

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

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
ПРОЕКТ ЭНЕРГОБЛОКА ПОВЫШЕННОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ АЭС С ВВЭР

УДК 621.311.25:621.039.524.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Климанов Сергей Геннадьевич		

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 безопасно- сти 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 тех- нологических процессов	В.С. Андык	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ка- федры 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 автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Специальность подготовки **140404 Атомные электрические станции и установки**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

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

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-6101	Климанову Сергею Геннадьевичу

Тема работы:

Проект энергоблока повышенной экономичности АЭС с ВВЭР	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 10384/с от 02.12.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20 января 2017
--	-----------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Целью работы является определение показателей тепловой экономичности комбинированного энергоблока АЭС с ВВЭР на базе типового проекта АЭС-2006. Определение влияния на повышение технико-экономических показателей, за счет повышения мощности ПТУ при вытеснении отборов греющего пара. В качестве исходных данных для расчета является типовой проект ЭБ АЭС-2006.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Обоснование проектирования<ol style="list-style-type: none">1.1 Обзор источников по теме1.2 Выбор типа установки для комбинированного энергоблока1.3 Принципиальная тепловая схема комбинированного энергоблока2. Расчеты тепловой схемы<ol style="list-style-type: none">2.1 Расчет тепловой схемы энергоблока АЭС2.2 Расчет тепловой схемы комбинированного энергоблока АЭС с ГТУ2.3 Расчет поверхностей нагрева котла-утилизатора

	3. Компоновка энергоблока и основного оборудования 4. Автоматизированная система управления температурой пара на выходе пароперегревателя котла-утилизатора 5. Социальная ответственность 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Заключение
Перечень графического материала	1. Развернутая тепловая схема комбинированного блока АЭС – 1л. формата А1 2. План и компоновка основного оборудования АЭС - 3л. Формата А1 3. Поверхности нагрева КУ– 2л. Формата А1 4. Функциональная схема контроля температуры пара ППВД КУ – 1л. формата А2
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Сергейчик С.И., доцент кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Амелькович Ю.А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Автоматизация технологических процессов	В.С. Андык, доцент кафедры теплоэнергетических процессов и производств

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.07.2016 г.
---	----------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Климанов Сергей Геннадьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-6101	Климанову Сергею Геннадьевичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Атомных и тепловых электростанций
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	140404 Атомные электрические станции и установки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Проектирование комбинированного энергоблока АЭС с ГТУ. Эксплуатация ГТУ на данном объекте.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность:</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты). 	<p>1. Производственная безопасность:</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - Искусственное освещение; - Обеспечение санитарных норм по уровню шумов и вибрации; - Обеспечение микроклимата помещений; - Электростатическое излучение. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - Обеспечение электробезопасности; - Взрывобезопасность; - Обеспечение противопожарной безопасности.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. – 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Основные виды воздействия на окружающую среду; - Воздействия объекта на атмосферу; - Воздействие объекта на гидросферу; - Воздействие объекта на литосферу; - Предполагаемое акустическое воздействие объекта.

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Мероприятия по ЧС; - Возможные причины и факторы возникновения и развития ЧС; - Оценка последствий ЧС; - Предупреждение ЧС; - Ликвидация последствий ЧС.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Специальные трудовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны машиниста.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Климанов Сергей Геннадьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-6101	Климанову Сергею Геннадьевичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Атомных и тепловых электростанций
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	140404 Атомные электрические станции и установки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Типовой проект энергоблока АЭС-2006 2. Расчет комбинированного энергоблока
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	3. Нормы и нормативы расходования ресурсов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	4. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Определение капиталовложений в проект АЭС и комбинированного энергоблока
2. Планирование штатов и фонда заработной платы
3. Определение прибыли и издержек энергоблока АЭС
4. Определение экономического эффекта
5. Определение рентабельности, срока окупаемости, нормы доходности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности комбинированного энергоблока

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Климанов Сергей Геннадьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа: 109 страниц, 22 рисунка, 14 таблиц, 55 источников.

Ключевые слова: АЭС, комбинированный энергоблок, ВВЭР – 1200, газотурбинная установка, котел-утилизатор.

Объектом проектирования является комбинированный энергоблок АЭС с ГТУ на базе энергоблока повышенной экономичности АЭС -2006.

Целью проекта является растёт показателей тепловой экономичности комбинированного энергоблока АЭС. В данной варианте предложен способ повышения показателей тепловой экономичности комбинированного энергоблока АЭС за счет включение в схему энергоблока ГТУ с КУ, где теплота отработавших газов используется для перегрева свежего пара, вытеснения отбора свежего пара на пароперегреватель второй ступени и замещения регенеративного отбора ПТУ на подогреватель низкого давления. Увеличение вырабатываемой электрической мощности происходит путем увеличения расхода пара на ПТУ за счет перераспределения отборов пара при постоянном расходе пара из парогенератора. Также к комбинированному блоку добавляется вырабатываемая электрическая мощность газотурбинной установки.

В процессе проектирования были рассчитаны показатели тепловой экономичности базового и комбинированного энергоблока. Полученные значения проанализированы и сделан вывод.

Степень внедрения: на стадии изучения и анализа.

Значимость проекта на данном этапе носит обучающий, ознакомительный характер и не имеет практического применения в энергетике.

Экономическая эффективность комбинированного блока может быть оценена только при более глубоком анализе и точных расчетах задействованного оборудования.

					ФЮРА. ХХХХХХ. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

АВО – аппарат воздушного охлаждения

АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

АЭС – атомная электрическая станция

БЩУ – блочный щит управления

ВВЭР – водоводяной энергетический реактор

ГПК – газовый подогреватель котла

ГТУ – газотурбинная установка

Д – деаэратор

ИТМ ГО – инженерно-технические мероприятия гражданской обороны

КУ – котел-утилизатор

ПГ – парогенератор

ПДК – предельно-допустимая концентрация

ППВД – перегреватель высокого давления

ППНД – перегреватель низкого давления

ПТУ – паротурбинная установка

РК – регулирующий клапан

РУ – реакторная установка

РУСН – распределительное устройство собственных нужд

СВБУ – система верхнего блочного уровня

СК – стопорный клапан

СКУ – система контроля и управления

ТОУ – технологический объект управления

УСБ – управляющая система безопасности

УСНЭ – управляющая система нормальной эксплуатации

ЦВД – цилиндр высокого давления

ЦНД – цилиндр низкого давления

ЭК – энергокомплекс

ЭБ – энергоблок

ЧС – чрезвычайная ситуация

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	13
1.1 Обзор источников по теме	15
1.2 Выбор типа установки для комбинированного энергоблока	16
1.3 Принципиальная тепловая схема комбинированного энергоблока [13].....	18
2. РАСЧЕТЫ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ	19
2.1 Расчет тепловой схемы энергоблока АЭС	19
3. Компоновка оборудования	19
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	19
4.1 Определение капиталовложений в блок АЭС	20
4.2 Планирование готовности электростанции к несению нагрузки	22
4.3 Схема управления, планирование штатов и фонда заработной платы	24
4.4 Эксплуатационные издержки	25
4.4.1 Издержки на топливо	25
4.4.2 Издержки на амортизацию	26
4.4.3 Издержки на текущий ремонт и прочие расходы.....	27
4.5 Определение экономического эффекта от внедрения новой техники	27
4.6 Прибыль и рентабельность	27
4.7 Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС	29
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	33
Заключение	33

ФЮРА.311115.002.ТЗ Принципиальная тепловая схема комбинированного энергоблока

ФЮРА.311000.003.МЧ Компоновка комбинированного энергоблока АЭС

					ФЮРА. XXXXXX. 001 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

План

ФЮРА.311000.003.МЧ Компоновка оборудования энергоблока АЭС

Разрез А-А

ФЮРА.311124.003.МЧ Компоновка оборудования здания ГТУ Разрез Б-Б

ФЮРА. 421000.006.С2 Функциональная схема АСР температуры перегретого пара КУ

ФЮРА. 311390.005.ГЧ Модуль газового подогревателя котла-утилизатора

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

ВВЕДЕНИЕ

Опасность глобального энергетического кризиса осознана человечеством, и поэтому энергетическая проблема для техники и науки имеет приоритетный характер. Утвержденной правительством РФ «Стратегией развития атомной энергетики» предусматривается довести мощность АЭС до 50 тыс. МВт. В этом случае удельный вес АЭС в общей структуре генерирующих мощностей энергетики России может достигнуть в среднем уровня 25%.

Ядерная энергетика многими специалистами рассматривается как одна из основных составляющих российской энергетики. Доля энергии, вырабатываемой на АЭС, составляет около 17 % мировой электроэнергии. Развитие ядерной энергетики требует решения ряда важных научных и инженерных вопросов, таких как повышение надежности, безопасности, эффективности и экономичности оборудования атомных энергоблоков с мощными водо-водяными ректорами (АЭС с ВВЭР). Решение этих вопросов должно быть связано с изучением возможностей адаптации таких энергоблоков к условиям их работы в современных и перспективных энергосистемах при возрастании доли выработки энергии на АЭС.

В сфере энергосбережения и энергоэффективной экономики первым шагом стоит производство электроэнергии с максимально возможным коэффициентом полезного действия (КПД). Одним из перспективных направлений в решении проблемы повышения маневренности АЭС, является комбинирование газотурбинной установки с энергоблоками АЭС. Включение ГТУ в тепловую схему энергоблока АЭС будет способствовать не только получению дополнительной мощности, но и увеличению тепловой экономичности всего энергоблока. ГТУ обладают высокой маневренностью, поэтому их выгодно использовать для пиковых потребителей энергии. В данном проекте будет рассмотрен комбинированный энергоблок АЭС с ВВЭР-1200 и ГТУ с КУ.

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

1. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Основной проблемой АЭС, кроме повышенной капитальной составляющей, является их низкая маневренность. АЭС обладают ограниченными возможностями изменения мощности энергоблоков, особенно в оперативном режиме. Работа АЭС в маневренных режимах сопряжена не только с рядом технологических ограничений (например, по топливу), но и с заметными экономическими потерями в этих режимах из-за снижения коэффициента использования установленной мощности. В условиях оптового рынка электроэнергии и мощности, диктующего новые требования ко всем объектам, включая АЭС, обеспечение их участия в регулировании графиков нагрузки становится в этой связи неизбежным. В таких условиях актуальна задача повышения маневренности и надежности как уже работающих, так и проектируемых энергоблоков АЭС с ВВЭР. С этой точки зрения комбинирование схем АЭС и ГТУ является перспективным, поскольку это позволяет расширить регулировочный диапазон таких комплексов. Отметим следующие преимущества комбинированной установки:

- возможность участия в маневренных режимах за счет ГТУ (реакторная установка в это время работает с постоянной мощностью);
- увеличение отпуска электроэнергии в период осенне-зимнего пика потребления за счет увеличения мощности ГТУ при понижении температуры окружающего воздуха, а также дополнительно вырабатываемой мощности влажнопаровой турбины при вытеснении греющего пара отборов;
- повышение надежности электроснабжения собственных нужд АЭС, так как при такой схеме работы может быть предусмотрено дополнительное аварийное электроснабжение ответственных потребителей от ГТУ.

При комбинировании циклов АЭС и ГТУ представляется возможным продлить срок службы АЭС на 10 лет и более, обеспечивая при этом безопасность и экономичность. При работе реактора на пониженной тепловой мощности неядерные компоненты станции можно использовать на полной мощности посредством ввода в схему ГТУ. Мощность и КПД комбинированного

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

цикла с ядерным реактором значительно увеличиваются, и турбины можно продолжать использовать после снятия реактора с эксплуатации. Снижение мощности реактора, в частности, увеличивает срок эксплуатации корпуса реактора вследствие уменьшения потока нейтронов.

ГТУ обладает наивысшей маневренностью на сегодняшний день, поэтому выгодно ее использовать для пиковых потреблений энергии. Особенностью работы ГТУ является также зависимость ее выходной мощности от температуры наружного воздуха. Газовая турбина, работающая при температуре наружного воздуха 0 °С, вырабатывает на 20% больше электроэнергии, чем та же турбина при 30 °С. Это особенно важно для осенне-зимних пиков потребления электрической и тепловой энергии. Установки могут работать автономно, что позволяет осуществлять поставки электроэнергии при внеплановых ремонтах. На всех АЭС имеется пускорезервная котельная для пуско-наладочных работ на АЭС, работающая обычно на мазуте. ГТУ может играть роль пускорезервной котельной, и в то же время, роль полноценной установки отпуска электроэнергии, повышающей общий КПД АЭС. ГТУ может исполнять роль резервной системы электропитания для общестанционных нужд.

В данной работе предложена и проанализирована схема, позволяющая получать дополнительную электрическую мощность в ПТУ при ее полной загрузке паром из ПГ РУ. Повышение мощности ПТУ достигается вытеснением отбора свежего греющего пара на перегреватель второй ступени и греющего пара на подогреватель низкого давления. Важное в экономическом плане отличие ЭБ от обычных ПГУ со сбросом уходящих газов в КУ в том, что соотношение расходов рабочих тел газа на ГТУ и полученного в КУ пара на паровую турбину в ПГУ значительно больше, чем в обычном ЭБ.

Целью данной ВКР является разработка проекта мощного и маневренного парогазового энергоблока на базе АЭС – 2006 и ГТУ с КУ.

По полученным данным при расчете комбинированного энергоблока можно будет проанализировать и сделать вывод о целесообразности его создания.

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

1.1 Обзор источников по теме

В настоящее время известны различные установки, основанные на вытеснении теплотой отработавшего рабочего тела ГТУ, различных потоков теплоносителя в схеме турбоустановки АЭС.

Еще в 1988 году были представлены результаты исследований нескольких схем подключения двух ГТУ типа ГТЭ-130-850 к РУ с ВВЭР-1000 и турбиной К-1000-60/1500 или К-1000-60/3000. Исследовались по отдельности варианты с перегревом острого пара, промежуточным перегревом и частичным подогревом питательной воды. В работе [4] показано, что при раздельном использовании предложенных схем наибольшей эффективностью обладает схема с промежуточным перегревом пара в котле – утилизаторе за счет выхлопных газов. Замещение регенеративного подогрева питательной воды на подогрев в котле-утилизаторе не приводит к заметному увеличению КПД энергоустановки.

Ряд схем, предложенных в Саратовском государственном техническом университете им. Гагарина Ю.А и в Московском энергетическом институте. [1-9] В монографии [1] (раздел 8.1 «Комбинирование схем АЭС и пиковых ГТУ») отмечалось, что:

- в ПГУ с энергоблоками АЭС с ВВЭР увеличение мощности влажнопаровых турбин возможно за счет вытеснения термодинамически невыгодного паропарового перегрева;
- расширение регулировочного диапазона для ПГУ «ГТУ +АЭС» увеличением верхнего «предела» мощности турбоустановки более эффективно для АЭС, чем в традиционных ПГУ ТЭС.

В Саратовском государственном техническом университете им. Гагарина Ю.А. в 2011 г. предложена парогазовая установка, позволяющая не только вытеснять паропаровой перегрев и получать дополнительную мощность во влажнопаровой турбине, но и повышать КПД цикла АЭС+ГТУ за счет увеличения температуры пара перед цилиндрами высокого и низкого давления [7].

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

1.2 Выбор типа установки для комбинированного энергоблока

За основу принят энергоблок повышенной мощности АЭС-2006, где реализована концепция современных АЭС с повышенными технико-экономическими показателями и высоким уровнем безопасности. [11]

В состав энергоблока ВВЭР-1200 входит следующее основное оборудование:

Первый контур - радиоактивный состоит из:

– один водо-водяной реактор В-392М, тепловой мощностью 3200 МВт, работающий на тепловых нейтронах. Теплоносителем и замедлителем в реакторе является химически обессоленная вода с борной кислотой, концентрация которой изменяется в процессе эксплуатации.

– четыре парогенератора ПГВ-1000МКП горизонтального типа.

– четырех главных циркуляционных петель с насосными агрегатами типа ГЦНА-1391;

– одного парового компенсатора давления.

– Второй контур – нерадиоактивный состоит из:

– паропроизводительной части парогенераторов;

– паропроводов свежего пара;

– один турбоагрегат типа К-1200-6,8/50 с турбогенератором;

– системы основного конденсата с конденсатными насосами, регенеративными подогревателями низкого давления;

– деаэраторов;

– системы питательной воды с питательными насосами и регенеративными подогревателями высокого давления.

Система регенерации ПТУ выполнена по схеме: 4ПНД1 + ПНД2 + ПНД3 + ПНД4 + Д + 2ПВД5+ 2ПВД6 (число ступеней регенерации - 7); наличие одного поверхностного подогревателя низкого давления (ПНД-2) смешивающего типа.

Закачка основного конденсата из конденсатора в деаэратор осуществляется конденсатными насосами в два подъема. Подача питательной воды из деаэратора через ПВД в парогенератор осуществляется питательными насосами с электроприводами (4 рабочих + 1 резервный).

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

– Закачка конденсата греющего пара второй ступени пароперегревателя СПП осуществляется в основную линию питательной воды высокотемпературным насосом с гидроприводом, слив конденсата греющего пара первой ступени пароперегревателя СПП - в ПВД-5. Подогреватели НД-1 выполнен в 4 корпусах, включенных параллельно друг другу, ПНД - 3 и 4 - поверхностного типа, ПНД-2 смешивающего типа, ПВД - 5, 6 – поверхностные установлены в две группы.

– Все подогреватели НД выполнены без охладителя дренажа, подогреватели ВД с охладителем дренажа.

– Конденсат греющего пара ПНД-3 сливается в ПНД-2, далее вместе с основным конденсатом откачивается конденсатными насосами второй ступени в тракт основного конденсата.

Дренаж ПВД-6 сливается самотеком в ПВД-5 и далее в деаэратор. Конденсат греющего пара ПНД-4 смешивается с сепаратором СПП, и смесь закачивается сливными насосами в линию основного конденсата перед деаэратором.

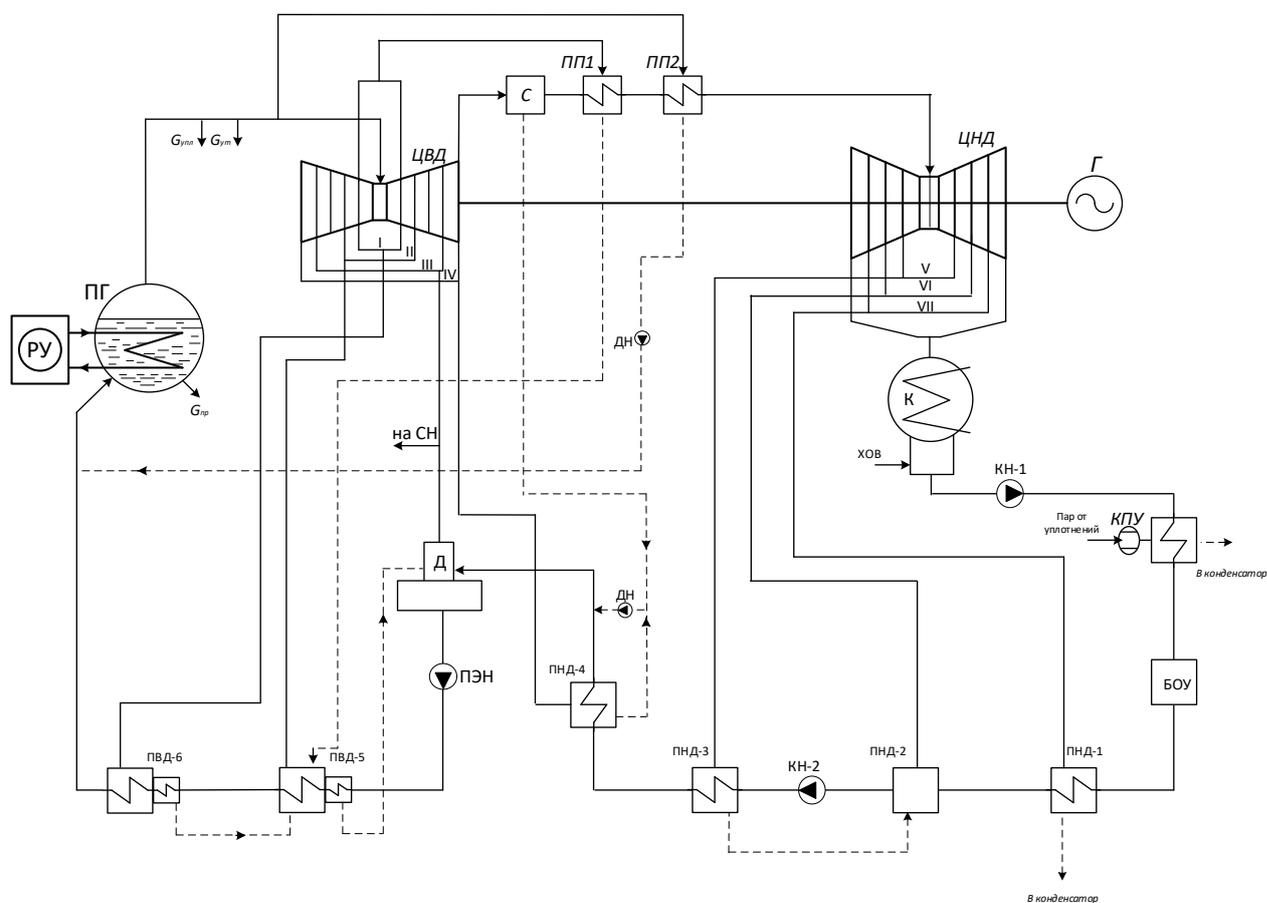


Рисунок 1.1 - Принципиальная тепловая схема ПТУ К-1200-6,8/50 [11]

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

Тип ГТУ и их количество будет определено на основе расчетов, произведенных в п.2.2

1.3 Принципиальная тепловая схема комбинированного энергоблока [13]

В данной схеме предложен способ повышения мощности комбинированного энергоблока АЭС за счет:

1. Включение в схему энергоблока ГТУ с КУ для использования теплоты отработавших газов для:
 - перегрева свежего пара;
 - вытеснения отбора свежего пара на ПП2
 - замещение регенеративного отбора ПТУ на ПНД-3.
2. Повышения мощности ПТУ путем:
 - перегрева свежего в ПЕВД котла-утилизатора;
 - вытеснения отбора свежего пара на пароперегреватель второй ступени ПТУ;
 - вытеснение регенеративного отбора ПНД-3 и подогрева основного конденсата в ГПК котла-утилизатора.

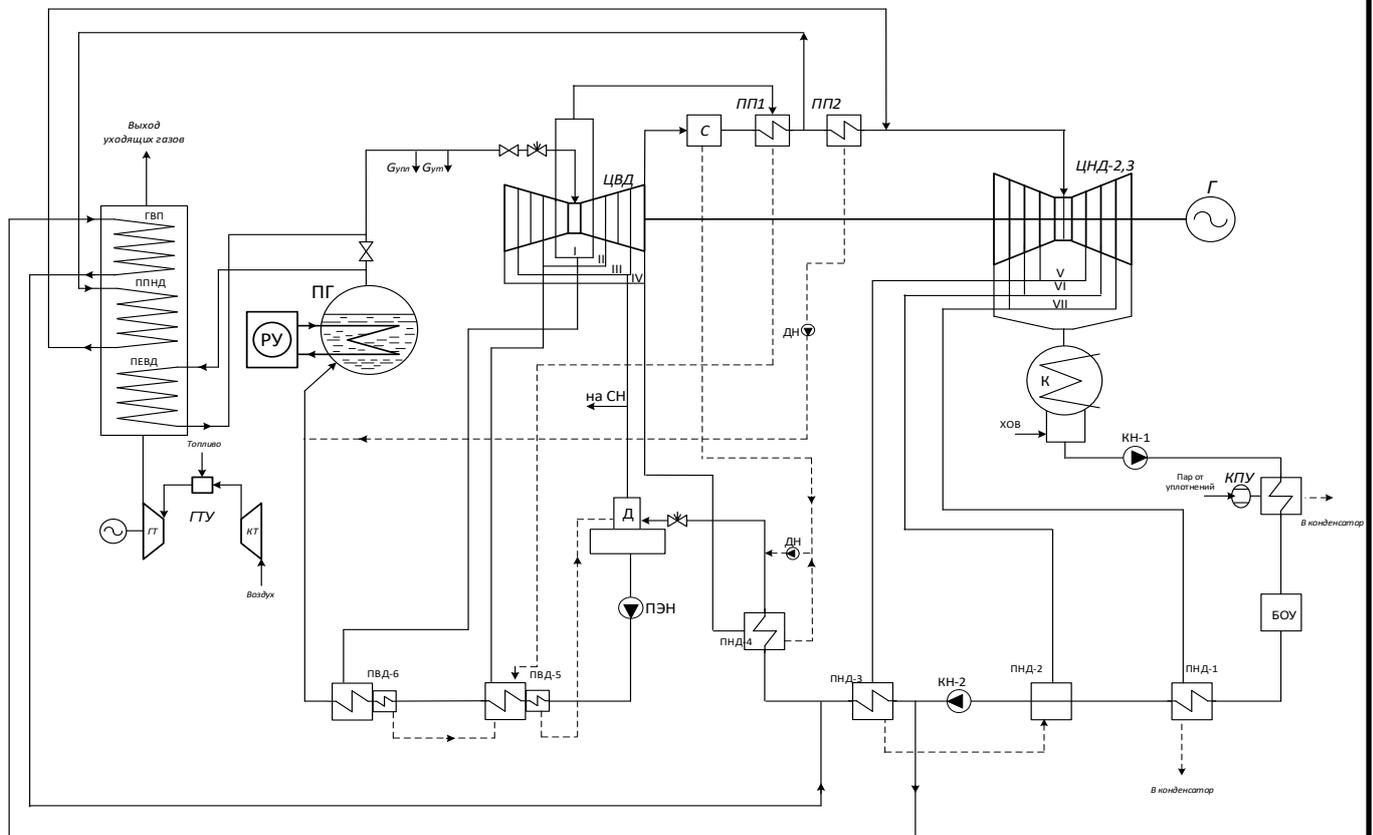


Рисунок 1.2 - Принципиальная тепловая схема комбинированного блока

2. РАСЧЕТЫ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

2.1 Расчет тепловой схемы энергоблока АЭС

3. Компоновка оборудования

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Конечной целью создания АЭС является обеспечение безопасного и надежного производства электроэнергии по стоимости меньшей, чем на конкурирующих типах электростанций. Одним из важнейших направлений повышения экономической эффективности АЭС является оптимизация тепловых схем и технических решений по турбоустановке и комплектуемому оборудованию. При выборе наиболее эффективных технических решений используется максимум чистого дисконтированного дохода, который при определении на средний год расчетного периода эквивалентен критерию максимума годового экономического эффекта или минимума стоимости электроэнергии. Снижение стоимости электрической энергии возможно путем снижения капитальных затрат, либо повышением КПД нетто. В реальных условиях проектирования обычно увеличение КПД нетто турбоустановки за счет какого-либо решения приводит к росту капитальных затрат и изменению затрат на эксплуатацию. Повышение КПД нетто приводит при заданной тепловой мощности к увеличению выработки электроэнергии и снижению капитальной компоненты стоимости электроэнергии, составляющей значительную долю стоимости электроэнергии (не менее 50%). В данном дипломном проекте рассмотрен комбинированный энергоблок АЭС с интегрированием в тепловую схему ГТУ с КУ в отдельно построенном здании без изменения здания турбинного цеха АЭС.

Электрическая мощность комбинированного блока.

$$N_{\text{Э}}^{\text{БЛ}} = N_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}} + N_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}} = 1305 + 284,2 = 1589,2 \text{ МВт}$$

					ФЮРА. ХХХХХХ. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Основные факторы, влияющие на повышение КПД турбоустановки АЭС это:

- повышение температуры перегретого пара на входе в ЦВД;
- вытеснение отбора свежего пара на ПП2
- повышение температуры пара на входе в ЦНД;
- замещение отбора ПНД-3 подогревом ОК в КУ:

4.1 Определение капиталовложений в блок АЭС

Капитальные вложения в проектируемую АЭС и ГТУ определяем на основании информации о капитальных затратах в аналогичные электростанции. [10,11].

Где $K_{АЭС}$, $K_{ГТУ}$ – удельные капиталовложения в блок АЭС и ГТУ в долларах США
 $K_{АЭС} = 3000 \text{ долл/кВт}$. $K_{ГТУ} = 1000 \text{ долл/кВт}$ для перевода в рубли воспользуемся курсом
 $1 \text{ долл} = 60 \text{ руб}$.

$$K_{АЭС}^{уд} = 180 \text{ тыс.руб/кВт}; \quad K_{АЭС}^{уд} = 60 \text{ тыс.руб/кВт}.$$

Общие капиталовложения:

$$K_{АЭС} = K_{АЭС}^{уд} \cdot N_{АЭС}^э = 215172 \text{ млн руб.} \quad K_{ГТУ} = K_{ГТУ}^{уд} \cdot N_{ГТУ}^э = 17052 \text{ млн руб.}$$

Так как в комбинированном блоке получено увеличение мощности, то удельные капиталовложения будут равны:

$$K_{ком.бл}^{уд} = \frac{K_{АЭС} + K_{ГТУ}}{N_{АЭС}^э + N_{ГТУ}^э} = 151 \text{ тыс. руб/кВт}$$

Приведем структуру капиталовложений по видам затрат (строительные сооружения и работы, монтаж оборудования и прочие расходы). За основу принимаем данные, приведенные в [47-50].

Таблица 5.1 - Структура капиталовложений в основные производственные фонды.

Статья затрат	Доля, %	Блок АЭС	Комбинированный блок АЭС
		Сумма, млн. руб.	Сумма, млн. руб.
Строительные сооружения и работы:	35	75310,2	81278,4

Тепломеханическое и электротехническое оборудование (без топливной загрузки реактора):	40	86068,8	92889,6
Монтаж оборудования	15	32275,8	34833,6
Прочие расходы:	10	21517,2	23222,4
Всего:	100	215172	232224

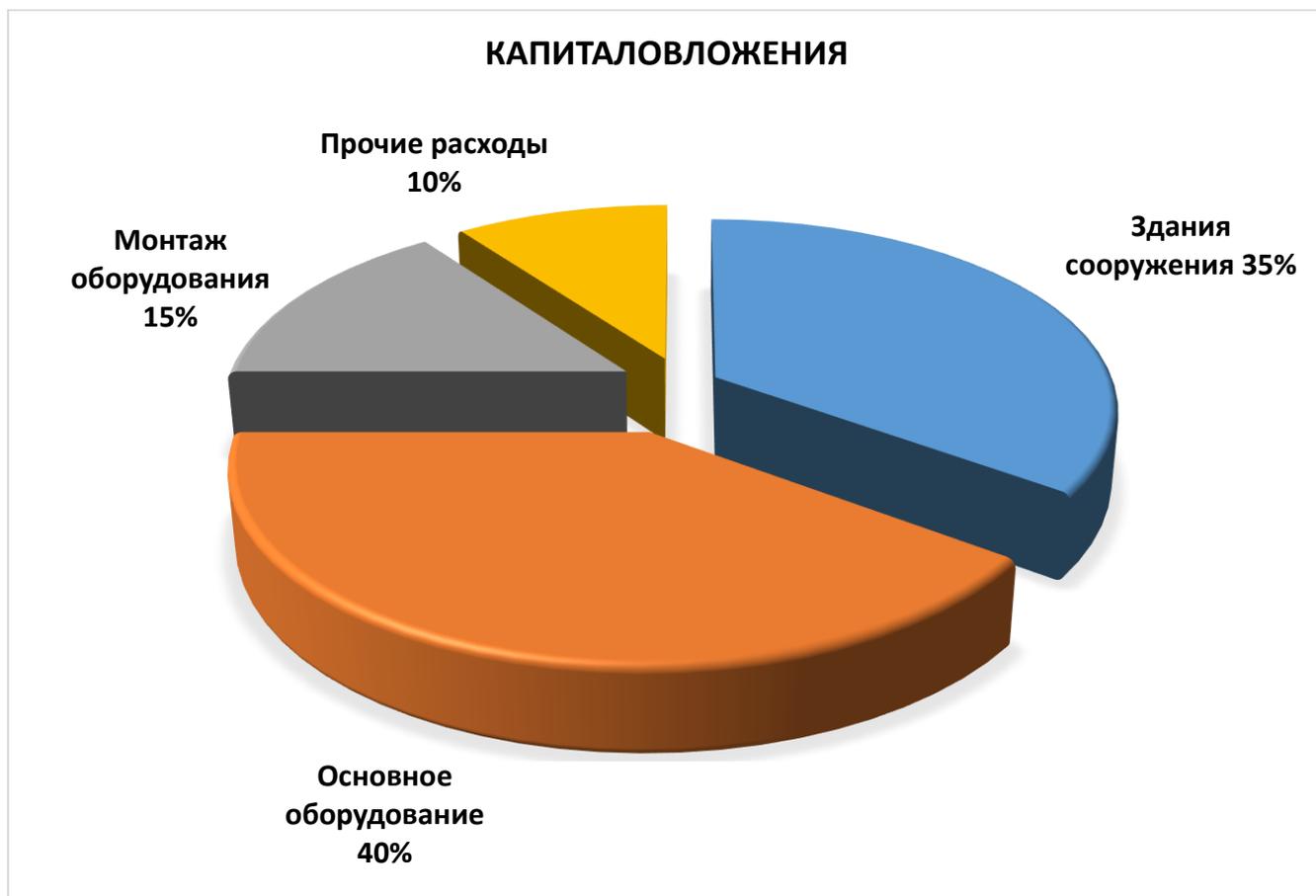


Рисунок 5.1 - Структура капиталовложений по видам, в основные производственные фонды.

Приведем структуру капиталовложений по основному оборудованию.

Таблица 5.2 - Структура капиталовложений по объемам основного оборудования.

Наименование оборудования	Доля, %	Сумма, млн. руб.
Реактор	33	12075,648
Парогенераторы, Котел-утилизатор	29	26937,984
Блок регенерации	4	3715,584

Турбогенератор, Газовая турбина	15	13933,44
Межблочные трубопроводы	6	5573,376
Разное оборудование	13	12075,648
Всего:	100	92889,6

4.2 Планирование готовности электростанции к несению нагрузки

Планирование готовности электростанции к несению нагрузки выполняем на основе плана выполнения ремонтных работ основного оборудования станции.

При составлении графика ремонтных работ учитываем следующее: во-первых, основной объем ремонтных работ должен выполняться в летние месяцы, когда наблюдается снижение максимума нагрузки энергосистемы, в составе которой работает АЭС; во-вторых, необходимо стремиться к равномерной загрузке ремонтного персонала.

Значение норм простоя и ремонтных циклов основного оборудования определяем из [47].

По условиям работы энергообъединения в целом остановка ВВЭР для замены ядерного топлива производится в весенне-летний период, когда снижаются потребности в электроэнергии, а нагрузка гидроэлектростанций может быть увеличена. Останов реакторов для профилактической ревизии и ремонта оборудования производится, как правило, в выходные и праздничные дни.

Так как на проектируемой станции предусматривается установка не серийного оборудования, то при планировании ремонта ориентируемся на нормы простоя агрегатов, наиболее близких по установленной мощности.

Продолжительность и сроки каждого этапа капитального ремонта согласуется со сроками остановки реактора на перегрузку топлива и ремонт. В основном на АЭС применяют 5-х летний ремонтный цикл. В течение каждого года производится капитальный ремонт, т.е.: в 1-й, 2-й, 3-й, 4-й года производится капитальный ремонт цилиндров ПТУ и ГТУ, который составляет – 30 календарных дней; в 5-й год производится капитальный ремонт реактора и турбины, который длится 50 календарных дней. При этом текущие и средние ремонты оборудования

исключаются, так как соответствующие работы становятся составной частью поэтапного капитального ремонта.

Определяем эксплуатационную готовность:

$$\mathcal{E}_{\text{гот}}^{\text{пл}} = N_y \cdot t_{\text{неп}} - \sum_{i=1}^n N_{\text{реми}i} \cdot t_{\text{реми}i} \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где $t_{\text{неп}}$ – время работы на номинальной мощности в год 8400 ч;

$N_{\text{реми}i}$ – мощность, выводимая в ремонт на время по плану.

$$\mathcal{E}_{\text{аэс}}^{\text{пл.гот}} = 1195,4 \cdot 8400 - [1195,4 \cdot 30 \cdot 24] = 9180672 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{ком.бл}}^{\text{пл.гот}} = 1589,2 \cdot 8400 - [1589,2 \cdot 30 \cdot 24] = 11818752 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Плановый коэффициент готовности:

$$K_{\text{гот}}^{\text{пл}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{гот}}^{\text{пл}}}{N_y \cdot t_{\text{неп}}}$$

$$K_{\text{аэс}}^{\text{пл.гот}} = \frac{9180672}{1195,4 \cdot 8400} = 0,914$$

$$K_{\text{ком.бл}}^{\text{пл.гот}} = \frac{11818752}{1538,9 \cdot 8400} = 0,914$$

В заключение раздела определяем плановую выработку электроэнергии и плановое число часов использования установленной мощности.

Плановую выработку электроэнергии определяем следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{вып}}^{\text{пл}} = \mathcal{E}_{\text{гот}}^{\text{пл}} \cdot K_p,$$

где K_p – коэффициент загрузки, учитывающий режим работы электростанции в суточном графике нагрузки. Для АЭС, работающих исключительно в базисе суточного графика, можно принять $K_p = 0,7 \dots 0,8$.

$$\mathcal{E}_{\text{аэс}}^{\text{пл.вып}} = 9180672 \cdot 0,8 = 7344538 \text{ МВт}$$

$$\mathcal{E}_{\text{ком.бл}}^{\text{пл.вып}} = 11818752 \cdot 0,8 = 9455002 \text{ МВт}$$

Определим плановое число часов использования установленной мощности станции.

$$h_y^{\text{пл}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{вып}}^{\text{пл}}}{N_y},$$

$$h_{\text{у.аэс}}^{\text{пл}} = \frac{7344538}{1195,4} = 6144 \text{ ч.}$$

$$h_{\text{у.ком.бл}}^{\text{пл}} = \frac{9455002}{1589,2} = 6144$$

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

4.3 Схема управления, планирование штатов и фонда заработной платы

Для проектируемой электростанции с учетом технологической схемы и единичной мощности агрегатов разрабатывается организационная структура управления.

Для одного из основных цехов реакторного или турбинного – разрабатываем схему управления и выполняем расчет штатов в виде штатной ведомости.

Таблица 5.3 – Штатная ведомость турбинного цеха.

Наименование цехов, отделов, групп и должностей	Категория (ИТР, рабочие, служащие, МОП)	Численность персонала
Общехозяйственный персонал (начальник цеха, его заместители, старший инженер, техник, кладовщик, рабочие по уборке)	ИТР	4
	Рабочие	8
Оперативный персонал (начальник смены ТЦ, старший машинист ТЦ, машинисты энергоблоков и обходчики т.п.)	ИТР	4 (1)
	Рабочие	98 (20)
Всего по цеху		114 (21)
В том числе	ИТР	8
	Рабочие	106

Общая численность персонала станции в укрупненных расчетах определяется путем умножения штатного коэффициента на установленную мощность. Штатный коэффициент определен [47]:

$$n_{перс} = n_{шт} \cdot N_y = 1 \cdot 1195,4 = 1195 \text{ чел.}$$

Основной годовой фонд заработной платы производственного персонала:

$$I_{зн}^{осн} = n_{шт} \cdot N_y \cdot \Phi_{год}^{ср} \cdot (1 + \alpha_{пр}) = 1195 \cdot 150 \cdot 7500 \cdot (1 + 0,3) = 1748 \text{ млн.руб.},$$

где $\Phi_{год}^{ср}$ – среднегодовой фонд заработной платы на одного человека; для АЭС величина $\Phi_{год}^{ср}$ составляет 120...150 МРОТ (минимальной месячный размер оплаты труда). По состоянию на 01.06.2016 г. МРОТ = 7500 рублей.

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

Помимо фонда основной заработной платы АЭС 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 (8-10%) от фонда основной заработной платы:

$$I_{зн}^{доп} = (0,08...0,1) \cdot I_{зн}^{осн} = 0,09 \cdot 2272,7 = 157 \text{ млн.руб.}$$

Полный фонд заработной платы, включающий в себя помимо основного и дополнительного фондов, страховые взносы во внебюджетные фонды:

- пенсионный фонд России – 22%
- федеральный фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%
- фонд социального страхования РФ – 2,9%

$$СтВз = 0,3 \cdot (I_{зн}^{доп} + I_{зн}^{осн}) = 0,3 \cdot (157 + 1748) = 571 \text{ млн.руб.}$$

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

$$I_{зн} = I_{зн}^{доп} + I_{зн}^{осн} + СтВз = 571 + 157 + 1748 = 2476 \text{ млн.руб.}$$

4.4 Эксплуатационные издержки

При планировании годовых издержек на производство продукции составляется смета со следующими основными экономическими элементами затрат:

- топливо;
- заработная плата со всеми начислениями;
- амортизация;
- текущий ремонт;
- прочие расходы.

4.4.1 Издержки на топливо

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

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

$$I_T = B_{\text{год}} \cdot (C_T - C_{\text{ог}}),$$

где $B_{\text{год}}$ - годовой расход ЯТ, т;

$$C_{\text{ог}} - \text{цена отработанного горючего}; C_{\text{ог}} = I_{\text{исх.пр}} + I_{\text{выд}}$$

$I_{\text{об}}$ – удельная стоимость обогащенного урана;

$I_{\text{исх.пр}}$ – удельная стоимость исходного продукта (природного урана);

$I_{\text{изг}}$ – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость конструкционных материалов;

$I_{\text{тр}}$ – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС;

$I_{\text{выд}}$ – удельная стоимость выдержки отработанного топлива в бассейне АЭС не менее 5 лет.

C_T - 1 кг ЯТ с заданной степенью обогащения, изготовления ТВЭЛов и транспортировки. $C_T = I_{\text{об}} + I_{\text{изг}} + I_{\text{тр}}$

$$I_{\text{исх.пр}} = 180 \text{ долл./кг};$$

$$I_{\text{об}} = 1400 \text{ долл./кг};$$

$$I_{\text{изг}} = 320 \text{ долл./кг};$$

$$I_{\text{тр}} = 6 \text{ долл./кг};$$

$$I_{\text{выд}} = 50 \text{ долл./кг}.$$

$$B_{\text{год}} = \frac{Q_p \cdot 365 \cdot K_y}{B} = \frac{3222 \cdot 365 \cdot 0,914}{55,5} = 19,367 \text{ т},$$

$$I_T^{\text{АЭС}} = 19367 \cdot (1726 - 230) \cdot 4 = 28990 \text{ долл} = 1738 \text{ млн.руб},$$

$$I_m^{\text{ГТУ}} = \frac{B}{\rho} \cdot h_{\text{уст}} \cdot C_z = \frac{53930}{0,683} \cdot 6432 \cdot 3,172 = 16110 \text{ млн.руб}$$

4.4.2 Издержки на амортизацию

Амортизационные отчисления на АЭС определяются на основе нормы амортизации $H_a = 3,2 - 3,7\%$ в год (меньшее значение нормы берется для АЭС малой мощности). Годовые амортизационные отчисления определяются:

$$I_{\text{аэс}}^{\text{ам}} = K_{\text{аэс}} \cdot H_{\text{ам}} = 215172 \cdot 0,037 = 7961,36 \text{ млн.руб}$$

$$I_{\text{ком.бл}}^{\text{ам}} = K_{\text{ком}}^{\text{бл}} \cdot H_{\text{ам}} = 232224 \cdot 0,037 = 8592,29 \text{ млн.руб}.$$

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

4.4.3 Издержки на текущий ремонт и прочие расходы

Ежегодные издержки на текущий ремонт и прочие расходы можно укрупненно оценить:

$$I_{\text{аэс}}^{\text{пр}} = 0,2 \cdot I_{\text{аэс}}^{\text{ам}} = 0,2 \cdot 7961,36 = 1592,3 \text{ млн.руб} \quad I_{\text{ком.бл}}^{\text{пр}} = 0,2 \cdot I_{\text{аэс}}^{\text{ам}} = 0,2 \cdot 8592,29 = 1718,46 \text{ млн.руб}$$

$$I_{\text{аэс}}^{\text{пр}} = 0,35 \cdot I_{\text{аэс}}^{\text{ам}} = 0,35 \cdot 7961,36 = 2786,5 \text{ млн.руб} \quad I_{\text{ком.бл}}^{\text{пр}} = 0,35 \cdot I_{\text{аэс}}^{\text{ам}} = 0,35 \cdot 8592,29 = 3007,3 \text{ млн.руб}$$

Полные годовые издержки АЭС на производство электрической энергии

$$I_{\text{аэс}} = I_{\text{т}}^{\text{ям}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{пр}}$$

$$I_{\text{аэс}} = 1,484 + 1105,26 + 7961,36 + 1592,3 + 2786,5 = 13447 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{\text{ком.бл}} = (I_{\text{т}}^{\text{ям}} + I_{\text{т}}^{\text{ГТУ}}) + I_{\text{зн}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{пр}}$$

$$I_{\text{ком.бл}} = 1,484 + 1370,53 + 1105,26 + 8592,29 + 1718,46 + 3007,3 = 15795 \text{ млн.руб.}$$

4.5 **Определение экономического эффекта от внедрения новой техники**

В общем случае годовой сравнительный экономический эффект может быть рассчитан как разность приведенных затрат по вариантам базовой и новой техники:

$$\mathcal{E} = \Delta K + \Delta I$$

$$\Delta K = K_{\text{ком.бл}} - K_{\text{аэс}} = 232224 - 215172 = 17052 \text{ млн.руб}$$

$$\Delta I = I_{\text{ком.бл}} - I_{\text{аэс}} = 15795 - 13447 = 2348 \text{ млн.руб}$$

$$\mathcal{E} = 17052 + 2348,42 = 19400 \text{ млн.руб}$$

4.6 **Прибыль и рентабельность**

Экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала определяется Федеральной службой по тарифам (ФСТ) на основании прогноза официального уровня инфляции на планируемый период с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на рынке. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, но не может быть ниже минимальной доходности государственных облигаций Российской Федерации.

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ФЮРА. ХХХХХХ. 001 ПЗ

Величина долгосрочного инвестированного капитала принимается равной капиталовложениям в АЭС.

Тогда экономически обоснованный уровень балансовой прибыли АЭС определяется следующим образом:

$$Pr_{\text{б}}^{\text{аэс}} = K_{\text{аэс}} \cdot \frac{D_{\text{ик}}}{100\%} = 215172 \cdot \frac{10\%}{100\%} = 21517 \text{ млн.руб.}$$

$$Pr_{\text{б}}^{\text{ком.бл}} = K_{\text{ком.бл}} \cdot \frac{D_{\text{ик}}}{100\%} = 232224 \cdot \frac{10\%}{100\%} = 23222 \text{ млн.руб.}$$

Необходимая годовая валовая выручка определяется как:

$$VB_{\text{б}}^{\text{аэс}} = I_{\text{аэс}} + Pr_{\text{б}}^{\text{аэс}} = 13447 + 21517 = 34964 \text{ млн.руб.}$$

$$VB_{\text{б}}^{\text{ком.бл}} = I_{\text{ком.бл}} + Pr_{\text{б}}^{\text{ком.бл}} = 15795 + 23222 = 39017 \text{ млн.руб.}$$

Налог на прибыль, который уплачивается электростанцией:

$$H_{\text{пр}}^{\text{аэс}} = 0,2 \cdot Pr_{\text{б}}^{\text{аэс}} = 0,2 \cdot 21517 = 4303 \text{ млн.руб}$$

$$H_{\text{пр}}^{\text{ком.бл}} = 0,2 \cdot Pr_{\text{б}}^{\text{ком.бл}} = 0,2 \cdot 23222 = 4644 \text{ млн.руб}$$

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении электростанции, после уплаты налога на прибыль:

$$Pr_{\text{ч}}^{\text{аэс}} = Pr_{\text{б}}^{\text{аэс}} - H_{\text{пр}}^{\text{аэс}} = 21517 - 4303 = 17214 \text{ млн.руб.}$$

$$Pr_{\text{ч}}^{\text{ком.бл}} = Pr_{\text{б}}^{\text{ком.бл}} - H_{\text{пр}}^{\text{ком.бл}} = 23222 - 4644 = 18578 \text{ млн.руб}$$

Общая рентабельность электростанции определяется как:

$$R_0^{\text{аэс}} = \frac{Pr_{\text{б}}^{\text{аэс}}}{O\Phi + НОС} = \frac{21517}{215172 + 1739} = 0,099$$

$$R_0^{\text{ком.бл}} = \frac{Pr_{\text{б}}^{\text{ком.бл}}}{O\Phi + НОС} = \frac{23222}{232224 + 1739 + 16109} = 0,093$$

где $O\Phi$ – балансовая стоимость основных фондов АЭС (для новой электростанции может быть принята равной величине капитальных вложений в АЭС);

$НОС$ – сумма нормируемых оборотных средств (может быть принята равной стоимости первоначальной топливной загрузки в реактор АЭС).

Расчетная рентабельность электростанции:

					ФЮРА. ХХХХХХ. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$R_p^{aэс} = \frac{Pr_q^{aэс}}{ОФ + НОС} = \frac{17214}{215172 + 1739} = 0,079.$$

$$R_p^{ком.бл} = \frac{Pr_q^{ком.бл}}{ОФ + НОС} = \frac{18578}{232224 + 1,739 + 16109} = 0,074.$$

4.7 Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС

Рассчитанные выше плановые показатели хозяйственной деятельности АТЭС не позволяют инвестору принять окончательное решение о целесообразности инвестирования средств в АЭС в частности потому, что проектирование и строительство энергетических объектов осуществляется в длительные сроки. Поэтому для 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 внутренняя норма доходности проекта.

Чистый приведенный доход (NPV)

Данный критерий опирается на два положения:

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

В соответствии с этим критерием лучшим проектом будет тот, который обеспечивает большие значения ЧПД:

$$NPV_{aэс} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{30} \frac{22593}{(1+0,12)^t} - \frac{1738}{(1+0,12)^5} = 111503 \text{ млн.руб}$$

$$NPV_{ком.бл} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{30} \frac{24383}{(1+0,12)^t} - \frac{1738}{(1+0,12)^5} = 120415 \text{ млн.руб}$$

где второе слагаемое учитывает затраты на первоначальную загрузку АЭС;

$D_t = Pr_t + A_t - K_t$ – чистый доход в t-ом году, существования проекта;

					ФЮРА. ХХХХХХ. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Pr_t, A_t, K_t – соответственно чистая прибыль, амортизация и инвестиции в t -ом году;

$T = T_{\text{стр}} + T_{\text{экс}} = 5 + 25 = 30 \text{ лет}$ – время строительства и эксплуатации проектируемого объекта. Значение ЧПД должно быть положительно, что означает, что в результате реализации проекта будет получен доход с учетом фактора временного обесценивания денег.

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:

$$r = r_{\delta} + r_{\text{риск}} = 7 + 5 = 12\%,$$

где r_{δ} – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по безрисковому инвестированию средств;

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

На практике обычно принимается, что значение r не может быть ниже доходности по депозитам надежного банка.

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:

$$PI_{\text{авс}} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^{30} \frac{22593}{(1+0,12)^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{215172}{(1+0,12)^t}} = 0,235, \quad PI_{\text{ком.бл}} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^{30} \frac{24383}{(1+0,12)^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{232224}{(1+0,12)^t}} = 0,235,$$

						ФЮРА. ХХХХХХ. 001 ПЗ	Лист 30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

где $P_t = Pr_t + A_t$.

Срок окупаемости инвестиций

Срок окупаемости инвестиций с учетом фактора времени может быть найден путем решения следующего уравнения относительно $T_{ок}$:

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_{ок}} \frac{D_t}{(1+r)^t} = 0;$$

$$T_{ок} = 23 \text{ года.}$$

Как видно уравнения срок окупаемости проекта – это значение t , при котором NPV равен 0. Лучшим будет вариант инвестирования средств, обеспечивающий минимальное значение $T_{ок}$.

В случаях, когда срок инвестирования средств в реализуемый проект относительно небольшой (несколько лет), а величина денежных поступлений по годам меняется незначительно, срок окупаемости инвестиций можно определить без учета фактора времени:

$$T_{ок}^{аэс} = \frac{K_{аэс}}{П} = \frac{215172}{25175} = 8,6 \text{ года}; \quad T_{ок}^{ком.бл} = \frac{K_{аэс}}{П} = \frac{232224}{27170} = 8,6 \text{ года};$$

Сравнив два результата видно, что, не учитывая фактор удешевления денег и затрат на первоначальную топливную загрузку АЭС, срок окупаемости гораздо ниже, следовательно, для данной ситуации упрощенный расчет недопустим.

Внутренняя норма доходности (IRR)

IRR определяется как значение ставки дисконтирования r , при которой выполняется равенство:

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{T_{смп}} \frac{K_t}{(1+r)^t}; \quad \sum_{t=1}^T \frac{22593}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{T_{смп}} \frac{215172}{(1+r)^t}; \quad \sum_{t=1}^T \frac{24383}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{T_{смп}} \frac{232224}{(1+r)^t}$$

$$r = 15,41\%.$$

Экономический смысл IRR следующий: значение IRR соответствует действительной эффективной доходности инвестиций в проект с учетом фактора времени. Обычно проект считается экономически эффективным, если IRR превышает действующее на момент оценки значение ставки по депозитам надежного банка.

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

Таблица 5.4 - Техничко-экономические показатели работы АЭС

Наименование показателей	Размерность	Показатели	
		ЭБ АЭС	Комбинир. ЭБ
Установленная электрическая мощность АЭС	МВт	1195,4	1589,2
- тепловая мощность	МВт	3222	3222
Состав основного оборудования	число блоков	1	1

Продолжение таблицы 5.4

Наименование показателей	Размерность	ЭБ АЭС	Комбинир. ЭБ
Удельные капиталовложения	тыс. руб/кВт	180	151
Эксплуатационная готовность электростанции	МВт·ч	9180672	11818752
Коэффициент готовности электростанции	%	91,4	91,4
Длительность кампании	лет	4	4
Величина первоначальной топливной загрузки в реактор АЭС	т	77,6	77,6
Стоимость первоначальной топливной загрузки	млн. руб.	6953	6953
Число часов использования установленной мощности	час	6144	6144
Годовая выработка: электроэнергии	МВт	734453	11818752
КПД электростанции по отпуску: электроэнергии	%	33,95	34,44
Средний процент амортизации основных фондов	%	3,7	3,7
Главный фонд заработной платы	млн. руб.	2476	2476
Постоянные эксплуатационные затраты	млн. руб.	13447	15795
Балансовая прибыль	млн. руб.	18290	19739
Налог на прибыль	млн. руб.	3658	3948
Прибыль, оставшаяся в распоряжении АЭС	млн. руб.	14632	15791
Общая рентабельность	%	8,5	7,9
Расчетная рентабельность	%	6,6	6,4
Чистый приведенный доход проекта	млн. руб.	111503	120415
Индекс рентабельности проекта	%	0,235	0,235
Внутренняя норма доходности проекта	%	15,41	15,41
Срок окупаемости проекта	лет	8,6	8,6

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

ФЮРА. ХХХХХХ. 001 ПЗ

Лист

32

Экономический эффект от внедрения новой техники	млн. руб.	19400
---	-----------	-------

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Заключение

					ФЮРА. ХХХХХХ. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33