсасываемого из лабиринтных уплотнений турбины (ЭУ). Тепловая схема ПТУ К–500–65/3000 изображена на рисунке 1.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

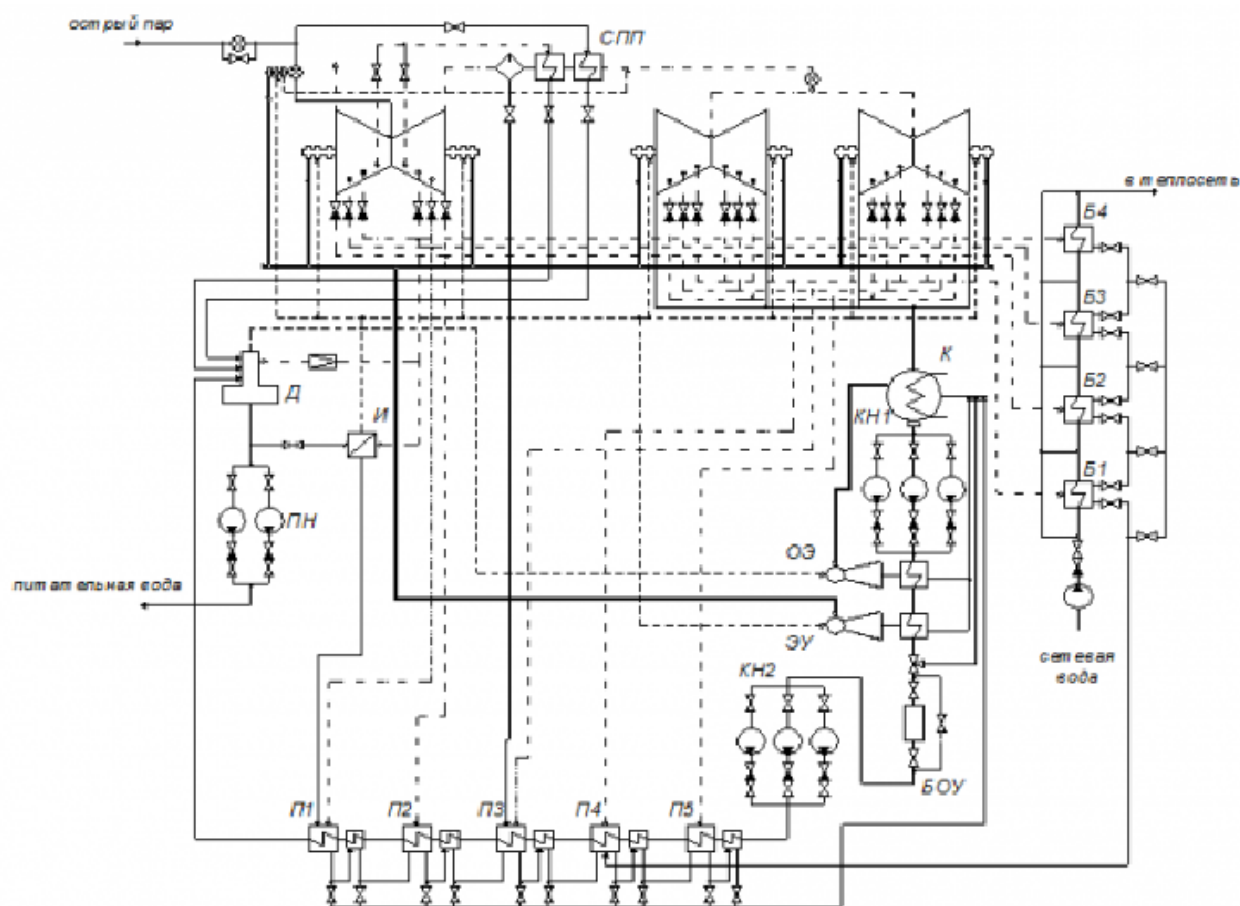


Рисунок – 1 Схема ПТУ К-500-65/3000 [8].

1.2 Схема включения регенеративной установки

После конденсатных насосов 1-й ступени (КН-1) конденсат турбины поступает на охладители эжектора лабиринтных уплотнений (ЭУ), после чего проходит через конденсатоочистку (КО) и поступает на всас конденсатных насосов 2-й ступени (КН-2).

Для поддержания необходимого давления на всасе КН-2, выполнен байпас Ду300 с установкой на нем задвижки и регулирующего клапана. Основной поток конденсата после КН-2 идет на ПНД.

После конденсатных насосов 2-й ступени основной конденсат проходит трубное пространство охладителей дренажа подогревателей (ОДП) и через клапан регулятора уровня и рециркуляции и поступает к подогревателям низкого давления.

Часть основного конденсата от РУК по линии рециркуляции поступает в конденсатосборники конденсаторов. РУК автоматически поддерживает

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

заданный уровень конденсата в конденсатосборниках. На случай отказа РУК или его нечувствительности при малых нагрузках предусмотрены два байпаса (в конденсатор и ПНД) на которых установлены задвижки с электроприводом. При неисправном РУК задвижки используются как регулирующие (имеют останов в любом промежуточном положении).

Слив дренажей греющего пара ПНД выполнен каскадным в конденсатор (необходимость 100% очистки конденсата на фильтрах КО).

Все ПНД не имеют отключающей арматуры по основному конденсату и рассчитаны на полное давление совместно работающих КН–1 и КН–2 (по трубному пространству). Для поддержания температуры конденсата за ПНД–5 не выше 155 °С выполнен байпас ПНД–5 по основному конденсату установленной на нем задвижки с электроприводом.

Греющий пар на ПНД–1÷5 поступает от 3÷7 отборов турбины.

Для исключения возможности обратного заброса на турбину пара или его конденсата, каждый из отборов (кроме 7–го) защищен одним или двумя быстродействующими обратными клапанами типа КОС.

КОС – клапан обратный соленоидный. КОС – первоначальное наименование обратных клапанов, принудительное закрытие которых осуществлялось при срабатывании механизма с электромагнитным включением. В дальнейшем, при замене электромагнитных приводов гидравлическими сервоприводами сокращенное наименование обратного клапана сохранилось, хотя оно уже и не соответствует действительной его конструкции.

Отсутствие КОС на 7–м отборе обусловлено следующими обстоятельствами:

- низкие параметры пара 7 отбора;
- при отключении турбины давление в ПНД–1 практически не снижается;
- маловероятность разгона турбины при расширении пара на последних ступенях ЦНД.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– очень большое количество (4шт.) необходимых КОС и их большие размеры.

Предусмотрена возможность отключения по пару ПНД–2,3,4 со снижением нагрузки на турбоагрегате. По условиям отвода влаги вместе с отборным паром из проточных частей ЦНД и ЦВД в систему регенерации отключение ПНД–1 и ПНД–5 не допускается.

Греющий пар в каждый ПНД поступает по расположенному в нижней части внешнего кожуха патрубку, затем через ряд отверстий в основной обечайке корпуса проходит в межтрубное пространство и снаружи омывает трубки, в которых движется основной конденсат. ПНД–1 имеет два патрубка подвода греющего пара, а остальные ПНД по одному.

Пар движется сверху вниз, распределяясь по всему паровому пространству подогревателя с помощью системы поперечных перегородок. Конденсат греющего пара собирается в нижней части корпуса, откуда через штуцер отвода конденсата поступает в предыдущий ПНД.

Для некоторого повышения экономичности, а также облегчения условий работы регулирующих клапанов на выходе дренажа часть поверхности подогревателя постоянно находится под уровнем конденсата греющего пара и выполняет функции встроенного охладителя дренажа, снижая его температуру на 5–7°C.

Слив конденсата греющего пара (дренажей) ПНД выполнен каскадным. На сливе дренажа из ПНД–4,5 установлены клапаны регулятора уровня, которые автоматически поддерживают уровень конденсата греющего пара в ПНД–4,5.

На байпасах регулирующих клапанов установлены задвижки Т1–3322,3422 – нормально закрыты.

Необходимость поддержания уровня конденсата греющего пара в ПНД обусловлено тем, что экономичность установки снижается из-за проскока части пара вместе с конденсатом, что равносильно недовыработке

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

электроэнергии в турбине. С другой стороны высокий уровень в ПНД препятствует нормальному теплообмену. Необходимо также учитывать возможность вскипания большого объема воды в ПНД и аварийного заброса пароводяной смеси в проточную часть турбины.

При выходе регулирующего клапана из строя и при переполнении ПНД–4,5 (при достижении уровня в соответствующих ПНД 5,4 до 1–го предела) автоматически открываются байпасирующие задвижки Т1–3322,3422 с электроприводами. Управление вышеуказанными регуляторами и задвижками выполнено со щита турбины (МЩТ).

На сливе дренажа из ПНД–5 в ПНД–4 и из ПНД–4 в ПНД–3 установлены клапаны регулятора уровня дренажа греющего пара Т1–3322,3422, поддерживающие номинальный уровень в ПНД–5,4.

Конденсат греющего пара из ПНД–3 сливается в ПНД–2 через гидрозатвор высотой 9м, из ПНД–2 в ПНД–1 – через гидрозатвор высотой 5м, из ПНД–1 через ОДП и гидрозатвор высотой 5м – в конденсатор турбины.

Высота гидрозатвора выбирается с таким расчетом, чтобы уравновесить максимальную разницу давлений между соответствующим подогревателем и конденсатором. Также учитываются проблемы, связанные со вскипанием конденсата при уменьшении давления по мере движения дренажа к КНД.

Предусмотрены приемы:

- в ПНД–2 – конденсата от бойлеров промконтура теплосети через ручные задвижки Б(н)Т–1131;
- в ПНД–2 – конденсата пара собственных нужд ХЦ через задвижку Т1–3122 (на этом трубопроводе установлена гомогенизирующая вставка для предотвращения эрозионного размыва корпуса подогревателя);
- в ПНД–3 – конденсата из сепараторосборника СПП через задвижку Т1–1713;
- в ПНД–4 – постоянная продувка испарителей через задвижку Т1–3441;

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предусмотрена возможность продувки и обезвоздушивания парового и водяного пространства всех ПНД в конденсаторы.

- для обезвоздушивания трубного пространства ПНД на этом потоке установлен ручной вентиль;

- для отсоса паро–газовоздушной смеси надводного пространства ПНД на этом потоке установлен ручной вентиль (нормально – открытый). Отсос парогазовой смеси организован из центральной зоны нижней части межтрубного пространства с помощью трубопровода диаметром 60×5;

- для периодической продувки парового пространства ПНД на этом потоке установлен вентиль с электроприводом. Вентиляция аппарата при подготовке его к ремонтным работам производится из верхней части центральной зоны межтрубного пространства с помощью трубопровода диаметром 30×3,5;

Охладитель дренажа (ОДП) по конденсату включен до клапана рециркуляции (РУК). Такая схема включения ОДП дает возможность сливать в конденсатор охлажденные потоки испарителей (постоянную продувку, заведенную в ПНД–4) при пуске турбоустановки и при малых нагрузках турбины.

Во избежание накопления гремучей смеси и предотвращения взрывоопасных ее концентраций, отсос смеси из каждого ПНД осуществляется непосредственно в конденсатор. Кроме того, непрерывное удаление неконденсирующихся газов из парового объема ПНД улучшает теплообмен.

Охладитель дренажа ПНД (ОДП) предназначен для охлаждения конденсата дренажа перед его сливом в конденсатор турбины, здесь же осуществляется первая ступень подогрева основного конденсата подаваемого в систему регенерации. ОДП изображен на рисунке 2. Кроме того, ОДП включен в схему таким образом, что при работе системы основного конденсата на рециркуляцию, он охлаждает горячие сбросы в пусковых режимах с испарителей турбины, когда система не замкнута на деаэраторы и

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

отсутствует теплообмен в самих ПНД. На рисунке 2 изображена схема включения ПНД и ОДП по пару и дренажу.

К каждому корпусу ПНД–1 пар отбирается четырьмя нитками (к ПНД–1/1 от ЦНД–1,2; к ПНД–1/2 от ЦНД–3,4), непосредственно к ПНД подвод выполнен двумя трубопроводами. На 7–м отборе КОС отсутствует из–за того, что при обратном токе из ПНД–1 разгона ТГ не произойдет ввиду незначительного теплоперепада на последней ступени ТГ.

К ПНД–2 пар подводится одним трубопроводом с электрифицированной арматурой Т1–3611 из 6–го отбора турбины, отбираемого из ЦНД–3 и ЦНД–4. Кроме того, в линию 6–го отбора заведен отсос из разъёма ЦВД.

К ПНД– 3 пар 5–го отбора подводится одним трубопроводом с электрифицированной арматурой Т–3511, отбираемый от ЦНД–1 и ЦНД–2. Для прогрева трубопровода предусмотрена линия дренажа с вентилем Т1Д–3510 в трубопровод 7–го отбора.

К ПНД– 4 пар 4–го отбора подводится через электрифицированную задвижку Т1–3411, отбираемый из входных камер СПП 1–го и 3–го корпусов (ряд Б). Прогрев трубопровода осуществляется через дренаж с вентилем Т1Д–3410, направленный в сепаратосборник СПП. До задвижки Т1–3411 врезан отвод подачи пара к БПТС–1, 2.

К ПНД – 5 пар 3–го отбора подводится без арматуры, отбираемый из ЦВД. До первого по ходу КОС производится отбор пара на БПТС–2 со своим КОС, далее от основного трубопровода отбора есть отвод на БПТС–3.

Прогрев трубопровода осуществляется через постоянно действующие линии дренажа в сборный коллектор и далее в расширительный бак (РБ) через электрифицированный вентиль Т1–5651.

Контроль уровня конденсата греющего пара в каждом ПНД производится как по месту (по уровнемерному стеклу), так и по приборам

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

уровней в ПНД, расположенным на местном щите турбины. Кроме того, на 2–м блоке уровень контролирует ВИУТ по вызывным характеристикам на БЩУ.

1.3 Характеристики ПНД

Применение регенеративного подогрева основного конденсата является эффективным средством повышения экономичности турбоустановки.

В термодинамическом цикле водяного пара при отсутствии внешних потребителей тепла определенное количество отработавшего пара может быть использовано для подогрева основного конденсата. Конденсат отработавшего пара на выходе из конденсатора откачивается при температуре, равной температуре насыщения, соответствующей давлению в конденсаторе. В зависимости от давления в конденсаторе (давление насыщения) эта температура насыщения составляет 15–40 °С.

Вместо того чтобы питательную воду греть в самом реакторе за счет тепла выделяющегося при делении ядерного топлива, для повышения температуры питательной воды можно использовать пар, отбираемый из промежуточной ступени турбины и уже совершивший определенную работу при расширении от начального состояния до давления в отборе. Таким образом, можно осуществить регенерацию тепла, отдаваемого охлаждающей циркуляционной воде.

Регенеративные подогреватели предназначены для ступенчатого подогрева основного конденсата за счет использования скрытого тепла при конденсации пара, отбираемого из промежуточных ступеней турбины (отборным паром).

Подогрев основного конденсата осуществляется до определенной температуры, зависящей в основном от начальных параметров пара. С увеличением начального давления увеличивается и температура обогреваемого основного конденсата.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Регенеративные подогреватели разделяются на смешивающие и поверхностные. В подогревателях смешивающего типа греющий пар непосредственно контактирует с нагреваемым конденсатом, нагревая его практически до температуры насыщения греющего пара.

В отличие от смешивающего, в поверхностном подогревателе греющий пар поступает в подогреватели, омывая поверхность пучка трубок, по которым проходит конденсат.

В поверхностном подогревателе из-за термических сопротивлений передачи теплоты, температура подогретой воды ниже температуры насыщения греющего пара на 3–5 °С. Это явление называется недогревом.

больше совершаемая им в турбине работа. При увеличении недогрева экономичность установки снижается и появляется перерасход топлива (уменьшается экономичность).

Наибольший выигрыш в экономичности регенеративного цикла, мог бы, быть достигнут при бесконечном числе отборов пара на бесконечное число регенеративных подогревателей.

Недогрев воды до температуры насыщения греющего пара обуславливает энергетическую потерю в установке. Чем меньше недогрев, тем при заданной температуре подогрева воды ниже давление отбираемого пара и

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

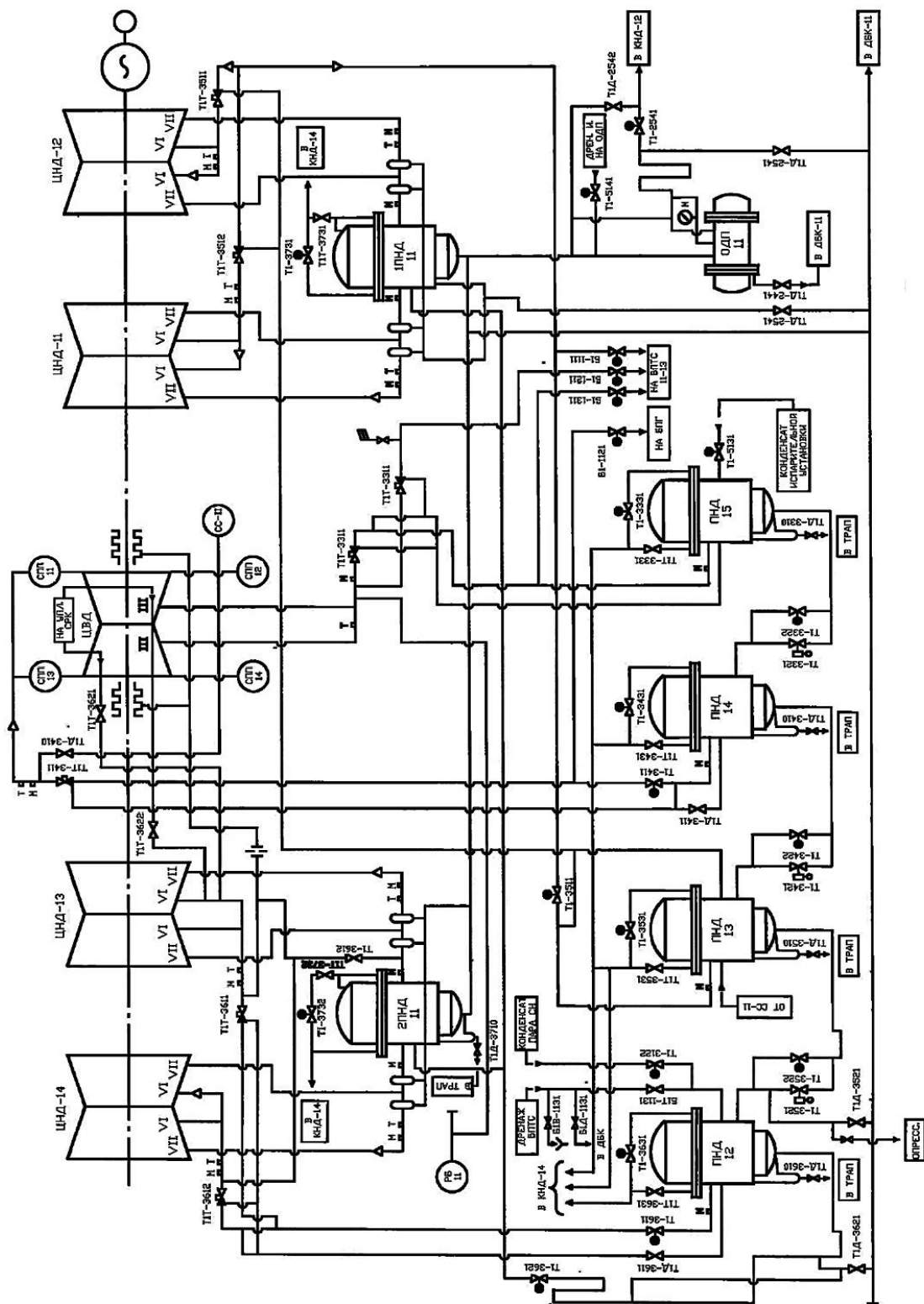


Рисунок 2 – Схема ПНД и ОДП по пару и дренажу.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.311351.001 ПЗ

больше совершаемая им в турбине работа

При ограниченном числе ступеней подогрева целесообразно выбирать точки отбора пара с таким расчетом, чтобы повышение энтальпии (или температуры) питательной воды было приблизительно одинаковым в каждой ступени подогрева или чтобы теплоперепады между ступенями отбора пара были приблизительно равны между собой.

Для увеличения совершенства схемы с поверхностными подогревателями в турбоустановках получили распространение охладители конденсата греющего пара (ОДП).

В условиях эксплуатации предпочтение отдается каскадному сливу–конденсата из подогревателей более высокого давления в подогреватели более низкого давления за счет разности давлений между этими подогревателями. При каскадной схеме слива дренажа повышение эффективности использования теплоты конденсата греющего пара достигается установкой охладителей конденсата греющего пара (ОДП) перед сбросом его в конденсаторы турбины, которые могут выполняться в виде отдельного теплообменника.

Применение ОДП дает определенный экономический эффект, так как более рационально используется теплота конденсата греющего пара. Применение охладителя конденсата (ОДП) позволяет сократить расход греющего пара на подогреватели вследствие использования тепла конденсата греющего пара для предварительного нагрева основного конденсата.

Регенеративная установка состоит из Шести кожухотрубных подогревателей низкого давления два ПНД–1 (ПНД–1–1, ПНД–1–2), ПНД–2, ПНД–3, ПНД–4, ПНД–5, один охладитель дренажа греющего пара ПНД – ОДП–1 для энергоблоков № 1,2,3 и два ОДП–1,ОДП–2 – для энергоблока №4

На Курской АЭС применяются:

- по одному подогревателю ПН–1800–42–8 (2÷5 ступени подогрева);
- два подогревателя ПН–950–42–8 (на 1–й ступени подогрева);

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- один ОДП–600–1 (для 1,2,3 блока) и два ОДП–400–1 (для 4 блока);

На самом низком по давлению отборе устанавливаются два аппарата ПН–950 имеющие два пароподводящих патрубка. На других отборах – по одному ПН–1800.

Использование двух аппаратов ПН–950 на одном отборе обусловлено трудностями компоновки трубопровода отбора чрезвычайно большого диаметра в случае установки одного ПНД удвоенной поверхности. По конструкции аппараты ПН–950 и ПН–1800 одинаковы (отличаются только размерами).

Конструктивно все ПНД представляют вертикальные кожухотрубные теплообменники поверхностного типа. Они имеют четыре хода по нагреваемому конденсату. На рисунке 3 изображена конструкция ПНД. Основные технические характеристики ПНД приведены в таблице 1 – 4.

Трубный пучок состоит из двух трубных решеток, теплообменных трубок диаметром 16×1 и системы поперечных перегородок, служащих для дистанционирования теплообменных труб и направления движения потока пара в межтрубном пространстве. Таким образом, для улучшения теплообмена, по паре ПНД также имеют несколько ходов в межтрубном пространстве.

Закрепление трубок в трубных решетках осуществляется развальцовкой с обваркой.

В подогревателях типа ПН–950 установлено 3232 трубки длиной 6000мм.

В подогревателях типа ПН–1800 – 6798 трубок длиной 5400мм.

Корпус состоит из основной обечайки и приваренных к ней внешнего кожуха и днища с опорой. На верхнем торце основной обечайки имеется приварной фланец. В верхней части обечайки (под кожухом) имеется ряд отверстий большого диаметра для прохода греющего пара к трубной системе,

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

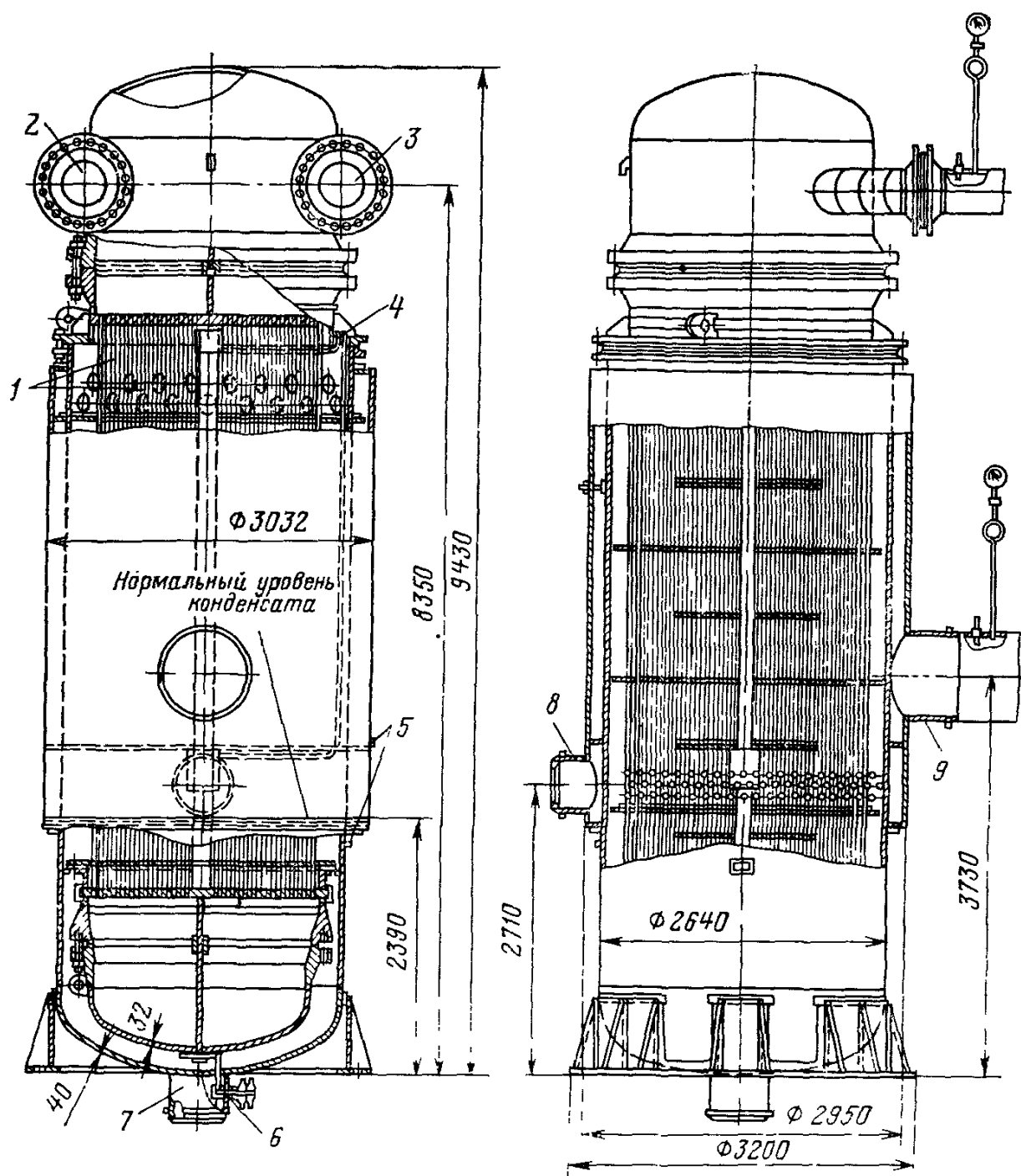


Рисунок 3 – Подогреватель низкого давления [7].

1 – трубная система, 2 – вход конденсата; 3 – выход конденсата; 4 – отсос парогазовой смеси; 5 – штуцеры к водоуказательному стеклу; 6 – штуцер опорожнения трубной системы; 7 – выход конденсата греющего пара; 8 – вход конденсата греющего пара от последующего подогревателя; 9 – вход греющего отборного пара

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.311351.001 ПЗ

Лист

29

Таблица 1 – Параметры ОК в ПНД

Наименование параметра	ПНД-1	ПНД-2	ПНД-3	ПНД-4	ПНД-5
Рабочее давление ОК, кг/см ²	41	41	41	41	41
Рабочее давление КГП, кг/см ²	-0,765	-0,404	0,309	2,24	4,94
Тем-ра на входе ОК, °С	42,0	65,9	86,7	103,1	133,5
Тем-ра на входе, КГП, °С	63,2	85,3	106,8	135,5	157,7
Тем-ра на выходе ОК, °С	58,5	81,3	108,1	132,5	155,3
Тем-ра на выходе КГП, °С	63,2	85,3	106,8	135,5	157,7
Гидравлическое сопротивление, кгс/см ²	0,9888	0,587	0,5986	0,6039	0,6145
Давление гидравлического испытания трубной системы, кгс/см ²	57	57	57	57	57
Давление гидравлического испытания корпуса, кгс/см ²	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Объем ОК, м ³	9,6	18,3	18,3	18,3	18,3
Объем КГП, м ³	23,5	33,2	29,8	29,8	29,8
Количество трубок, шт	3232	6743	6777	6742	6751
Масса подогревателя заполненного водой, т	70,7	124	110	110	110

Таблица 2 – Характеристика ПНД

Наименование	Тип	Поверхность трубн. пучка, м ³	Диаметр трубки, мм	Кол-во трубок, шт.	Пробное гидравлич. давление кгс/см ²	
					Паровое пространство	Водяное пространство
ПНД– 1/1, 1/2	ПН–950–42–8	950	16x1	3232	2	51
ПНД– 2	ПН–1800–42–8–1	1800	16x1	6798	2	51
ПНД– 3	ПН–1800–42–8–2	1800	16x1	6798	9	51
ПНД– 4	ПН–1800–42–8–3	1800	16x1	6798	9	51
ПНД– 5	ПН–1800–42–8–4	1800	16x1	6798	9	51

Таблица 3 – Характеристика отборов пара на ПНД при номинальной нагрузке турбины

Потребители	Номер отбора	Параметры в камере отбора		Количество отбираемого пара, кг/с
		Избыточное давление, кгс/см ²	Температура среды, °С	
ПНД– 1/1, 1/2	7	–0,68	70	21,21
ПНД– 2	6	–0,35	111	15,81+1,56 из упл.ЦВД
ПНД– 3	5	0,41	176	16,03
ПНД– 4	4	2,47	138	39,38
ПНД– 5	3	5,43	161	34,75

Таблица 4 – Перечень патрубков (штуцеров) внешних присоединений подогревателей низкого давления (ПНД–1–5)

Назначение патрубка (штуцера)	ПНД–1	ПНД–2	ПНД–3	ПНД–4	ПНД–5
Вход основного конденсата	426×18 (1)	630×18 (1)	630×18 (1)	630×18 (1)	630×18 (1)
Выход основного конденсата	426×18 (1)	630×18 (1)	630×18 (1)	630×18 (1)	630×18 (1)
Вход греющего пара	1020×10 (1)	1220×10 (1)	820×10 (1)	820×10 (1)	630×8 (1)
Выход конденсата греющего пара	426×8 (1)	630×8 (1)	530×8 (1)	530×8 (1)	325×18 (1)
Вход конденсата греющего пара из предыдущего ПНД	426×8 (1)	530×8 (1)	530×8 (1)	325×10 (1)	–

Продолжение таблицы 4

Присоединение конденсатных бачков	22×3 (4)	22×3 (4)	22×3 (4)	22×3 (4)	22×3 (4)
Отсос парогазовой смеси	60×5 (2)	60×5 (1)	60×5 (1)	60×5 (1)	60×5 (1)
Воздушник	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)
Вход конденсата греющего пара бойлеров	—	219×10 (1)	—	—	—
Вход дренажа СПП (слив СС)	—	—	426×10 (1)	—	—
Вход постоянной продувки испарителей	—	—	—	159×4,5 (1)	
Опорожнение трубной системы	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)
Периодическая продувка межтрубного пространства	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)

при расположении пароподводящих патрубков в нижней части внешнего кожуха. Такая конструкция является более надежной от заброса воды в турбину при разрыве трубок в ПНД.

Корпус подогревателя сварной конструкции, состоит из обечаек, днища, фланца и опоры, сваренных между собой.

В корпус вварены штуцеры:

- для подвода греющего пара;
- для отвода конденсата греющего пара;
- для подвода дренажа из предыдущего ПНД;
- для присоединения водоуказательных стекол;
- импульсной линии автоматики и защиты ПНД по превышению уровня;

– импульсных линий автоматических устройств, управляющих регулирующими клапанами уровня конденсата в корпусе.

Материал корпуса – сталь 12Х18Н10Т для 3–го блока и ст.20 для 4–го блока.

Выемная часть ПНД состоит из трубной системы с нижней водяной камерой, промежуточной обечайки и верхней водяной камеры.

К корпусу при помощи резьбовых шпилек и гаек крепится трубная система. Трубная система представляет собой пучок прямых трубок диаметром 16×1, развальцованных и обваренных в двух трубных досках. Дополнительное крепление трубок в пучке осуществляется с помощью перегородок типа «диск–кольцо», которые служат также для организации движения парового потока в межтрубном пространстве.

Верхняя трубная доска трубной системы вваривается в промежуточную обечайку. Нижняя трубная доска с нижней перепускной водяной камерой остается незакрепленной. Выполнение нижней части трубной системы по типу «плавающей головки» исключает возникновение дополнительных напряжений от температурного удлинения трубок.

Нижняя перепускная водяная камера представляет собой эллиптическое днище с вваренной в него (по диагонали) вертикальной перегородкой. С помощью фланцевого соединения камера крепится к нижней трубной доске.

Промежуточная обечайка своим нижним фланцем прикрепляется к фланцу основной обечайки корпуса.

В верхнему фланцу промежуточной обечайки крепится фланец верхней водяной камеры.

Верхняя распределительная водяная камера состоит из днища и обечайки сваренных между собой. В обечайку вварены два изогнутых патрубка Ду600 для входа и выхода основного конденсата. Для направления движения потока основного конденсата по ходам трубного пучка в камере закреплена Т–образная перегородка.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Фланцевые соединения водяных камер и корпуса завариваются для повышения герметичности. Сварной шов малого катета накладывается на специальные элементы – «губки», являющиеся частью каждого фланца.

При проведении ремонтных работ, связанных со снятием водяных камер или трубной системы, сварной шов удаляется, и при сборке – вновь накладывается. После нескольких подобных операций вместо «губки», срезанных вместе со сварным швом, к фланцам привариваются металлические прокладки – мембраны, по которым в дальнейшем проводится заварка фланцевого разъема. Материал выемной части и трубок – сталь 09Х18Н10Т.

Движение пара в подогревателях организуется без застойных зон, обогащенных воздухом, в противном случае резко снизился бы коэффициент теплопередачи. В ПНД осуществляется надежный отсос воздуха, причем для одноконтурных АЭС систему отсоса в конденсатор выполняют из нержавеющей аустенитных сталей.

Парогазовоздушная смесь удаляется из центральной зоны нижней части трубного пучка двумя трубками. Во избежание накопления гремучей смеси в одном ПНД и предотвращения взрывоопасных ее концентраций отсос из каждого ПНД осуществляется непосредственно в конденсатор, а не каскадной схемой через другие подогреватели, как конденсат греющего пара.

Преимущества такой схемы отсоса ПВС из ПНД – наибольший перепад давления из подогревателя в вакуумную часть и независимость от других подогревателей.

Недостатки – большие потери пара уходящие вместе со сдувкой в КНД, особенно в подогревателях большего давления и большое количество арматуры на трубопроводах.

Греющий пар из отбора турбины поступает по расположенному в средней части корпуса патрубку в наружный кожух. Далее греющий пар проходит вверх между внешним корпусом и внутренним корпусом подогревателя и затем через отверстия в верхней части поступает на трубную

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

систему. Пар распределяется сверху вниз по всему межтрубному пространству подогревателя с помощью системы поперечных перегородок, и снаружи омывает трубки, в которых движется основной конденсат. Система перегородок по паровому пространству организует движение пара и дистанцируя трубки предохраняет их от вибрации. ПНД– 1 имеет два патрубка подвода греющего пара, а остальные ПНД – по одному.

Уровень в ПНД–5, 4, 3 1–го энергоблока и ПНД–4,5 2–го энергоблока поддерживается соответствующим регулятором уровня (клапаном) на отводе дренажа в нижележащий ПНД. Отвод дренажа из ПНД–2 в ПНД– 1 и из ПНД– 1 (ОД11) в КНД производится через гидрозатворы высотой пять метров и задвижку Т–2541 (для 1–го энергоблока). Для 2–го энергоблока между ПНД– 3 и ПНД–2 также установлен двойной гидрозатвор высотой 5 метров.

Отключение ПНД и ОДП по основному конденсату и дренажу не предусмотрено. Каждый из регулирующих клапанов уровня конденсата греющего пара в ПНД имеет байпас с отсечной задвижкой.

На подводе отборного пара к ПНД–2,3,4 установлена запорная арматура, на отборах к ПНД–1/1, ПНД–1/2 и ПНД–5 запорной арматуры нет.

Каждый из отборов оснащен быстродействующим обратным клапаном с сервоприводом (КОС), предохраняющим турбоагрегат от разгона и заброса воды в проточную часть при обратном движении среды в отборах, что возможно при срабатывании защит на останов ТГ.

Регулирование уровня конденсата в конденсаторах и обеспечение необходимого расхода конденсата в схеме регенерации осуществляется клапаном двойного действия Т1–4511 (РУК). При закрытом положении РУК («ноль» по УП) полностью перекрыт расход основного конденсата в ПНД и максимально открыт расход основного конденсата на рециркуляцию в конденсатор. По мере открытия РУК увеличивается расход основного конденсата на ПНД, а расход на рециркуляцию уменьшается. При открытии клапана на 30 процентов расход в сторону рециркуляции в конденсатор

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

закрывается полностью, дальнейшее открытие РУК изменяет расход основного конденсата только через ПНД.

1.4. Проблемы эксплуатации регенеративной установки низкого давления

Попадание воды в проточную часть турбины.

Переполнение межтрубного пространства подогревателя из-за повреждения трубной системы или неудовлетворительной работы регуляторов уровня дренажа греющего пара приведет в случае отказа или задержки действия защитных устройств к попаданию воды в проточную часть турбины через паропроводы отборов и к авариям с тяжелыми последствиями.

Рассмотрим сначала ситуацию, связанную с отказом системы регулирования уровня в ПНД. В случае плотной трубной системы полное заполнение аппарата конденсатом греющего пара может не произойти, так как по мере затопления поверхности нагрева будет уменьшаться количество конденсирующегося на ней пара из отбора турбины. В этом случае опасна ситуация при резкой разгрузке турбины, при этом вода обратным ходом из подогревателя может попасть в проточную часть.

Поэтому самое опасное исходное событие это разрыв трубок по конденсатной воде в подогревателе, и самое неприятное следствие этого отклонения от нормальной эксплуатации – попадание воды или холодного пара в проточную часть турбины.

Водяной удар происходит при попадании воды внутрь работающей турбины. Попадания значительного количества воды почти всегда приводит к полному разрушению проточной части цилиндра.

Статистика повреждений на турбинах показывает, что в 70% случаев вода в турбину попадает из паропроводов отбора на регенеративные подогреватели.

В течение одного из годов на турбинах американской фирмы «Вестингауз» произошло 12 случаев заброса воды. Шесть из этих турбин

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

получили серьезные повреждения. Простои каждой из них составил от нескольких недель до нескольких месяцев. Авария турбины мощностью 450 МВт произошла из-за заброса воды в выходной патрубок ЦСД из переполненного подогревателя; аналогичная авария произошла и на турбине мощностью 500 МВт из-за нарушения плотности трубок подогревателя.

В течение одного из годов вынужденные простои турбоустановок из-за заброса воды произошли на 11 турбинах американской фирмы «Дженерал электрик»; суммарная длительность этих простоев составила 27% общего времени вынужденных простоев.

В одном из случаев произошел заброс воды из ПНД в обойму последней ступени с поломкой лопаток. В остальных случаях вода попадала из паропроводов отбора на горячие элементы корпуса турбины, вызывая их коробление с последующими задеваниями в уплотнениях и вибрацией, и на ротор, вызывая его остаточный прогиб.

Недогрев воды в подогревателях.

Другим отклонением от нормальной эксплуатации является недогрев воды в подогревателях. Совершенство работы подогревателей системы регенеративного подогрева воды характеризуется температурным напором – разностью температур насыщения (T_s) при давлении греющего пара в подогревателе и выходящей из подогревателя воды ($T_{\text{конд. вых}}$). Температурный напор для подогревателей низкого давления составляет обычно 5–6 °С.

Причины недогрева могут быть разными:

- наличие воздуха в паровом пространстве подогревателя из-за некачественной работы сдувок;
- разрушение направляющих перегородок по пару и, связанные с этим перетечки пара в зазорах между направляющими перегородками и корпусом;
- дросселирование пара в подводящем паропроводе (неполностью открытая задвижка на паропроводе, упавшие блины в задвижке, заклинивание

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

штока КОС в закрытом или промежуточном положении);

- отключение нижнего подогревателя по пару или недостаточный подогрев в нем;
- затопление трубной системы при повышенном уровне конденсата в корпусе подогревателя;
- разрушение Т-образной перегородки по основному конденсату и уменьшение расхода основного конденсата через рабочую область подогревателя;
- загрязнение теплопередающей поверхности трубной системы подогревателей;
- пропуск задвижки Т-4611 (для ПНД-5);

Последствия недогрева основного конденсата в ПНД тоже весьма неприятны.

Во-первых:

Для каждой турбоустановки установлена и регламентирована тепловой характеристикой турбоагрегата номинальная для каждой нагрузки температура выходящей из подогревателя воды. Конечная энтальпия конденсатной воды после последнего ПНД непосредственно влияет на расход тепла турбоустановкой. Недогрев конденсата в отдельных подогревателях регенеративной системы приводит как к ухудшению экономичности турбоустановки (уменьшается относительный внутренний к.п.д. теплового цикла), так и к снижению надежности самих подогревателей (недогрев в предыдущем приводит к перегрузке последующего).

Во-вторых:

Уменьшение температуры основного конденсата перед деаэрационной установкой приводит к тепловой перегрузке деаэраторов и появлению гидроударов в них из-за увеличения подачи греющего пара. Вследствие этого увеличивается скорость движения пара в колонке с возможным захватом и выбросом воды в выпарной трубопровод с дальнейшим движением влаги на основные эжектора, что естественно приводит к ухудшению вакуума в КНД.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тепловая перегрузка может также привести к увеличению кислородосодержания в питательной воде.

Неисправности РУК.

- большой пропуск в закрытом положении и как следствие невозможность удержания уровня в КНД;
- обесточивание электропривода;
- расштоковка РУК от электропривода;
- неисправность тормоза на валу электродвигателя привода и как следствие самопроизвольное открытие клапана РУК;
- резкие броски расхода в какой-то зоне регулирования уровня в КНД.

Большой пропуск в закрытом положении и как следствие невозможность удержания уровня в КНД. В зависимости от тенденции изменения уровня в КНД и нагрузки турбоагрегата, порядок действия должен быть следующим:

При нагрузке менее 150 МВт:

– При уменьшении уровня в КНД восстановить уровень приоткрытием задвижки Т–4541. В дальнейшем, контролируя уровень в КНД, прикрывать задвижку Т–4512, приоткрывая Т–4521, перейти на регулирование уровня в КНД задвижкой Т–4521 (при закрытой Т–4512). Если ремонт клапана задерживается или невозможен, то при нагружении турбины закрыть задвижки Т–4531 и Т–4541.

При разгрузке турбины до 150 МВт, открывать на 20–30% задвижку Т–4541. Контролировать работу эжекторов – нагрев основного конденсата в эжекторах не должен превышать 5°C;

При увеличении уровня, остановить рост уровня в КНД приоткрытием задвижки Т–4521, после снижения уровня приоткрыть задвижку Т–4541.

В дальнейшем, поочередно прикрывая Т–4512 и приоткрывая Т–4521, перейти на регулирование уровня задвижкой Т–4521 при закрытой Т–4512.

При нагрузке больше 150 МВт:

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При уменьшении уровня приоткрыть задвижку Т–4541 до начала роста уровня. Поочередно прикрывая Т–4512 и приоткрывая Т–4521, перейти на регулирование уровня вручную задвижкой Т–4521 (при открытой Т–4512). Закрывать задвижки Т–4531,4541. При разгрузке до 150МВт на 20–30% открыть задвижку Т–4541. Контролировать работу эжекторов – нагрев основного конденсата в эжекторах не должен превышать 5°С.

При увеличении уровня остановить рост уровня в конденсаторе приоткрытием Т–4521. Поочередно, прикрывая задвижку Т–4512 и приоткрывая задвижку Т–4521, перейти на регулирование уровня задвижкой Т–4521. После перехода на регулирование уровня в КНД на байпасы РУК, закрыть задвижку Т–4531.

Высокий уровень в ПНД.

- проверить схему слива конденсата греющего пара;
- закрытие задвижки на паропроводе;
- отказ схем регулирования уровня;
- разуплотнение трубного пучка или фланца плавающей головки;
- отказ в работе сдувок с верхней части гидрозатворов на каскадном сливе с ПНД;
- отказ в схеме измерения уровня (опорожнение уравнительных бачков, свищи в импульсных линиях, отказы дифманометров или вторичных приборов в цепях измерения уровня);
- для ПНД–3 при наборе нагрузки открытие задвижки Т–1713 слива СС;
- для ПНД–2 влияние сливов с БПТС и от СВО–4 (выпарной установки ХЦ);
- для ПНД–4 влияние слива с испарителей постоянной продувки;

На Курской АЭС был случай, когда при пуске турбины ошибочно закрыли вручную задвижку Т–2531, и сработала защита на отключение турбины по повышению уровня в ПНД. После этого случая, в инструкцию по

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

эксплуатации внесли требование о разборке эл.схемы Т–2531 перед пуском турбины в открытом положении.

1.5 Цели и задачи работы

Объектом исследования является поверхностный подогреватель низкого давления энергоблока Курской АЭС. Цель работы – провести анализ эффективности эксплуатации регенеративных подогревателей, конструкторский расчет подогревателя. Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- анализ методов повышения интенсивности теплообмена;
- расчет подогревателя
 - тепловой
 - гидравлический (с учетом возможного изменения конструкции)
 - расчет геометрических параметров ПНД;
- расчет экономических затрат на модернизацию подогревателя
- проанализировать рабочие места в турбинном цехе на предмет выявления основных опасностей и вредностей, оценить степень воздействия их на персонал и природную среду

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Расчет затрат на модернизацию подогревателя

Трубы теплообменной поверхности, верхняя и нижняя трубные доски, нижняя водяная камера а так же крышка водяной камеры сделаны из стали 09X18H10T, стоимость стали $C_{09X18} = 580 \text{руб} / \text{кг}$.

Стоимость труб, верхней трубной доски, нижней трубной доски, нижней водяной камеры и крышки водяной камеры нового оборудования:

$$\begin{aligned} C_1 &= (M_{тр} + M_{кр} + M_{тр.д} + M_{тр.д.н} + M_{в.к.}) \cdot C_{09X18} = \\ &= (10900 + 5767 + 3429 + 4219 + 4550) \cdot 580 = 16742000 \text{руб}. \end{aligned}$$

Цилиндрическая обечайка внешний кожух, и эллиптическое днище сделаны из стали 12X18H10T, стоимость стали $C_{12X18} = 750 \text{руб} / \text{кг}$.

Стоимость цилиндрической обечайки. и эллиптического днища нового оборудования:

$$\begin{aligned} C_2 &= (M_{об.} + M_{дн.} + M_{кож.}) \cdot C_{12X18} = (4561,9 + 2550 + 3429,4) \cdot 750 = \\ &= 7906000 \text{руб}. \end{aligned}$$

Полная стоимость нового оборудования:

$$C_{п.н.} = C_1 + C_2 = 16742000 + 7906000 = 24648000 \text{руб}.$$

Стоимость труб, верхней трубной доски, нижней трубной доски, нижней водяной камеры и крышки водяной камеры базового оборудования:

$$\begin{aligned} C_1 &= (M_{тр} + M_{кр} + M_{тр.д} + M_{тр.д.н} + M_{в.к.}) \cdot C_{09X18} = \\ &= (13080 + 5767 + 3429 + 4219 + 4550) \cdot 580 = 18006000 \text{руб}. \end{aligned}$$

Цилиндрическая обечайка, внешний кожух и эллиптическое днище сделаны из стали 12X18H10T, стоимость стали $C_{12X18} = 750 \text{руб} / \text{кг}$.

Стоимость цилиндрической обечайки, внешнего кожуха и эллиптического днища базового оборудования:

$$\begin{aligned} C_2 &= (M_{об.} + M_{дн.} + M_{кож.}) \cdot C_{12X18} = (5474,3 + 2550 + 3429,4) \cdot 750 = \\ &= 8590300 \text{руб}. \end{aligned}$$

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полная стоимость базового оборудования:

$$C_{н.б.} = C_1 + C_2 = 18006000 + 8590300 = \\ = 26596000 \text{ руб.}$$

Стоимость монтажных работ

Затраты на арматуру, трубопроводы, монтаж, установку и теплоизоляционные расходы составляют 28% от стоимости основного оборудования. Непредвиденные затраты примем 3% от общих расходов. Итого суммарные затраты на модернизацию составят:

Капитальные вложения в новое оборудование:

$$K_n = C_{н.н.} + 0,28 \cdot C_{н.н.} + 0,3 \cdot C_{н.н.} = 2464,8 \cdot 10^4 + 0,28 \cdot 2464,8 \cdot 10^4 + 0,3 \cdot 2464,8 \cdot 10^4 = \\ = 3285 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

Капитальные вложения базовое оборудование:

$$K_б = C_{н.б.} + 0,28 \cdot C_{н.б.} + 0,3 \cdot C_{н.б.} = 2659,6 \cdot 10^4 + 0,28 \cdot 2659,6 \cdot 10^4 + 0,3 \cdot 2659,6 \cdot 10^4 = \\ = 3518,8 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

Таблица 7 – стоимость базового и нового оборудования.

Показатель	Значение	Единицы измерения
Стоимость нового оборудования	$24,648 \cdot 10^6$	Руб.
Стоимость базового оборудования	$26,596 \cdot 10^6$	Руб.
Капитальные вложения в новое оборудование	$3285 \cdot 10^4$	Руб.
Капитальные вложения в базовое оборудование	$3518,8 \cdot 10^4$	Руб.

3.2 Определение годовых издержек на эксплуатацию подогревателя

$$I = I_a + I_{зн} + I_{тр} + I_{пр}$$

Где I_a – годовые затраты на амортизацию; $I_{зн}$ – годовые затраты на заработную плату; $I_{тр}$ – годовые затраты на ремонт; $I_{пр}$ – прочие расходы.

Определение годовых издержек на амортизацию.

Издержки на амортизацию определим по формуле:

$$I_a = \frac{K_{\text{мод}} \cdot H_{\text{ам}}}{100};$$

Где $K_{\text{азс}}$ – капиталовложения в модернизацию подогревателя; $H_{\text{ам}}$ – норма амортизации принимается равно 3–4 %.

Издержки на амортизацию для нового оборудования:

$$I_a = \frac{3285 \cdot 10^4 \cdot 3,5}{100} = 1149800 \text{ руб./год}$$

Издержки на амортизацию для базового оборудования:

$$I_a = \frac{3518,8 \cdot 10^4 \cdot 3,5}{100} = 1231600 \text{ руб./год}$$

Определение годовых издержек на заработную плату.

Основная заработная плата:

$$ЗП_{\text{зн}} = N_{\text{ч}} \cdot З_{\text{н}}^{\text{мес}} \cdot 12$$

Где $N_{\text{ч}}$ – количество человек обслуживающих ПНД; $З_{\text{н}}^{\text{мес}}$ – заработная плата обслуживающего персонала.

$$ЗП_{\text{осн}} = 10 \cdot 25000 \cdot 12 = 3000000 \text{ руб./год}$$

К дополнительной заработной платой относятся оплата очередных и дополнительных отпусков, компенсации за неиспользуемый отпуск, оплата перерывов в работе кормящих матерей, оплата за время, использованное работником на выполнение государственных и общественных обязанностей, и другие выплаты, предусмотренные трудовым законодательством, за не проработанное на производстве время.

Дополнительная заработная плата укрупнено берется 9% от основной заработной платы:

$$ЗП_{\text{доп}} = ЗП_{\text{осн}} \cdot 9\% = 3000000 \cdot 0,09 = 270000 \text{ руб./год.}$$

Отчисления на социальные нужды начисляются с основной и дополнительной заработной платы:

$$ЗП_{отч} = (ЗП_{осн} + ЗП_{доп}) \cdot 31,7\% = (3000000 + 270000) \cdot 0,317 = 1036590 \text{ руб./год}$$

где 31,7% – коэффициент, учитывающий отчисления:

в пенсионный фонд – 22%;

в соцстрах – 2,9%;

в медицинское страхование – 5,1%;

отчисление от несчастного случая – 1,7% (АЭС).

Годовые издержки на заработную плату:

$$I_{зн} = ЗП_{осн} + ЗП_{доп} + ЗП_{отч} = 3000000 + 270000 + 1036590 = 4306590 \text{ руб./год}$$

Определение издержек на ремонт.

Издержки на ремонт нового оборудования:

$$I_{np} = 0,2 \cdot I_a = 0,2 \cdot 1149800 = 229960 \text{ руб./год}$$

Издержки на ремонт базового оборудования:

$$I_{np} = 0,2 \cdot I_a = 0,2 \cdot 1231600 = 246320 \text{ руб./год}$$

Определение затрат на прочие расходы.

Издержки на прочие расходы нового оборудования:

$$I_{np} = 0,35 \cdot I_a = 0,35 \cdot 1149800 = 402430 \text{ руб./год}$$

Издержки на прочие расходы базового оборудования:

$$I_{np} = 0,35 \cdot I_a = 0,35 \cdot 1231600 = 431060 \text{ руб./год}$$

Определение годовых эксплуатационных издержек подогревателя.

Годовые эксплуатационные издержки связанные с обслуживанием нового подогревателя:

$$I_n = 1149800 + 4306590 + 229960 + 402430 = 6,088 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

Годовые эксплуатационные издержки связанные с обслуживанием базового подогревателя:

$$I_o = 1231600 + 4306590 + 246320 + 431060 = 6,215 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Таблица 8 – годовые эксплуатационные издержки нового и базового оборудования.

показатель	Значение		Единицы измерения
	Базовое оборудование	Новое оборудование	
Амортизация	1149800	1231600	Руб./год
Заработная плата	4306590	4306590	
Ремонт оборудования	229960	246320	
Прочие годовые издержки	402430	431060	
Итого	$6,088 \cdot 10^6$	$6,215 \cdot 10^6$	

3.3 Расчет экономического эффекта

Годовой экономический эффект может быть рассчитан, как разность приведенных затрат по вариантам базового и нового оборудования:

$$\mathcal{E} = Z_B - Z_H = (I_{\bar{o}} + K_{\bar{o}} \cdot r) - (I_n + K_n \cdot r)$$

Фактор обесценивания денежных средств с течением времени учитывается процедурой дисконтирования с использованием ставки дисконтирования r . Обоснование величины r является достаточно сложной задачей, при этом это значение не является величиной постоянной, а меняется в зависимости от общего состояния экономики страны, где планируется реализация проекта, так и от отраслевых особенностей реализуемого проекта. В общем случае r принято определять как:

$$r = r_{\bar{o}} + r_{\text{риск}} = 7 + 8 - 15\%,$$

Где $r_{\bar{o}}$ – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по без рисковому

инвестирования средств; $r_{\text{риск}}$ – премия за риск, зависящая от отраслевой особенности реализуемого проекта, а также склонности инвесторов к риску в разных условиях рыночной конъюнктуры.

Экономический эффект:

$$\Theta = (6,215 \cdot 10^6 + 3518,8 \cdot 10^4 \cdot 0,15) - (6,088 \cdot 10^6 + 3285 \cdot 10^4 \cdot 0,15) = 477700 \text{ руб/год}$$

Предположим, что блок проработал 10 лет. Тогда оставшееся время работы блока – 20 лет.

Чистый приведенный доход:

$$NPV = K_{\text{б}} - K_{\text{н}} + \sum_{t=1}^T \frac{\Delta M}{(1+r)^t} = 3518,8 \cdot 10^4 - 3285 \cdot 10^4 + \sum_{t=1}^{20} \frac{6,215 \cdot 10^6 - 6,088 \cdot 10^6}{(1+0,15)^t} = 3,1329 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Где $T = 20$ лет время в течении которого модернизированная АЭС еще будет эксплуатироваться.

Значение ЧПД положительно, что означает, что в результате реализации проекта будет получен доход с учетом фактора временного обесценивания денег.

Таблица 9 – экономический эффект.

Показатель	Значение	Единицы измерения
Приведенные затраты базового оборудования	$11,493 \cdot 10^6$	Руб
Приведенные затраты нового оборудования	$11,016 \cdot 10^6$	Руб
Годовой экономический эффект	477700	Руб./год
NPV	$3,1329 \cdot 10^6$	Руб.
Ставка дисконтирования	0,15	

3.4 Определение годовых эксплуатационных расходов блока

$$I = I_a + I_{zn} + I_{mp} + I_{np} + I_m,$$

Где I_a – годовые затраты на амортизацию; I_{zn} – годовые затраты на заработную плату; I_{mp} – годовые затраты на ремонт; I_{np} – прочие расходы; I_m – годовые издержки на топливо.

Определение расхода ядерного горючего.

Годовой расход ядерного горючего:

$$B_{год} = \frac{Q_p \cdot 365 \cdot K_y}{\bar{B}},$$

где: Q_p – тепловая мощность реактора, МВт.

$K_y = \frac{h_y}{8670}$ – коэффициент использования установленной мощности

АЭС.

h_y – число часов установленной мощности (для АЭС принимается равным 6000–7000 часов в год).

$\bar{B}$ – средняя глубина выгорания ядерного горючего, МВт·сут/т.

Для реактора типа РБМК–1000 принимается 18500...20000 МВт·сут/т, принимаем:

$$\bar{B} = 20000 \frac{\text{МВт} \cdot \text{сут}}{\text{т}}.$$

Годовой расход ядерного горючего:

$$B = \frac{3200 \cdot 365 \cdot \frac{7000}{8670}}{20000} = 47,15 \text{ т.}$$

Оценка стоимости ядерного топлива, издержек на топливо.

Для вычисления годовых издержек необходимо определить стоимость горючего для реактора РБМК с учетом его транспортировки и др.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Затраты АТЭЦ на ядерное топливо принято рассчитывать исходя из установленной цены ТВС со свежим топливом, поставляемых на АЭС, без учета стоимости урана и плутония, накопленного в отработанном топливе и расходов по химической переработке отработанного топлива [14].

Удельная стоимость ядерного топлива за период кампании с однородной топливной загрузкой:

$$C_m = C_{исх.} + C_{об.У} + C_{изг.} + C_{транс} + = \\ 90 + 650 + 100 + 3 = 843 \text{ дол / кг} = 50580 \text{ рублей/кг}$$

где $C_{исх.}$ – удельная стоимость исходного продукта (природного урана); $C_{об.У}$ – удельная стоимость обогащенного урана; $C_{изг.}$ – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость КМ; $C_{транс}$ – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС.

Годовые издержки на топливо:

$$I_m = B_{год} \cdot (C_m + C_{выд}).$$

Где $C_{выд}$ – стоимость выдержки отработавшего горючего в бассейнах аэс.

$$I_m = 47,5 \cdot 10^3 \cdot (50580 + 1500) = 247 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Определение годовых издержек на заработную плату.

Основной годовой фонд зарплаты производственного персонала по АТЭЦ определяется как:

$$I_{зн}^{осн} = n_{шт} \cdot N_y \cdot \Phi_{год}^{ср} \cdot (1 + \alpha_{пр}) = 1,3 \cdot 1000 \cdot 300000 \cdot (1 + 0,4) = 546 \text{ млн.руб,}$$

где $\Phi_{год}^{ср}$ – среднегодовой фонд зарплаты на одного человека;

$\alpha_{пр}$ – премиальный фонд (20...40%) от заработной платы.

Помимо фонда основной заработной платы АТЭЦ формирует фонд дополнительной заработной платы $I_{зн}^{доп}$, из которого осуществляется оплата очередных отпусков и другие выплаты, не связанные с рабочим временем.

Фонд дополнительной заработной платы обычно определяется в процентах (15–20%) от фонда основной заработной платы:

$$I_{\text{зн}}^{\text{доп}} = (0,15 \dots 0,2) \cdot I_{\text{зн}}^{\text{осн}} = 0,2 \cdot 546 = 109,2 \text{ млн.руб.}$$

Полный фонд заработной платы, включающий в себя помимо основного и дополнительного фондов, должен учитывать страховые взносы во

внебюджетные фонды:

$$ECH = 0,3 \cdot (I_{\text{зн}}^{\text{доп}} + I_{\text{зн}}^{\text{осн}}) = 0,317 \cdot (546 + 109,2) = 207,7 \text{ млн.руб.},$$

из которого 22% подлежит перечислению в Пенсионный фонд, 5,1% – в Фонд обязательного медицинского страхования, 1,7 – в фонд социального страхования несчастного случая и 2,9% – в Фонд социального страхования.

Таким образом, полные затраты на заработную плату производственного персонала с учетом выплат во внебюджетные фонды, относимые на себестоимость отпущенной продукции, составляют:

$$I_{\text{зн}} = I_{\text{зн}}^{\text{доп}} + I_{\text{зн}}^{\text{осн}} + ECH = 546 + 109,2 + 207,7 = 862,9 \text{ млн.руб.}$$

Определение годовых издержек на амортизацию.

Издержки на амортизацию определим по формуле:

$$I_a = \frac{K_{\text{аэс}} \cdot H_{\text{ам}}}{100};$$

Где $K_{\text{аэс}} = K_{\text{уд}} \cdot N_{\text{уст}} = 370 \cdot 1000 \cdot 10^3 = 370 \cdot 10^6$ МВт – капиталовложения в АЭС; $K_{\text{аэс}} = 370$ руб./кВт – капиталовложения в АЭС; $H_{\text{ам}}$ – норма амортизации принимается равно 3–4 %.

$$I_a = \frac{370 \cdot 10^6 \cdot 3,5}{100} = 12,95 \cdot 10^6 \text{ руб/год}$$

Определение издержек на ремонт.

$$I_{\text{мп}} = 0,2 \cdot I_a = 0,2 \cdot 12,95 \cdot 10^6 = 2,59 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Определение затрат на прочие расходы.

$$I_{\text{пр}} = 0,35 \cdot I_a = 0,2 \cdot 869700 = 4,53 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки блока:

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

$$I_{\text{н}} = 247 \cdot 10^6 + 12,95 \cdot 10^6 + 862,9 \cdot 10^6 + 2,59 \cdot 10^6 + 4,53 \cdot 10^6 = 11,3 \cdot 10^8$$

руб.

Таблица 10 – годовые эксплуатационные издержки блока.

Показатель	Значение	Единицы измерения
Амортизация	$12,95 \cdot 10^6$	Руб./год
Заработная плата	$862,9 \cdot 10^6$	Руб./год
Ремонт основного оборудования	$2,59 \cdot 10^6$	Руб./год
Прочие годовые издержки	$4,53 \cdot 10^6$	Руб./год
Издержки на топливо	$247 \cdot 10^6$	Руб./год
Годовой расход ядерного горючего	47,15	Тонн/год
Итого	$11,3 \cdot 10^8$	Руб./год