

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 АЭС С РЕАКТОРОМ ТИПА ВВЭР-600

УДК 621.311.25:621.039.577

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Воропаев Алексей Викторович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

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

Нормоконтроль

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	Матвеев А.С.	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
З-6101	Воропаеву Алексею Викторовичу

Тема работы:

Проект энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР-600	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 10384/с от 02.12.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15 января 2017 года
--	----------------------------

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.).	Целями проекта являются определение конструктивных характеристик основных элементов АЭС (реактора, парогенератора, основных теплообменных аппаратов) и расчет показателей работы АЭС (электрической мощности, КПД и др.) по заданным значениям тепловой мощности реактора и параметров.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).	1. Аналитический обзор литературы по заданной тематике. 2. Расчет основных параметров энергетического блока АЭС тепловой мощностью 1600 МВт. 3. Расчет ядерного энергетического реактора водородного типа тепловой мощностью 1600 МВт. 4. Расчет парогенератора на заданные параметры. 5. Автоматизация технологических процессов и производств. 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 7. Социальная ответственность. 8. Заключение.

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Демонстрационные листы, отражающие цель работы; Демонстрационные листы по финансовому менеджменту и автоматизации технологических процессов.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Сергейчик С.И., доцент кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Амелькович Ю.А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Автоматизация технологических процессов	Андык В.С., доцент кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Гвоздяков Д.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Воропаев Алексей Викторович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-6101	Воропаев Алексей Викторович

Институт	ИНЭО	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	специалист	Направление/специальность	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	Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-6101	Воропаев Алексей Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-6101	Воропаев Алексей Викторович

Институт	ИНЭО	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	специалист	Направление/специальность	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	Характеристика объекта исследования: рабочая зона инженера АЭС.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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 при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).	Вредные и опасные производственные факторы Электробезопасность рабочего места
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	Обеспечение экологической безопасности

окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – 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.	Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения Пожарная безопасность в учреждении
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Меры по снижению вредного воздействия Расчет потребного воздухообмена Расчет потребного теплообмена для удаления избыточного тепла

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Амелькович Ю.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Воропаев Алексей Викторович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 117 с., 9 рисунков, 18 таблиц, 32 источника.

Ключевые слова: ВВЭР-600, ядерная энергетическая установка, реакторная установка, парогенераторная установка, регенеративный подогреватель низкого давления, теплопередающая поверхность.

Объектом исследования является проект энергоблока с реактором ВВЭР-600.

Целью проекта является расчет реакторной установки, парогенератора, принципиальной схемы ПТУ методом энергетического баланса, конденсационной установки и регенеративного подогревателя низкого давления поверхностного типа.

В процессе работы рассчитаны и спроектированы основные составляющие ядерной энергетической установки: реакторная установка, парогенератор, расчет на прочность парогенераторной установки.

Степень внедрения: на стадии изучения и анализа

Экономическая эффективность/значимость работы: на данном этапе не представляется возможным оценить экономическую эффективность.

В будущем планируется более тщательно изучить данную тему на станции.

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями.

теплоотдача: Процесс конвективного теплообмена между движущейся средой и поверхностью её раздела с другой средой - твёрдым телом, жидкостью или газом

теплопередача: Процесс теплообмена между двумя средами через разделяющую их твердую стенку или через поверхность раздела между ними.

коэффициент теплоотдачи: Величина, характеризующая интенсивность отдачи тепла; определяется отношением плотности теплового потока, отдаваемого поверхностью, к разности температур между поверхностью и прилегающей средой

плотность теплового потока: Количество теплоты, проходящее в единицу времени через единицу площади изотермической поверхности.

конвекция: Вид теплопередачи, при котором внутренняя энергия передается струями и потоками

естественная конвекция: Вид теплопередачи, которая характеризуется движением отдельных частиц теплоносителя, возникающим вследствие разности плотностей нагретых и холодных частиц

вынужденная конвекция: Конвективный теплообмен, возникающий при движении жидкости под действием внешних сил, создаваемых с помощью насосов, компрессоров, вентиляторов и т.д.

Nu - критерий Нуссельта;

Gr - критерий Грасгофа;

Pr - критерий Прандтля;

Re - критерий Рейнольдса;

α - коэффициент теплоотдачи, Вт/м²К;

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		8

λ - теплопроводность, $Вт / (м \cdot К)$;

ν - коэффициент кинематической вязкости $м^2/с$;

T - температура, $К$;

Q - тепловой поток, $Вт$;

U - напряжение электрического тока, $В$;

ρ - плотность, $кг/м^3$;

q - плотность теплового потока, $Вт / м^2$;

σ - постоянная Стефана-Больцмана, $5,67 \cdot 10^{-8} Вт \cdot (м \cdot К^4)$;

ε - степень черноты;

x, y, z - декартовы системы координат;

i, j, k - орты декартовой системы координат.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БЛОКА АЭС С РЕАКТОРОМ ВВЭР-600.....	16
2. РАСЧЕТ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ.....	29
2.1 Определение геометрических характеристик.....	30
2.2 Расчет параметров теплоносителя и элементов топливной композиции по высоте активной зоны в расчете на максимально напряженный ТВЭЛ.....	34
2.3 Расчет толщины стенок корпуса, днища реактора. Расчет пояса и не укрепленных отверстий.....	39
2.4 Определение потерь давления при движении теплоносителя в пределах активной зоны.....	45
3. ПАРОГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА.....	46
3.1 Обоснование исходных данных.....	46
3.2 Расходы.....	46
3.2.1 Испарительный участок.....	47
3.2.2 Экономайзер.....	48
3.3 Тепловой расчет парогенератора.....	49
3.3.1 Расчет толщины стенок труб теплопередающей поверхности, входной и выходной камер коллектора теплоносителя.....	49
3.3.2 Число труб теплопередающей поверхности.....	51
3.3.3 Расчет площади теплопередающей поверхности.....	52
3.4 Расчет на прочность.....	56
3.4.1 Корпус парогенератора.....	56
3.4.2 Система подачи воды, размеры входных и выходных патрубков теплоносителя и рабочего тела.....	57

4. СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ КОМПЕНСАТОРА ДАВЛЕНИЯ ПЕРВОГО КОНТУРА РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ВВЭР-600 (В-498).....	59
4.1 Описание технологической схемы работы компенсатора давления.....	59
4.2 Принципиальная схема автоматизации технологического объекта управления.....	62
4.3 Разработка функциональной схемы АСР КД.....	64
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
5.1 Определение капиталовложений в ВВЭР-600.....	66
5.2 Планирование готовности электростанции к несению нагрузки.....	68
5.3 Разработка схемы управления, расчет штатов и фонда зарплаты АЭС.....	71
5.4 Определение стоимости первоначальной загрузки топлива и топливной составляющей себестоимости электро и теплоэнергии.....	73
5.5 Определение годовых издержек производства и калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии.....	75
5.5.1 Расчет годовых издержек на топливо.....	75
5.5.2 Годовые издержки на заработную плату.....	76
5.5.3 Амортизация.....	76
5.5.4 Прочие расходы.....	77
5.5.5 Сокращенная калькуляция себестоимости отпущенной электрической и тепловой энергии.....	77
5.6 Планирование цены отпускаемой энергии, прибыли и рентабельности.....	81
5.7 Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС.....	82
5.7.1 Чистый приведенный доход (ЧПД).....	82
5.7.2 Индекс рентабельности проекта.....	83
5.7.3 Срок окупаемости инвестиций.....	84

5.7.4 Внутренняя норма доходности (ВНД).....	85
5.8 Анализ результатов хозяйственной деятельности АЭС.....	85
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	93
6.1 Производственная безопасность.....	94
6.1.1 Вредные и опасные производственные факторы.....	94
6.1.2 Анализ выявленных вредных факторов при работе инженера ПТО.....	95
6.1.3 Расчет требуемого воздухообмена.....	99
6.1.4 Расчет требуемого теплообмена для удаления избыточного тепла.....	100
6.1.5 Поражение электрическим током.....	103
6.2 Экологическая безопасность.....	105
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	108
6.3.1 Возможные ЧС на АЭС.....	108
6.3.2 Пожарная безопасность.....	109
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	111
6.4.1 Меры по снижению вредного воздействия.....	111
Заключение.....	114
Список использованных источников.....	115

ГРАФИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

		На отдельных листах
ФЮРА.421000.001.ГП	Генеральный план ВВЭР-600	
ФЮРА.421000.002.МЧ	Компоновка основного оборудования главного корпуса ВВЭР-600	
ФЮРА.421000.003.ТЗ	Развернутая тепловая схема энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-600	
ФЮРА. 693100. 004.ВО	Парогенератор горизонтальный	
ФЮРА. 693100. 005.С2	Система автоматического регулирования компенсатора давления. Схема функциональная	
ФЮРА. 693100. 005.СБ	ТВС-2М реактора ВВЭР-600	

ВВЕДЕНИЕ

Ядерная энергия способна обеспечить экологически безопасную альтернативу для удовлетворения глобальных энергетических потребностей в XXI веке. Согласно «Обзору ядерных технологий МАГАТЭ» к 2030 г. ожидается значительное увеличение использования атомной энергии (на 35—100%), несмотря на то, что этот прогноз на 7—8% ниже сделанного в 2010 году. В настоящее время в 26 странах — членах МАГАТЭ уже работает 131 блок реакторов малой и средней мощности (МСР) с суммарной электрической мощностью 59 ГВт. Помимо этого в 6 странах строятся еще 14 МСР. Реакторы малой и средней мощности являются частью нового поколения проектов АЭС, разрабатываемых для обеспечения гибкого и экономически эффективного производства энергии для различных областей применения.

Одной из задач развития современной атомной энергетики является разработка эффективного энергоблока средней мощности.

Областями применения АЭС с такими энергоблоками являются районы, где использование традиционных органических источников энергии невозможно или затруднено, а линии электропередач отсутствуют или накладывают ограничения на мощность генерирующих установок

Проекты усовершенствованных МСР демонстрируют ряд преимуществ над проектами традиционных крупномасштабных АЭС, и после того как будет доказана технологическая обоснованность проектов МСР, они смогут стать привлекательной технологией. Помимо производства электроэнергии проекты МСР могут служить, и другим целям включая такие промышленные применения тепловой энергии, как опреснение воды, производство жидких видов транспортного топлива и нефтепродуктов, а также производство водорода. В целом предполагается, что усовершенствованные МСР для производства электроэнергии обладают более простой конструкцией, экономией за счет массового производства и меньшей площадью.

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		14

В проектах МСР также предлагаются улучшенные характеристики безопасности, физической защиты и противодействия ядерному распространению. Одним из основных преимуществ современных систем МСР является их модульность, благодаря которой конструкции, системы и их элементы изготавливаются в заводских условиях, а затем перевозятся и собираются на месте, вследствие чего время на их строительство существенно сокращается. Несмотря на то, что технология модульных конструкций не является новой и уже применяется для обычных крупных реакторов, для них по-прежнему широко используется метод строительства на площадке вследствие крупного размера стандартных реакторных конструкций. Преимущества модульности также заключаются в более низких начальных капиталовложениях, возможностях наращивания и размещения на территориях, непригодных для обычных крупных реакторов.

В передовых МСР будут использоваться иные, чем в крупных реакторах, подходы для достижения высокого уровня безопасности и надежности в системах, структурах и их элементах, что это станет результатом сложного взаимодействия между проектированием, эксплуатацией, материальным и человеческим факторами. Интерес к МСР как к варианту производства электроэнергии и обеспечения энергетической безопасности продолжает возрастать. Вместе с тем на первом этапе усовершенствованным МСР потребуется продемонстрировать высокую работоспособность и надежность для подтверждения будущих заказов и популярности.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

5.1 Определение капиталовложений в ВВЭР-600

Капитальные вложения в проектируемую ВВЭР-600 определяем на основании информации о капитальных затратах в аналогичные атомные электростанции. А если сведения о прототипе отсутствуют, капиталовложения определяем укрупнено, на основании сведений о величине удельных капиталовложений в современные отечественные и зарубежные АЭС, которые приведены в [1, с. 329], [2, с. 154], [4, с. 402] или [12, с. 157]. Так как во всех последующих формулах капиталовложения оцениваются в долларах, то для перевода в рубли воспользуемся курсом 1\$ = 60 руб.

Так как сведения о прототипе отсутствуют, то капиталовложения можем определить приближенно по эмпирическим зависимостям:

$$K_{яд} = 300 \cdot Q^{0,91} + 570 \cdot 10^3,$$

$$K_{об} = 2250 \cdot N_n^{0,76} + 330 \cdot 10^3,$$

где $K_{яд}$, $K_{об}$ – капитальные вложения в ядерную и обычные части блока АЭС в долларах США;

Q – тепловая мощность реактора в кВт;

$N_H^{0,76}$ – номинальная электрическая мощность блока в кВт.

$$K_{яд} = 300 \cdot (600 \cdot 10^3)^{0,91} + 570 \cdot 10^3 = 5,4 \cdot 10^7 \$ = 3,3 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

$$K_{об} = 2250 \cdot (1600)^{0,76} + 330 \cdot 10^3 = 9,4 \cdot 10^5 \$ = 5,65 \cdot 10^7 \text{ руб.}$$

Общие капитальные вложения в блок определяются как сумма:

$$K_{АЭС} = K_{бл} = K_{яд} + K_{об} = 3,3 \cdot 10^9 + 5,65 \cdot 10^7 = 3,356 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

В заключение данного раздела приведем структуру капиталовложений (таблица 9) по видам затрат (строительные сооружения и работы, монтаж оборудования и прочие расходы). За основу принимаем данные, приведенные в [2, с. 181].

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		66

Таблица 9 – Структура капиталовложений в основные производственные фонды АЭС

Статья затрат	Доля, %	Сумма, руб.
Строительные сооружения и работы	35	$1,175 \cdot 10^9$
Тепломеханическое и электротехническое оборудование (без топливной загрузки реактора)	40	$1,342 \cdot 10^9$
Монтаж оборудования	15	$5,034 \cdot 10^8$
Прочие расходы	10	$3,356 \cdot 10^8$

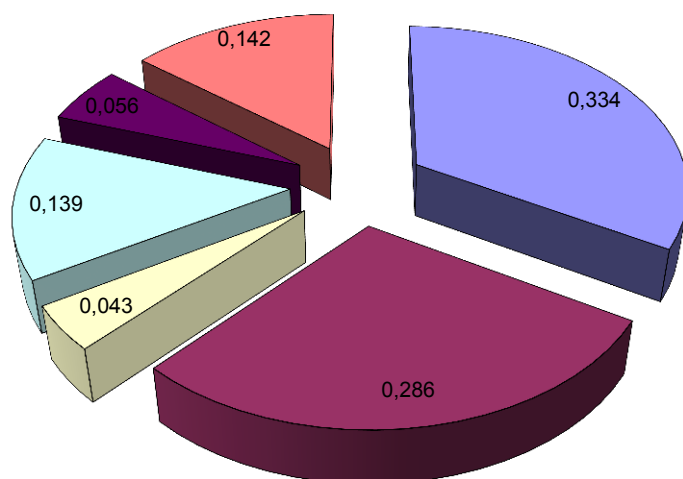


Рисунок 8 – Соотношение весов основного оборудования АЭС

В соответствии с диаграммой, приведенной в [2, с. 361], определим структуру капиталовложений по основным объектам АЭС (таблица 10).

Таблица 10 – Структура капиталовложений основного оборудования АЭС

№ п/п	Наименование оборудования	Доля, %	Сумма, руб.
1	Реактор	33,4	$1,121 \cdot 10^9$
2	Парогенераторы	28,6	$9,598 \cdot 10^8$
3	Блок регенерации	4,3	$1,443 \cdot 10^8$
4	Турбогенератор	13,9	$4,665 \cdot 10^8$
5	Межблочные трубопроводы	5,6	$1,879 \cdot 10^8$
6	Разное оборудование	14,2	$4,765 \cdot 10^8$

1.2 Планирование готовности электростанции к несению нагрузки

Планирование готовности электростанции к несению нагрузки проводим 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 [8, с. 310].

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 останова реактора на перегрузку топлива и ремонт. В основном на АЭС применяют 4-х летний ремонтный цикл. В течение каждого года производится капитальный ремонт, т.е.: в 1-й, 2-й и 3-й года производится капитальный ремонт цилиндров турбины, который составляет – 30 календарных дней; в 4-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 [8, с. 310]. В нашем случае имеются 1 энергоблок, поэтому принимаем 2-х летний ремонтный цикл. В течение 1-ого года производится капитальный ремонт цилиндров турбины, который составляет 30 календарных дней; на 2-ой год производится капитальный ремонт реактора и оставшихся цилиндров турбины, который длится 50 календарных дней.

Далее определяем плановое значение эксплуатационной готовности и коэффициент эксплуатационной готовности.

Эксплуатационная готовность определяется как:

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

где $t_{\text{пер}}$ – планируемый период (календарный год), равный 7884 ч;

$N_{\text{реми}}$ – мощность блока, выводимого в плановый ремонт;

$t_{\text{рем } i}$ – время простоя в плановом ремонте i -го блока.

$$\mathcal{E}_{\text{гот}}^{\text{пл}} = 600 \cdot 7884 - [600 \cdot 24] = 4716 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА. 311600. 001 ПЗ

Лист

69

Плановый коэффициент готовности:

$$K_{gom}^{nl} = \frac{\mathcal{E}_{gom}^{nl}}{N_y \cdot t_{nep}}.$$

То есть

$$K_{gom}^{nl} = \frac{4716 \cdot 10^3}{600 \cdot 7884} = 0,78.$$

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

Плановую выработку электроэнергии находим по формуле:

$$\mathcal{E}_{выр}^{nl} = \mathcal{E}_{gom}^{nl} \cdot K_p,$$

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

$$\mathcal{E}_{выр}^{nl} = 200692 \cdot 0,8 = 377 \cdot 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Плановое число часов использования установленной мощности станции определим как:

$$h_y^{nl} = \frac{\mathcal{E}_{выр}^{nl}}{N_y},$$

то есть

$$h_y^{nl} = \frac{377 \cdot 10^4}{600} = 6288 \text{ часов}.$$

5.3 Разработка схемы управления, расчет штатов и фонда зарплаты ВВЭР-600

Для проектируемой электростанции с учетом технологической схемы и единичной мощности агрегатов разрабатываем организационную структуру управления. При этом пользуемся сведениями, приведенными в [8], [10].

Для одного из основных цехов реакторного или турбинного – разрабатываем схему управления [8, стр. 229] и выполняем расчет штатов в виде штатной ведомости (таблица 11).

Таблица 11 – Штатная ведомость турбинного цеха

№ п/п	Наименование цехов, отделов, групп и должностей	Категория (ИТР, рабочие, служащие, МОП)	Численность персонала
1	2	3	4
1	Общецеховой персонал (начальник цеха, его заместители, старший инженер, техник, кладовщик, рабочие по уборке)	ИТР Рабочие	4 8
2	Оперативный персонал (начальник смены ТЦ, старший машинист ТЦ, машинисты энергоблоков и обходчики т.п.)	ИТР Рабочие	4 (1) 98 (20)
3	Всего по цеху В том числе	ИТР Рабочие	114 (21) 8 106

Общая численность персонала станции в укрупненном расчете определяется путем умножения штатного коэффициента на установленную мощность. Штатный коэффициент определяем из [2, стр.208].

Общая численность персонала станции

$$N_{\text{чел}} = n_{\text{шт}} \cdot N_y.$$

Основной годовой фонд зарплаты по АЭС определяем как

$$I_{\text{зн}}^{\text{осн}} = n_{\text{шт}} \cdot N_y \cdot \Phi_{\text{год}}^{\text{ср}},$$

где $n_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент;

N_y – установленная мощность;

$\Phi_{\text{год}}^{\text{ср}}$ – среднегодовой фонд зарплаты на одного человека.

Для АЭС величина $\Phi_{\text{год}}^{\text{ср}}$ составляет 120-150 МРОТ, где МРОТ – минимальный месячный размер оплаты труда (верхний предел берется для станций с большой установленной мощностью).

Согласно [2, стр.208], $n_{\text{шт}} = 1$ чел/МВт.

По состоянию на 01.01.2016 г. МРОТ = 13650 рублей (Мурманская область).

$$N_{\text{чел}} = 1 \cdot 600 = 600 \text{ чел.};$$

$$I_{\text{зн}}^{\text{осн}} = 600 \cdot 600 \cdot 13650 = 4,914 \cdot 10^9 \text{ рублей.}$$

Полный фонд зарплаты, помимо основного фонда, включает в себя премиальный фонд и начисления на соцстрах:

$$I_{\text{зн}} = I_{\text{зн}}^{\text{осн}} \cdot 1 + \alpha_{\text{пр}} \cdot 1 + \alpha_{\text{сс}},$$

где $\alpha_{\text{пр}}$ – премиальный фонд (20-40%);

$\alpha_{\text{сс}}$ – отчисления в фонды социального страхования, составляющие 40 % от общего фонда заработной платы (включая премиальный фонд) и включают в себя:

- отчисления в пенсионный фонд – 22 %;
- отчисления на соцстрах – 2,9 %;
- отчисления на медицинское страхование – 5,1 %;

Окончательно, получаем

$$I_{\text{зн}} = 4,914 \cdot 10^9 \cdot (1 + 0,3) \cdot (1 + 0,4) = 8,943 \cdot 10^9 \text{ рублей.}$$

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата		72

5.4 Определение стоимости первоначальной загрузки топлива и топливной составляющей себестоимости электро и теплоэнергии

Затраты АЭС на ядерное топливо в соответствии с [16] рассчитываются исходя из установленной цены на ТВС со свежим топливом, поставляемым на АЭС, без учета стоимости урана и плутония, накопленного в отработанном топливе и расходов по химической переработке отработанного топлива. В затраты на топливо АЭС входят также расходы по выдержке отработанного топлива в бассейнах выдержки АЭС. Тогда удельная стоимость ядерного топлива за период кампании с однородной топливной загрузкой определится как:

$$I_m = I_{исх.пр} + I_{об} + I_{изг} + I_{тр} + I_{выд},$$

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

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

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

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

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

Имеем:

$$I_{исх.пр} = 90 \text{ долл./кг [12, стр. 198];}$$

$$I_{об} = 650 \text{ долл./кг [12, стр. 239];}$$

$$I_{изг} = 100 \text{ долл./кг [12, стр. 328];}$$

$$I_{тр} = 3 \text{ долл./кг [2, стр. 240];}$$

$$I_{выд} = 25 \text{ долл./кг.}$$

Тогда

$$I_m = 90 + 650 + 100 + 3 + 25 = 868 \text{ долл./кг} = 52080 \text{ руб./кг.}$$

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата		73

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемая по конденсационному циклу в теплофикационных турбинах, определится как:

$$C_m^{эк} = \frac{100}{24 \cdot 10^3} \cdot \frac{G \cdot I_m}{Q_p \cdot T_k \cdot \eta_n^{кб}}, \text{ коп/кВт}\cdot\text{ч},$$

где G – топливная загрузка в один реактор, кг;

I_m – стоимость топлива, руб/кг;

Q_p – тепловая мощность реактора, МВт;

T_k – длительность кампании, сутки;

$\eta_n^{кб}$ – $\kappa\eta\delta$ конденсационного блока АЭС.

Имеем

$$C_m^{эк} = \frac{100}{24 \cdot 10^3} \cdot \frac{60 \cdot 10^3 \cdot 52080}{1600 \cdot 730 \cdot 0,326} = 34 \text{ коп/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении, определяется в следующей последовательности.

Топливная составляющая тепловой энергии, отпускаемой на турбоагрегатах:

$$C_m^n = \frac{100}{24 \cdot 10^3} \cdot \frac{G \cdot I_m}{Q_p \cdot T_k \cdot \eta_n},$$

где η_n – $\kappa\eta\delta$ парогенератора и транспорта тепла.

Тогда

$$C_m^n = \frac{100}{24 \cdot 10^3} \cdot \frac{60 \cdot 10^3 \cdot 52080}{1600 \cdot 730 \cdot 0,95} = 12 \text{ коп/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Согласно физическому методу распределения затрат между электрической и тепловой энергией при комбинированном производстве условно принимается, что отпускаемая не из теплофикационных отборов турбоагрегатов, а непосредственно из парогенератора. В соответствии с этим допущением топливная составляющая себестоимости тепловой энергии будет: $C_m^q = C_m^n = 12 \text{ коп/кВт}\cdot\text{ч}$.

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении, определяется как

$$C_m^{эм} = C_m^n \cdot q_{эм}.$$

Окончательно

$$C_m^{эм} = \frac{12 \cdot 3750}{3600} = 12,5 \text{ коп/кВт}\cdot\text{ч}.$$

5.5 Определение годовых издержек производства и калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии

Для определения себестоимости продукции составим смету производства со следующими основными элементами затрат:

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

5.5.1 Расчет годовых издержек на топливо

Годовые издержки на топливо определяем следующим образом:

$$I_m = C_m^{эк} \cdot \mathcal{E}_к + C_m^{эм} \cdot \mathcal{E}_м + C_q \cdot Q_{отп},$$

где $Q_{отп}$ – количество энергии, отпущенной потребителям в течение года, равное

$$Q_{отп} = Q_m \cdot h_m \cdot n_{бл},$$

Q_m – мощность теплофикационного отбора турбоагрегата;

h_m – число часов использования мощности теплофикационных отборов;

$n_{бл}$ – число теплофикационных блоков АЭС;

$\mathcal{E}_м$ – выработка электроэнергии на тепловом потреблении, равная

$$\mathcal{E}_м = \bar{\mathcal{E}}_м \cdot Q_{отп}, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$\mathcal{E}_к$ – выработка электроэнергии по конденсационному циклу, равная

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата		75

$$\mathcal{E}_k = \mathcal{E}_{год}^{пл} - \mathcal{E}_m = N_y \cdot h_y - \mathcal{E}_m, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$\mathcal{E}_{год}^{пл}$ – годовая выработка электрической энергии АЭС;

h_y – плановое число часов использования установленной мощности станции.

Первые две составляющие в формуле для нахождения годовых издержек на топливо определяют годовые издержки на топливо I_t , затраченные на выработку запланированного объема электроэнергии, а последняя составляющая – годовые издержки на тепловой энергии.

$$Q_{омн} = 117 \cdot 10^4 \cdot 7884 \cdot 1 = 9,297 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_m = 7,75 \cdot 10^{-5} \cdot 9,297 \cdot 10^9 \cdot 3600 = 2,59 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_k = 4716 \cdot 10^3 \cdot 5472 - 2,59 \cdot 10^9 = 2,55 \cdot 10^{10} \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_m = 0,340 \cdot 2,55 \cdot 10^{10} + 0,125 \cdot 2,59 \cdot 10^9 + 0,120 \cdot 9,297 \cdot 10^9 = 1,01 \cdot 10^{10} \text{ руб.}$$

5.5.2 Годовые издержки на заработную плату

При калькуляции себестоимости энергии учитываем зарплату всего производственного персонала станции за исключением зарплаты ремонтников, занятых на капитальном и текущем ремонте основного оборудования АЭС. Годовой фонд зарплат производственного персонала станции рассчитываем на основе пункта 4.

$$I_{зп} = 8,943 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

5.5.3 Амортизация

Амортизационные отчисления на АЭС определяем на основе нормы амортизации $H_a = 3,2 \dots 3,7$ % в год (меньшее значение нормы берется для АЭС малой мощности) [12]. Годовые амортизационные отчисления определяем как

$$I_a = \frac{K_{азс} \cdot H_a}{100} = \frac{3,356 \cdot 10^9 \cdot 3,2}{100} = 10,739 \cdot 10^7 \text{ руб.}$$

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
						76
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата		

5.5.4 Прочие расходы

На АЭС доля прочих расходов, куда входят вспомогательные материалы, покупная вода, услуги сторонних организаций, услуги вспомогательных производств и прочие, значительно больше, чем на тепловых станциях. Прочие расходы определяем в следующих размерах (в процентах) от суммы на амортизацию и зарплату:

- для АЭС мощностью до 25 МВт – 40%;
- для АЭС мощностью до 25 – 50 МВт – 27%;
- для АЭС мощностью до 50 – 100 МВт – 20%;
- для АЭС мощностью до 300 – 1000 МВт – 12%;
- для АЭС мощностью до 1000 МВт и выше – 10%.

$$I_{np} = 0,12 \cdot (I_{зн} + I_a) = 0,12 \cdot (8,943 \cdot 10^9 + 10,739 \cdot 10^7) = 10,860 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

5.5.5 Сокращенная калькуляция себестоимости отпущенной электрической и тепловой энергии

При расчете себестоимости отпущенной электрической энергии учитываем, что расход электроэнергии на собственные нужды АЭС составляет 5...7 % от годовой выработки электрической энергии [12]:

$$\mathcal{E}_{отп} = \mathcal{E}_{выр} - \mathcal{E}_{сн}.$$

При приближенном расчете себестоимости тепловой энергии можно не учитывать расход тепла на собственные нужды АЭС.

$$\mathcal{E}_{сн} = 0,05 \cdot \mathcal{E}_{выр}^{эл} = 0,05 \cdot 377 \cdot 10^4 = 18,85 \cdot 10^4 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{отп} = 377 \cdot 10^4 - 18,85 \cdot 10^4 = 3,58 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

➤ Издержки на топливо:

$$I_m = 3,58 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

➤ Издержки на амортизацию по статьям:

$$I_a^p = 0,5 \cdot I_a = 0,5 \cdot 10,739 \cdot 10^7 = 53,695 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$I_a^{мур} = 0,45 \cdot I_a = 0,45 \cdot 10,739 \cdot 10^7 = 48,325 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата		77

$$I_a^o = 0,05 \cdot I_a = 0,05 \cdot 10,739 \cdot 10^7 = 53,695 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Здесь $I_a = 10,739 \cdot 10^7$ руб.

➤ Издержки на зарплату с начислениями по статьям:

$$I_{\text{зн}}^p = 0,35 \cdot I_{\text{зн}} = 0,35 \cdot 8,943 \cdot 10^9 = 3,130 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

$$I_{\text{зн}}^{\text{мвр}} = 0,35 \cdot I_{\text{зн}} = 0,35 \cdot 8,943 \cdot 10^9 = 3,130 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

$$I_{\text{зн}}^0 = 0,3 \cdot I_{\text{зн}} = 0,3 \cdot 8,943 \cdot 10^9 = 2,682 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

Здесь $I_{\text{зн}} = 8,943 \cdot 10^9$ руб.

➤ Прочие издержки:

$$I_{\text{пр}} = 10,860 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

➤ Полные годовые издержки по реакторному цеху:

$$I_p = I_m + I_a^p + I_{\text{зн}}^p = 3,58 \cdot 10^6 + 53,695 \cdot 10^6 + 3,130 \cdot 10^9 = 3,187 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

➤ Полные годовые издержки по турбинному цеху и электроцеху:

$$I_{\text{тур}} = I_a^{\text{мвр}} + I_{\text{зн}}^{\text{мвр}} = 48,325 \cdot 10^6 + 3,130 \cdot 10^9 = 3,178 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

➤ Полные годовые общестанционные издержки:

$$I_o = I_{\text{пр}} + I_a^o + I_{\text{зн}}^o = 10,860 \cdot 10^8 + 53,695 \cdot 10^5 + 2,682 \cdot 10^9 = 3,773 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

➤ Суммарные издержки:

$$\Sigma I = I_p + I_{\text{тур}} + I_o = 3,187 \cdot 10^9 + 3,178 \cdot 10^9 + 3,773 \cdot 10^9 = 1,013 \cdot 10^{10} \text{ руб.}$$

Распределение затрат на электроэнергию и теплоту по статьям:

✓ По реакторному цеху:

$$I_{\text{п.э.}} = I_p \cdot \left(\frac{I_m^{\text{э}}}{I_m} \right);$$

$$I_m^{\text{э}} = C_m^{\text{эк}} \cdot \mathcal{E}_k + C_m^{\text{эм}} \cdot \mathcal{E}_m = 0,340 \cdot 2,55 \cdot 10^{10} + 0,125 \cdot 2,59 \cdot 10^9 = 8,993 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

$$I_{\text{п.э.}} = 3,187 \cdot 10^9 \cdot \frac{8,993 \cdot 10^9}{3,58 \cdot 10^6} = 8,005 \cdot 10^{10} \text{ руб.};$$

$$I_{\text{п.г.}} = I_p \cdot \left(\frac{I_m^{\text{г}}}{I_m} \right);$$

$$I_m^{\text{г}} = C_q \cdot Q_{\text{омн}} = 0,120 \cdot 9,297 \cdot 10^9 = 1,115 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

$$I_{\text{п.г.}} = 3,187 \cdot 10^9 \cdot \frac{1,115 \cdot 10^9}{3,58 \cdot 10^6} = 9,925 \cdot 10^{10} \text{ руб.}$$

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

✓ По турбинному цеху и электроцеху:

Все издержки по турбинному цеху и электроцеху относим на выработку электроэнергии.

$$I_{тур.э.} = I_{тур} = 3,178 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

✓ Общестанционные издержки:

$$I_{о.э.} = I_o \cdot \left[\frac{I_{р.э.} + I_{тур.э.}}{I_{р.э.} + I_{тур}} \right] = 3,773 \cdot 10^9 \cdot \left[\frac{8,005 \cdot 10^{10} + 3,178 \cdot 10^9}{9,925 \cdot 10^{10} + 3,178 \cdot 10^9} \right] = 3,065 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

$$I_{о.г.} = I_o - I_{о.э.} = 3,773 \cdot 10^9 - 3,065 \cdot 10^9 = 7,08 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Тогда затраты на электроэнергию и теплоту:

$$I_э = I_{р.э.} + I_{тур.э.} + I_{о.э.} = 8,005 \cdot 10^{10} + 3,178 \cdot 10^9 + 3,065 \cdot 10^9 = 8,629 \cdot 10^{10} \text{ руб.};$$

$$I_г = I_{р.г.} + I_{о.г.} = 9,925 \cdot 10^{10} + 7,08 \cdot 10^8 = 9,995 \cdot 10^{10} \text{ руб.}$$

Сумма $I_э + I_г$ должна быть равна $\sum I$:

$$I_э + I_г = 8,629 \cdot 10^{10} + 9,995 \cdot 10^{10} = 1,862 \cdot 10^{10} \text{ руб.}$$

Все остальные статьи расходов распределяются пропорционально тому, как распределились общие затраты на АЭС, за вычетом издержек по топливу. Распределение этих статей расходов между электроэнергией и теплом производится с помощью коэффициента

$$K_{э.р.} = \left[\frac{I_э + I_m}{\sum I + I_m} \right] = \left[\frac{8,629 \cdot 10^{10} + 8,993 \cdot 10^9}{1,862 \cdot 10^{10} + 3,58 \cdot 10^6} \right] = 0,51.$$

Таким образом, на электроэнергию относятся составляющие издержек по амортизации, заработной плате и прочим расходам:

$$I_{э.а.} = I_a \cdot K_{э.р.} = 10,739 \cdot 10^7 \cdot 0,51 = 5,476 \cdot 10^7 \text{ руб.};$$

$$I_{э.зн.} = I_{зн} \cdot K_{э.р.} = 8,943 \cdot 10^9 \cdot 0,51 = 4,560 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

$$I_{э.нр.} = I_{нр} \cdot K_{э.р.} = 10,860 \cdot 10^8 \cdot 0,51 = 5,538 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

На теплоту относятся разности:

$$I_{г.а.} = I_a - I_{э.а.} = 10,739 \cdot 10^7 - 5,476 \cdot 10^7 = 5,263 \cdot 10^7 \text{ руб.};$$

$$I_{г.зн.} = I_{зн} - I_{э.зн.} = 8,943 \cdot 10^9 - 4,560 \cdot 10^9 = 4,383 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

$$I_{г.нр.} = I_{нр} - I_{э.нр.} = 10,860 \cdot 10^8 - 5,538 \cdot 10^8 = 5,322 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Распределение составляющих издержек между двумя видами энергии по топливу:

$$I_m^e = 8,993 \cdot 10^9 \text{ руб.}, \quad I_m^q = 1,115 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Разделив данные распределения издержек на электроэнергию и теплоту соответственно на годовые отпуска электроэнергии и теплоты, получим составляющие себестоимости и полную себестоимость 1 кВт·ч и 1 ГДж, отпущенных потребителям.

➤ По электроэнергии:

$$S_{э.м.} = \frac{I_m^e}{\mathcal{E}_{отп}} = \frac{8,993 \cdot 10^9}{3,58 \cdot 10^6} = 0,25 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{э.а.} = \frac{I_{э.а.}}{\mathcal{E}_{отп}} = \frac{5,476 \cdot 10^7}{3,58 \cdot 10^6} = 0,15 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{э.зн.} = \frac{I_{э.зн.}}{\mathcal{E}_{отп}} = \frac{4,560 \cdot 10^9}{3,58 \cdot 10^6} = 0,12 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{э.нр.} = \frac{I_{э.нр.}}{\mathcal{E}_{отп}} = \frac{5,538 \cdot 10^8}{3,58 \cdot 10^6} = 0,15 \text{ руб/кВт·ч}.$$

➤ По теплу:

$$S_{q.м.} = \frac{I_m^q}{Q_{отп}} = \frac{1,115 \cdot 10^9}{9,297 \cdot 10^9} = 0,11 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{q.а.} = \frac{I_{q.а.}}{Q_{отп}} = \frac{5,263 \cdot 10^7}{9,297 \cdot 10^9} = 0,56 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{q.зн.} = \frac{I_{q.зн.}}{Q_{отп}} = \frac{4,383 \cdot 10^9}{9,297 \cdot 10^9} = 0,47 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{q.нр.} = \frac{I_{q.нр.}}{Q_{отп}} = \frac{5,322 \cdot 10^8}{9,297 \cdot 10^9} = 0,57 \text{ руб/кВт·ч}.$$

Общая себестоимость электроэнергии и тепла, определим как:

$$S_e = S_{э.м.} + S_{э.а.} + S_{э.зн.} + S_{э.нр.} = 0,25 + 0,15 + 0,12 + 0,15 = 0,67 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_q = S_{q.м.} + S_{q.а.} + S_{q.зн.} + S_{q.нр.} = 0,11 + 0,56 + 0,47 + 0,57 = 1,71 \text{ руб/кВт·ч}.$$

5.6 Планирование цены отпускаемой энергии, прибыли и рентабельности

Электростанции, работающие в составе энергосистемы, самостоятельно расчеты с потребителями не производят. В связи с этим вся прибыль, первоначально формируется в районной энергетической системе (РЭС). Для электростанций, находящихся на самостоятельном балансе, прибыль образуется за счет платы РЭС, которая должна обеспечить этим первичным предприятиям экономическую эффективность их работы при условии выполнения всех остальных показателей.

Балансовая прибыль электростанции определяется из нормы рентабельности продукции (энергии) в пределах 10...12 %. Тогда цена на тепловую и электрическую энергию составит:

$$C_{э} = S_{э} + \Pi_{р.э}, \quad C_{тэ} = S_{тэ} + \Pi_{р.тэ},$$

где $S_{э}$, $S_{тэ}$ – себестоимость, соответственно, отпускаемой электрической и тепловой энергии; $\Pi_{р.э}$, $\Pi_{р.тэ}$ – прибыль, запланированная в отпускную цену продукции, исходя из указанной выше нормы рентабельности.

$$C_{э} = 0,67 + 0,67 \cdot 0,12 = 0,75 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_{тэ} = 1,71 + 1,71 \cdot 0,12 = 1,91 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Балансовая прибыль электростанции определится как

$$\Pi_{рб} = C_{э} \cdot \mathcal{E}_{отп} + C_{тэ} \cdot Q_{отп} - \Sigma И = 0,75 \cdot 3,58 \cdot 10^6 + 1,91 \cdot 9,297 \cdot 10^9 - 1,862 \cdot 10^{10} = 8,6 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Сумма налога на прибыль, уплачиваемая электростанцией

$$H_n = 0,24 \cdot \Pi_{рб} = 0,24 \cdot 8,6 \cdot 10^8 = 2,064 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Расчетная прибыль после уплаты налога составит

$$\Pi_{рп} = \Pi_{рб} - H_n = 8,6 \cdot 10^8 - 2,064 \cdot 10^8 = 6,536 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Общая и расчетная рентабельности электростанции определяются как

$$R_o = \frac{\Pi_{рб}}{ОФ + НОС} \text{ и } R_p = \frac{\Pi_{рп}}{ОФ + НОС},$$

где $ОФ$ – балансовая стоимость основных фондов АЭС (для новой электростанции принимаем равной величине капитальных вложений в АЭС);

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата		81

$НОС$ – сумма нормируемых средств (принимая равной стоимости первоначальной топливной загрузки в реактор АЭС).

$$R_o = \frac{8,6 \cdot 10^8}{3,356 \cdot 10^9 + 30000 \cdot 52080} = 0,174;$$

$$R_p = \frac{P_{pp}}{ОФ + НОС} = \frac{6,536 \cdot 10^8}{3,356 \cdot 10^9 + 30000 \cdot 52080} = 0,132.$$

5.7 Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС

Рассчитанные выше плановые показатели хозяйственной деятельности не позволяют 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:

5.7.1 Чистый приведенный доход (ЧПД)

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:

$$ЧПД = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t};$$

Чистый доход в первые 5 лет строительства блока считается следующим образом:

$$D_t = \text{Pr}_t + A_t - K_t = 6,536 \cdot 10^8 + 10,739 \cdot 10^7 - 3,356 \cdot 10^9 = -2,595 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

В последующие годы чистый доход определяется как:

$$D_t = \text{Pr}_t + A_t = 6,536 \cdot 10^8 + 10,739 \cdot 10^7 = 7,609 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

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

$$T = T_{\text{стр}} + T_{\text{эспл}} = 5 + 25 = 30 \text{ лет}$$

где $T_{\text{стр}}$, $T_{\text{эспл}}$ – время строительства и эксплуатации проектируемого объекта.

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:

$$r = r_{\text{б}} + r_{\text{риск}} = 7 + 4 = 11\%$$

Здесь $r_{\text{б}}$ – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по безрисковому инвестированию средств (обычно составляет 6-7% годовых);

$r_{\text{риск}}$ – премия за риск, зависящая от отраслевой особенности реализуемого проекта, а также склонности инвесторов к риску в разных условиях рыночной конъюнктуры. Для энергетики $r_{\text{риск}}$ составляет 4-8 % годовых.

5.7.2 Индекс рентабельности проекта

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

рентабельности инвестиционного привлекательного проекта должен быть больше единицы:

$$R = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_{cmp}} \frac{K_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^{30} \frac{7,609 \cdot 10^8}{(1+0,11)^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{3,356 \cdot 10^9}{(1+0,11)^t}} = 0,138 < 1$$

$$P_t = Pp_t + A_t = 6,536 \cdot 10^8 + 10,739 \cdot 10^7 = 7,609 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$T_{ок} = \frac{A_{АЭС}}{P_t} = 8 \text{ лет}$$

5.7.3 Срок окупаемости инвестиций

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

$$ЧПД = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{-2,595 \cdot 10^9}{(1+0,11)^t} + \sum_{t=1}^{30} \frac{7,609 \cdot 10^8}{(1+0,11)^t} = 8,876 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

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

Получаем: ЧПД = $8,876 \cdot 10^9$ руб.

Значение ЧПД положительно, что означает, что в реализация проекта с учетом фактора временного обесценивания денег прибыльна.

Представим график зависимости ЧПД от времени, по которому можно определить срок окупаемости проекта:

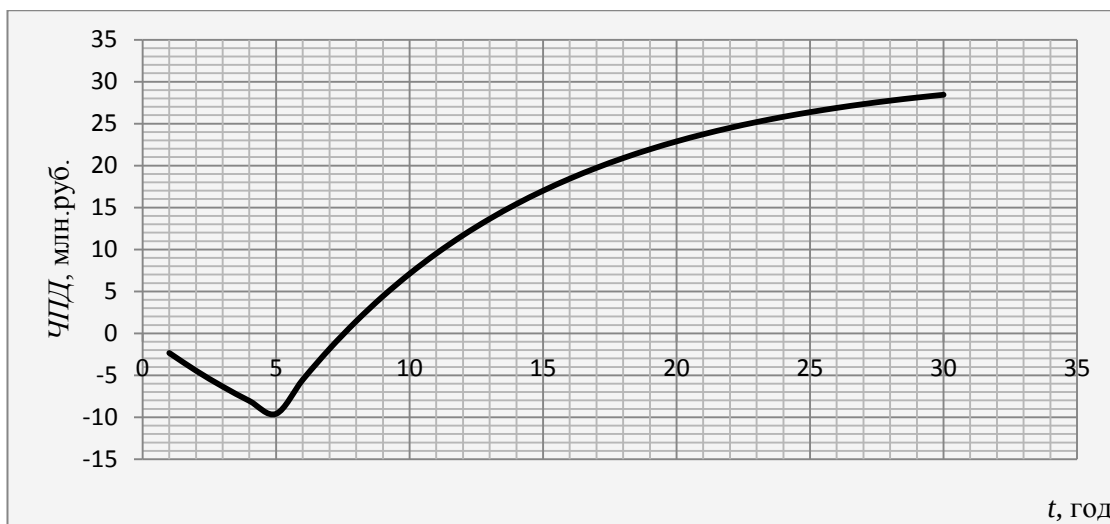


Рисунок 9 Зависимость чистого приведенного дохода от времени строительства и эксплуатации проектируемого объекта .

5.7.4 Внутренняя норма доходности (ВНД)

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

$$\sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t}{1+r^t} = \sum_{t=1}^{T_{\text{смп}}} \frac{K_t}{1+r^t};$$

$$\sum_{T=1}^5 \frac{7,609 \cdot 10^8}{1+r^T} = \sum_{T=1}^{30} \frac{3,356 \cdot 10^9}{1+r^T} \rightarrow r = 13,19 \%$$

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

5.8 Анализ результатов хозяйственной деятельности АЭС

Общий годовой объем фактически выработанной и отпущенной электроэнергии определим по фактическому числу часов использованной мощности.

С учетом изложенной в разделе 3 методики, фактическая готовность электростанции к несению нагрузки найдется как:

$$\mathcal{E}_{\text{гот}}^{\phi} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\phi}}{K_p}.$$

Здесь $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\phi} = N_y \cdot h_y^{\phi}$, где h_y^{ϕ} – фактическое число часов использования установленной мощности станции, час.

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\phi} = 600 \cdot 6288 = 3,772 \cdot 10^6 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{гот}}^{\phi} = \frac{3,772 \cdot 10^6}{0,8} = 4,716 \cdot 10^6 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

По известной величине $\mathcal{E}_{\text{гот}}^{\phi}$ определим фактический коэффициент готовности к несению нагрузки $K_{\text{гот}}^{\phi}$:

$$K_{\text{гот}}^{\phi} = \frac{\mathcal{E}_{\text{гот}}^{\phi}}{N_y \cdot t_{\text{пер}}} = \frac{4,716 \cdot 10^6}{600 \cdot 8760} = 0,794.$$

Удельный расход тепла на выработанную или отпущенную единицу электроэнергии

$$q_s = \frac{q_{\text{эм}} \cdot \mathcal{E}_m + q_{\text{эк}} \cdot \mathcal{E}_k}{\mathcal{E}_{\text{год}} \cdot \eta_n}, \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч};$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовая выработка или отпуск электроэнергии АЭС.

$$q_s^{\text{выр}} = \frac{3750 \cdot 2,59 \cdot 10^9 + 10504 \cdot 2,55 \cdot 10^{10}}{(2,59 \cdot 10^9 + 2,55 \cdot 10^{10}) \cdot 0,95} = 10401 \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$q_s^{\text{отп}} = \frac{3750 \cdot 2,59 \cdot 10^9 + 10504 \cdot 2,55 \cdot 10^{10}}{3,58 \cdot 10^6 \cdot 0,95} = 81612 \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч}.$$

К.п.д. станции по отпуску электроэнергии:

$$\eta_s = \frac{3600}{q_s^{\text{отп}}} \cdot 100\% = \frac{3600}{10401} \cdot 100\% = 34,6 \text{ \%}.$$

Удельный расход тепла на отпущенную тепловую энергию:

$$q_m = \frac{3600 \cdot 10^3}{\eta_n}, \text{ кДж/МВт}\cdot\text{ч}.$$

К.п.д. электростанции по отпуску тепловой энергии:

$$\eta_m = \eta_n,$$

где η_n – к.п.д. парогенератора и транспорта тепла.

$$q_m = \frac{3600 \cdot 10^3}{0,95} = 3789,5 \cdot 10^3 \text{ кДж/МВт}\cdot\text{ч.}$$

Анализ хозяйственной деятельности предприятия проводится для подведения итогов деятельности коллектива за отчетный период и оценки результатов этой деятельности. Одним из важнейших показателей, характеризующих эффективность работы электростанции, является себестоимость отпущенной энергии, поскольку себестоимость является комплексным показателем, зависящим от многих факторов, связанных с деятельностью коллектива данного предприятия.

Анализ себестоимости отпущенной единицы энергии в нашей курсовой работе выполняется методом цепных подстановок. Этот метод позволяет количественно оценить влияние различных факторов на суммарный результат путем последовательной замены плановых показателей на фактические показатели. При анализе себестоимости заполняем таблицу 9.1. Для расчета себестоимости фактически отпущенной электроэнергии и теплоты проводим сокращенную калькуляцию себестоимости электрической и тепловой энергии и перерасчет издержек на топливо, аналогично пункту 6.

Фактическое количество отпущенной электроэнергии за год:

$$\mathcal{E}_{отп}^{\phi} = \mathcal{E}_{выр}^{\phi} - \mathcal{E}_{сн}^{\phi}.$$

$$I_m^{\mathcal{E},\phi} = C_m^{\mathcal{E}к} \cdot \mathcal{E}_к^{\phi} + C_m^{\mathcal{E}т} \cdot \mathcal{E}_т = 0,340 \cdot 1,182 \cdot 10^9 + 0,125 \cdot 2,59 \cdot 10^9 = 7,256 \cdot 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{отп}^{\phi} = 3,772 \cdot 10^6 - 18,85 \cdot 10^4 = 3,583 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Условно-постоянные затраты включают в себя издержки на:

- ✓ зарплату с начислениями;
- ✓ амортизацию;
- ✓ прочие расходы.

Эти издержки не зависят от режима работы электростанции, и находятся как:

$$I_{пост}^{nl} = I_{пост}^{\phi} = \Sigma I - I_m = 1,862 \cdot 10^{10} - 3,58 \cdot 10^6 = 1,861 \cdot 10^{10} \text{ руб.}$$

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата		87

Годовые фактические издержки на топливо определяем следующим образом:

$$I_m^\phi = C_m^{\text{эк}} \cdot \mathcal{E}_\kappa^\phi + C_m^{\text{эм}} \cdot \mathcal{E}_m + C_q \cdot Q_{\text{отп}},$$

$$Q_{\text{отп}} = 9,297 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_m = 2,59 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_\kappa^\phi = N_y \cdot h_y^\phi - \mathcal{E}_m = 600 \cdot 10^3 \cdot 6288 - 2,59 \cdot 10^9 = 1,182 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_m^\phi = C_m^{\text{эк}} \cdot \mathcal{E}_\kappa^\phi + C_m^{\text{эм}} \cdot \mathcal{E}_m + C_q \cdot Q_{\text{отп}} = 0,340 \cdot 1,182 \cdot 10^9 + 0,125 \cdot 2,59 \cdot 10^9 + 0,120 \cdot 9,297 \cdot 10^9 = 1,841 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Топливная фактическая составляющая себестоимости определится как:

$$S_{\mathcal{E}_m}^\phi = \frac{I_m^{\mathcal{E}_m} \cdot \mathcal{E}_m^\phi}{\mathcal{E}_{\text{отп}}^\phi} = \frac{7,256 \cdot 10^8}{3,583 \cdot 10^6} = 0,20 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Фактическая себестоимость энергии определится как:

$$S_\mathcal{E}^\phi = S_{\mathcal{E}_m}^\phi + S_{\mathcal{E}_\kappa} + S_{\mathcal{E}_m} + S_{\mathcal{E}_{\text{пр}}} = 0,20 + 0,15 + 0,12 + 0,15 = 0,62 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_{\text{пост}}^{\mathcal{E}_{\text{пл}}} = I_{\text{пост}}^{\mathcal{E}_\phi} = I_\mathcal{E} - I_m^\mathcal{E} = 8,629 \cdot 10^{10} - 8,993 \cdot 10^9 = 7,729 \cdot 10^{10} \text{ руб.}$$

Таблица 12 – Анализ показателей АЭС

Показатели	Плановые	Фактические	Отклонение
1	2	3	4
$\mathcal{E}_{\text{отп}}$, кВт·ч	$3,58 \cdot 10^6$	$3,583 \cdot 10^6$	3000
$I_\mathcal{E}$, руб	$3,58 \cdot 10^8$	$1,43 \cdot 10^9$	$-3,5 \cdot 10^6$
$I_{\text{пост}}$, руб	$7,729 \cdot 10^{10}$	$7,729 \cdot 10^{10}$	0
$S_{\mathcal{E}_\mathcal{T}}$, руб/кВт·ч	0,20	0,20	0
$S_\mathcal{E}$, руб/кВт·ч	0,62	0,62	0

Фактический удельный расход тепла на выработанную или отпущенную единицу электроэнергии:

$$q_\mathcal{E}^\phi = \frac{q_{\mathcal{E}_m} \cdot \mathcal{E}_m + q_{\mathcal{E}_\kappa} \cdot \mathcal{E}_\kappa^\phi}{\mathcal{E}_{\text{год}}^\phi \cdot \eta_n}, \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч};$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}^\phi$ – фактическая годовая выработка или отпуск электроэнергии АЭС.

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{\phi}^{\phi. \text{выр.}} = \frac{q_{\text{эм}} \cdot \mathcal{E}_m + q_{\text{эк}} \cdot \mathcal{E}_\kappa}{\mathcal{E}_{\phi. \text{выр.}}^{\phi. \text{выр.}} \cdot \eta_n} = \frac{3750 \cdot 2,59 \cdot 10^9 + 10504 \cdot 1,182 \cdot 10^9}{3,772 \cdot 10^6 \cdot 0,95} = 6175 \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$q_{\phi}^{\phi. \text{отп.}} = \frac{q_{\text{эм}} \cdot \mathcal{E}_m + q_{\text{эк}} \cdot \mathcal{E}_\kappa}{\mathcal{E}_{\phi. \text{отп.}}^{\phi. \text{отп.}} \cdot \eta_n} = \frac{3750 \cdot 2,59 \cdot 10^9 + 10504 \cdot 1,182 \cdot 10^9}{3,583 \cdot 10^6 \cdot 0,95} = 6501 \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч}.$$

К.п.д. станции по отпуску электроэнергии

$$\eta_{\phi}^{\phi} = \frac{3600}{q_{\phi}^{\phi. \text{отп.}}} \cdot 100\% = \frac{3600}{6501} \cdot 100\% = 34 \text{ \%}.$$

Удельный расход тепла на отпущенную тепловую энергию

$$q_m^{\phi} = \frac{3600 \cdot 10^3}{\eta_n} = \frac{3600 \cdot 10^3}{0,95} = 3,7895 \cdot 10^6 \text{ кДж/МВт}\cdot\text{ч}.$$

При анализе себестоимости делаем выводы о факторах, обусловивших отклонение фактических показателей от плановых. При этом выявляем внутренние факторы, связанные с деятельностью персонала станции, и факторы внешние. К последним могут быть отнесены изменения режима электрической и тепловой нагрузок, цены на топлива.

Фактическая величина расчетной прибыли будет отличаться от плановой на величину отклонения (экономии или перерасхода) эксплуатационных издержек:

$$\Delta \Pi_{pp} = \Delta I_m + \Delta I_{пост},$$

где ΔI_m – отклонение от издержек на топливо;

$\Delta I_{пост}$ – отклонение условно-постоянных издержек.

Имеем:

$$\Delta I_{пост} = \Delta I_{пост}^{nl} - \Delta I_{пост}^{\phi} = 0 \text{ руб.};$$

$$\Delta I_m = (S_{\phi. \text{м.}}^{nl} - S_{\phi. \text{м.}}^{\phi}) \cdot \mathcal{E}_{отп}^{\phi} = 0 \cdot 3,583 \cdot 10^6 = 0 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{pp} = 0 \text{ руб.}$$

По известному значению фактического размера расчетной прибыли определяем фактические значения общей и расчетной рентабельности балансовой прибыли.

Фактическая балансовая прибыль электростанции определится как:

					ФЮРА. 311600. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.им.	Подпись	Дата		89

$$\Pi_{p\phi}^{\phi} = \Pi_{p\phi} + \Delta\Pi_{pp} = 8,6 \cdot 10^8 - 0 = 8,6 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Сумма налога на прибыль, уплачиваемая электростанцией

$$H_n^{\phi} = 0,24 \cdot \Pi_{p\phi}^{\phi} = 0,24 \cdot 8,6 \cdot 10^8 = 2,064 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Расчетная прибыль после уплаты налога составит

$$\Pi_{pp}^{\phi} = \Pi_{p\phi}^{\phi} - H_n^{\phi} = 8,6 \cdot 10^8 - 2,064 \cdot 10^8 = 6,536 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Общая рентабельность электростанции определится как

$$R_o^{\phi} = \frac{\Pi_{p\phi}^{\phi}}{O\Phi + HOC} = \frac{8,6 \cdot 10^8}{3,356 \cdot 10^9 + 180000 \cdot 52080} = 0,0675 .$$

Расчетная рентабельность электростанции:

$$R_p^{\phi} = \frac{\Pi_{pp}^{\phi}}{O\Phi + HOC} = \frac{6,536 \cdot 10^8}{3,356 \cdot 10^9 + 180000 \cdot 52080} = 0,0513 .$$

Анализ себестоимости выполним в следующей последовательности:

1) влияние изменения выработки электроэнергии на величину себестоимости

$$S_1 = \frac{I_m^{\text{э.пл.}} + I_{\text{пост}}^{\text{э.пл.}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\phi}} = \frac{8,993 \cdot 10^9 + 7,729 \cdot 10^{10}}{3,383 \cdot 10^6} = 2,55 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta S_1 = S_1 - S_{\text{э.пл.}} = 2,55 - 0,67 = 1,88 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

2) влияние изменения затрат на топливо

$$S_2 = \frac{I_m^{\text{э.ф.}} + I_{\text{пост}}^{\text{э.пл.}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\phi}} = \frac{7,256 \cdot 10^8 + 7,729 \cdot 10^{10}}{3,383 \cdot 10^6} = 2,30 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta S_2 = S_2 - S_1 = 2,55 - 2,30 = 0,25 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

3) влияние изменения условно-постоянных затрат

$$S_3 = S_2^{\phi} = \frac{I_m^{\text{э.ф.}} + I_{\text{пост}}^{\text{э.пл.}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\phi}} = \frac{7,256 \cdot 10^8 + 7,729 \cdot 10^{10}}{3,383 \cdot 10^6} = 2,30 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta S_3 = S_3 - S_2 = 2,30 - 2,30 = 0 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Таблица 13 - Техничко-экономические показатели работы АЭС

№	Наименование показателей	Размерность	Показатели	
			Плановые	Фактические
1	Установленная электрическая мощность АТЭЦ	МВт	600	600
	- тепловая мощность	МВт	1600	1600
2	Состав основного оборудования	число блоков	1	1
3	Эксплуатационная готовность электростанции	МВт·ч	$47 \cdot 10^5$	$47 \cdot 10^5$
4	Коэффициент готовности электростанции	%	78	78
5	Длительность кампании	лет	2	2
6	Величина первоначальной топливной загрузки во все реакторы АТЭЦ	т	63,5	63,5
7	Стоимость первоначальной топливной загрузки	10^8 руб.	1010	1010
8	Стоимость основных фондов АТЭЦ	10^6 руб.	3356	3356
9	Процент стоимости первоначальной топливной загрузки от стоимости основных фондов	%	30,09	30,09
10	Число часов использования установленной мощности	час	6288	6000
11	Годовая выработка: - электроэнергии - тепла	МВт·ч МВт·ч	$258 \cdot 10^8$ $9297 \cdot 10^6$	$377 \cdot 10^8$ $9297 \cdot 10^6$
12	Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	$18,85 \cdot 10^4$	$35,83 \cdot 10^5$
13	Годовой отпуск: - электроэнергии - тепла	МВт·ч МВт·ч	$3,58 \cdot 10^6$ $3,58 \cdot 10^8$	$3,583 \cdot 10^6$ $1,43 \cdot 10^9$
14	Удельный расход тепла на выработанную: - электроэнергию - тепло	кДж/кВт·ч кДж/МВт·ч	10401 $3789,5 \cdot 10^3$	6175 $3789,5 \cdot 10^3$
15	Удельный расход тепла на отпущенную: - электроэнергию - тепло	кДж/кВт·ч кДж/МВт·ч	81612 $3789,5 \cdot 10^3$	6501 $3789,5 \cdot 10^3$

Продолжение таблицы 13

16	К.п.д. электростанции по отпуску: - электроэнергии - тепла	%	34,6	34
17	Средний процент амортизации основных фондов	%	3,2	3,2
18	Штатный коэффициент	чел./МВт	1	1
№	Наименование показателей	Размерность	Показатели	
			Плановые	Фактические
19	Главный фонд заработной платы	руб.	$8,943 \cdot 10^9$	$8,943 \cdot 10^9$
20	Отчисления на социальные нужды:	руб.	$1,081 \cdot 10^9$	$1,081 \cdot 10^9$
	- отчисления в пенс. Фонд	руб.	$1,42 \cdot 10^8$	$1,42 \cdot 10^8$
	- отчисления на соцстрах	руб.	$2,5 \cdot 10^8$	$2,5 \cdot 10^8$
	- отчисления на мед. страх			
21	Постоянные эксплуатационные затраты	руб.	$1861 \cdot 10^7$	$1861 \cdot 10^7$
22	Переменные эксплуатационные затраты	руб.	$101 \cdot 10^8$	$101 \cdot 10^8$
23	Топливная составляющая себестоимости: - электроэнергии - тепла	руб./кВт·ч	0,25	0,20
		руб./МВт·ч	0,11	0,11
24	Постоянная составляющая себестоимости: - электроэнергии - тепла	руб./кВт·ч	1,67	1,62
		руб./МВт·ч	1,71	1,71
25	Балансовая прибыль	руб.	$8,6 \cdot 10^8$	$8,6 \cdot 10^8$
26	Налог на прибыль	руб.	$2,064 \cdot 10^8$	$2,064 \cdot 10^8$
27	Прибыль, оставшаяся в распоряжении АЭС	руб.	$6,536 \cdot 10^8$	$6,536 \cdot 10^8$
28	Общая рентабельность	%	0,174	0,0675
29	Расчетная рентабельность	%	0,132	0,0513
30	Чистый приведенный доход проекта	руб.	$8,876 \cdot 10^9$	
31	Индекс рентабельности проекта	%	0,138	
32	Внутренняя норма доходности проекта	%	13,19	
33	Срок окупаемости проекта	лет	8	