

Школа Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Организация отпуска теплоты от турбоустановки из нерегулируемых отборов

УДК 622.7'17:662.76

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б5А	Егоров Эрчим Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	О.Ю. Ромашева	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент НОЦ И.Н Бутакова ИШЭ	А.С. Зайцев	—		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	И.В. Подопригора	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент Отделения общетехнических дисциплин	А.А. Сотникова	—		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	М.А. Вагнер	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.01. Теплоэнергетика и теплотехника, Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	А.М. Антонова	К.Т.Н.		

Томск – 2019 г.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата, указанные в ФГОС ВПО по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	Универсальные компетенции
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении комплексных инженерных задач.
P3	Демонстрировать личную ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения комплексной инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни, непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
	Профессиональные компетенции
P7	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности в широком (в том числе междисциплинарном) контексте в комплексной инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач комплексного инженерного анализа с использованием базовых и специальных знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять комплексные инженерные проекты с применением базовых и специальных знаний, современных методов проектирования для достижения оптимальных результатов, соответствующих техническому заданию с учетом нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.

P10	Проводить комплексные научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением базовых и специальных знаний и современных методов.
P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.
P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами на основе АСУТП; использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
	Специальные профессиональные
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ А.М. Антонова
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
5Б5А	Егорову Эрчиму Николаевичу

Тема работы:

Организация отпуска теплоты от турбоустановки из нерегулируемых отборов
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	8 июня 2019 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования в работе является совокупность способов организации отпуска теплоты из нерегулируемых отборов турбины. Предметом исследования выступают факторы, определяющие возможность широкого применения технологий отпуска теплоты из нерегулируемых отборов турбины.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Описание турбины К-800-240. 2. Выбор и расчет схемы паротурбинной установки. 3. Анализ показателей тепловой экономичности отпуска теплоты. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

	5. Социальная ответственность. 6. Заключение. Обобщение результатов анализа.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	—
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	И.В.Подопригора, доцент ОСГН
Социальная ответственность	А.А.Сотникова, ассистент отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.12.18
---	----------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	О.Ю. Ромашова	к.т.н., доцент		08.12.18
Ассистент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А.С. Зайцев			08.12.18

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б5А	Егоров Эрчим Николаевич		08.12.18

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

Студенту:

Группа	ФИО
5Б5А	Егоров Э.Н.

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Должностной оклад инженера – 18000 р. Должностной оклад руководителя – 20000 р. Цена за 1 тонну угля – 3650 р. Цена доставки 1 тонны угля – 375 р.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации основных фондов – 20%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления на социальные нужды – 28%. Районный коэффициент – 30%. Налоговый вычет – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Перечень работ и оценка времени их выполнения. Расчёт затрат на проектирование. Анализ капитальных вложений и изменения эксплуатационных затрат при модернизации схемы.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Затраты на реализацию проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Затраты на оборудование. Оценка экономической эффективности.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент Отделения социально- гуманитарных наук	Подопригора Игнат Валерьевич	Кандидат экономических наук		07.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б5А	Егоров Эрчим Николаевич		07.03.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5Б5А	Егоров Эрчим Николаевич

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является рабочее место инженера, на котором разрабатывается проект реконструкции
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. 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.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов	Освещенность, микроклимат, виброакустические факторы, электромагнитные поля, электрический ток, неорганизованность рабочей зоны, возникновение пожаров
3. Экологическая безопасность	Анализ воздействия объекта на атмосферу; Анализ воздействия объекта на литосферу; Анализ воздействия объекта на гидросферу; Анализ воздействия проектируемой схемы на окружающую среду.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Возможные ЧС: крупная авария с последующим остановом турбины; обрыв электрической сети потребителя; пожары и взрывы; гидроудары; диверсии; обрушение строительных конструкций.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент Отделения общетехнических дисциплин	Сотникова Анна Александровна	—		07.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б5А	Егоров Э.Н.		07.03.2019

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 93 с., 13 рис., 32 табл., 15 источников.

Ключевые слова: паротурбинная установка, тепловая схема, отпуск тепла, сетевая установка, нерегулируемый отбор, регенеративный подогрев, экономичность, коэффициент полезного действия, потребители, прибыль, безопасность.

Объектом исследования являются схемы паротурбинных установок тепловых электростанций с отпуском тепла из нерегулируемых отборов.

Цель работы – сравнение эффективности тепловых схем паротурбинных установок с отбором тепла и без него, а также выбор оптимального количества ступеней подогрева для сетевой установки.

В процессе исследования проводились инженерные расчёты тепловой схемы, анализ эффективности тепловой схемы с двухступенчатой и трехступенчатой сетевыми установками.

В результате исследования получено, что отпуск теплоты увеличивает тепловую эффективность паротурбинной установки.

Степень внедрения: проект не реализован.

Область применения: теплоэнергетика, разработка тепловых схем электрических станций.

Экономическая эффективность/значимость работы: в результате расчёта определена чистая прибыль денежных средств от подключения сетевой установки и определен срок окупаемости тепловой схемы.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ПТУ – паротурбинная установка
ТЭС – тепловая электрическая станция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
СУ – сетевая установка
ТУ – турбоустановка
ПВД – подогреватель высокого давления
Д – деаэратор
ППУ – паропроизводящая установка
ЦВД – цилиндр высокого давления
ЭГ – электрогенератор
ЦСД – цилиндр среднего давления
ЦНД – цилиндр низкого давления
ПНД – подогреватель низкого давления
К – конденсатор
ПВ – питательная вода
ОК – основной конденсат
ПН – питательный насос
КН – конденсатный насос
РК – регулирующий клапан
П – подогреватель
ПС – подогреватель сетевой воды
ОУ – охладитель уплотнений
ОЭ – охладитель эжекторов
СВ – сетевая вода
ЭЭ – электрическая энергия
ТЭ – тепловая энергия
с.у. – сетевая установка

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ОПИСАНИЕ ТУРБИНЫ К-800-240	14
2 ВЫБОР И РАСЧЁТ СХЕМЫ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ	17
2.1 Расчёт тепловой схемы турбоустановки К-800-240 без сетевой установки	17
2.1.1 Определение параметров воды и конденсата за подогревателями	19
2.1.2 Построение процесса расширения пара в турбине	22
2.1.3 Составление сводной таблицы параметров пара и воды	27
2.1.4 Предварительная оценка расхода пара на турбину	30
2.1.5 Составление общих уравнений материального баланса	30
2.1.6 Расчёт вспомогательных элементов тепловой схемы	31
2.1.7 Расчёт турбопривода питательного насоса	31
2.1.8 Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы	32
2.1.9 Проверка материального баланса рабочего тела в схеме	36
2.1.10 Определение расхода пара на турбину	36
2.1.11 Проверка мощности	38
2.1.12 Расчёт показателей тепловой экономичности	38
2.2 Расчет схемы с сетевой установкой	39
2.2.1 Построение графиков отпуска тепла	39
2.2.2 Расчет тепловой схемы с двухступенчатой сетевой установкой	41
2.2.3 Расчет тепловой схемы с трехступенчатой сетевой установкой	56
2.3 Сравнительная таблица эффективности турбоустановки К-800-240	62
3 АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ.	63

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
4.1 Перечень работ и оценка времени их выполнения.....	64
4.2 Смета затрат	64
4.3. Расчёт годовых показателей работы электростанции	67
4.3.1 Расчёт годовых показателей ТЭС до подключения с.у.....	68
4.3.2 Расчёт годовых показателей ТЭС с 2-х ступ. сетевой установкой	70
4.3.3 Расчёт годовых показателей ТЭС с 3-х ступ. сетевой установкой	72
4.3. Оценка капитальных затрат на реконструкцию.....	74
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	77
4.2 Производственная безопасность	78
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	79
5.3 Экологическая безопасность	86
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	92

ВВЕДЕНИЕ

В России огромное внимание уделяется теплофикации, которая благодаря существенным географическим, социальным, экономическим и экологическим аспектам стала одним из основных направлений развития энергетики нашей страны. Теплофикация – форма централизованного теплоснабжения и рационального способа использования топливных ресурсов [1]. Преимущество комбинированного способа производства электрической и тепловой энергии по сравнению с раздельным связано с снижением удельных затрат тепла на выработку электроэнергии в результате снижения потерь в холодном источнике. Создание паротурбинных установок с отпуском тепла позволило реализовать на практике это преимущество [1].

В последнее время наблюдается тенденция на спад в необходимости построек новых ТЭЦ [2,3]. Это связано с рядом факторов, в числе которых снижение тепловых нагрузок на производство, наблюдаемое в связи с закрытием или перепрофилированием промышленных предприятий, износ оборудования ТЭЦ и тепловых сетей от них, с высокими тарифами на энергию, величина которых обусловлена как субъективными (действующая методика определения удельных расходов топлива на производство энергии разного типа, ценовая политика в отношении топлива, поставляемого на ТЭЦ, неплатежеспособность бюджетов различных уровней и др.), так и объективными причинами, которые определяются, прежде всего, уровнем совершенства основного оборудования ТЭЦ и его эксплуатации [1]. Поэтому для лучшего обеспечения теплом новых потребителей, не строя новые ГРЭС или ТЭЦ, необходимо увеличить отпускаемое тепло из уже эксплуатируемых ТЭС.

Так как отборы на теплофикацию конденсационной турбины маломаневренны по сравнению с теплофикационной турбиной для которых характерен широкий спектр режимов работы в зависимости от расхода свежего пара, тепловой нагрузки, давлений в регулируемых отборах, расхода и начальной температуры подогреваемой сетевой воды, условий охлаждения конденсатора и др. То и тепловая

нагрузка с нерегулируемых отборов турбины типа К, меньше чем у теплофикационных [1].

Цель этой работы – произвести отбор тепла из турбоагрегата К-800-240, а также определить оптимальное количество ступеней подогрева для сетевой установки.

1 ОПИСАНИЕ ТУРБИНЫ К-800-240

Паровая конденсационная турбина К-800-240 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 800 МВт с начальным абсолютным давлением пара 23,5 МПа предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока ТВВ-800-2. для работы в блоке с прямоточным котлом [4].

Турбина К-800-240-5 соответствует требованиям ГОСТ 3618-85, ГОСТ 24278-85 и ГОСТ 26948-86 [4].

Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 274 °С (при номинальной нагрузке турбины и питании приводных турбин главных питательных насосов паром из отбора турбины)[4].

Турбина представляет собой одновальный пятицилиндровый агрегат, выполненный на схеме: ЦВД + 1 ЦСД + 3 ЦНД (рис. 1) [4].

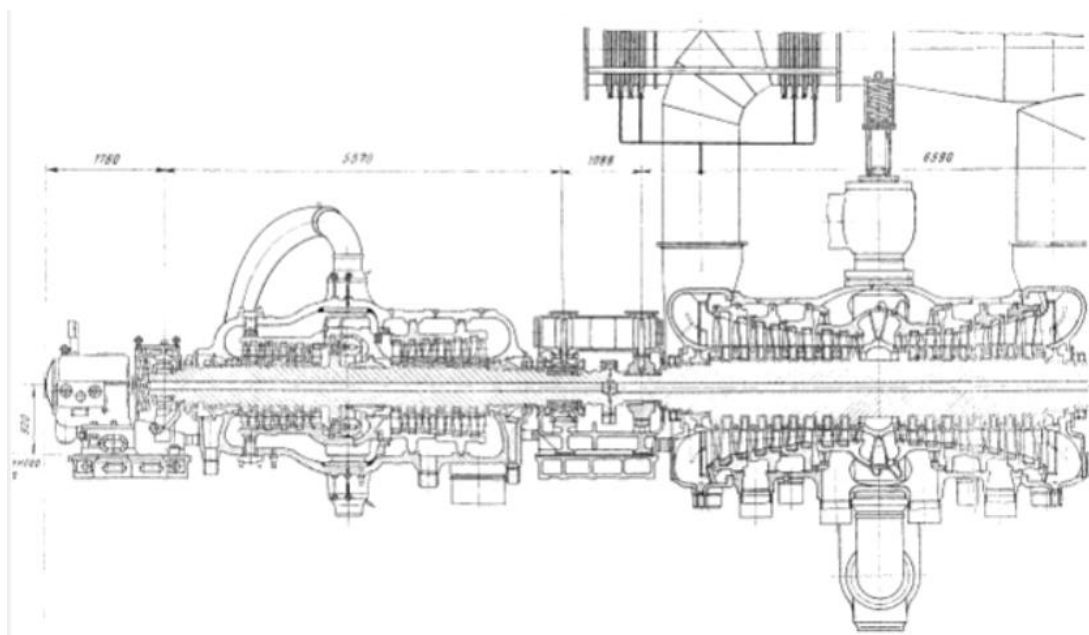


Рисунок 1 – Продольный разрез турбины К-800-240 (начало) [4]

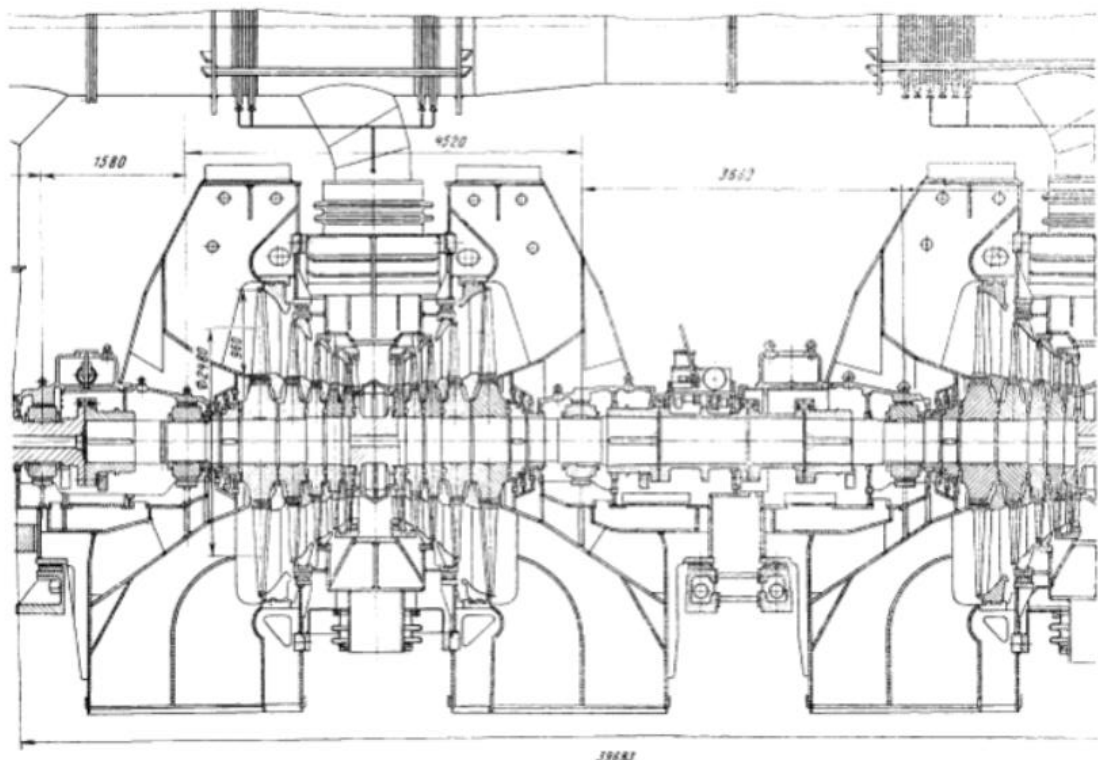


Рисунок 2 – Продольный разрез турбины К-800-240 (продолжение) [4]

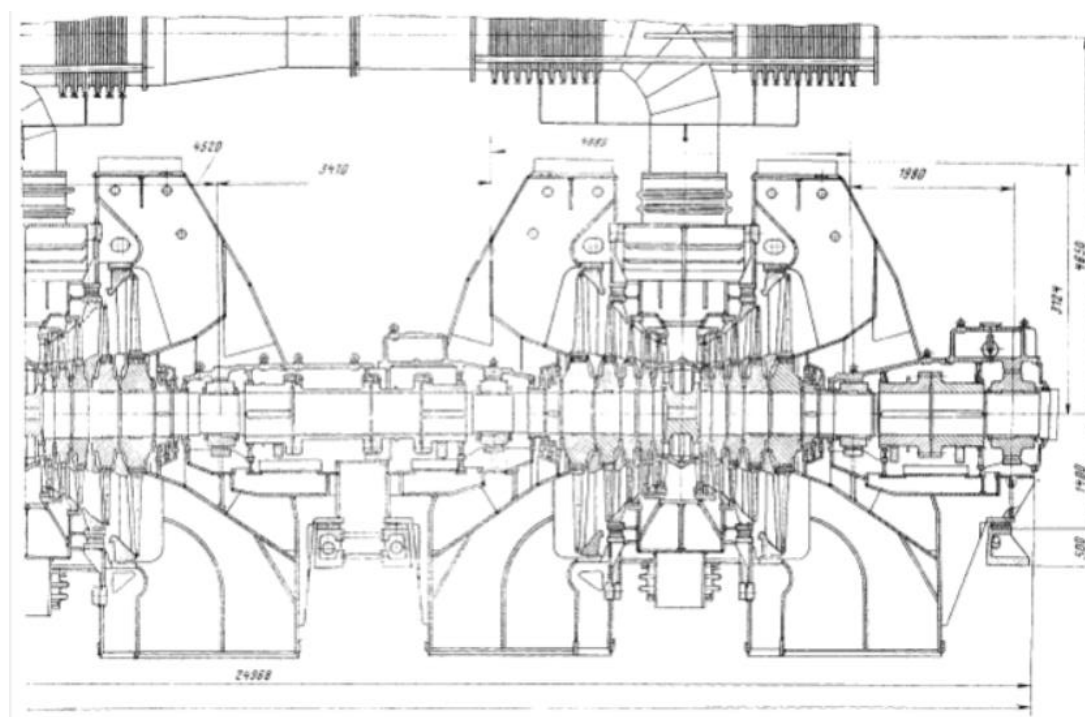


Рисунок 3 – Продольный разрез турбины К-800-240 (продолжение) [4]

Свежий пар из котла по двум трубопроводам подводится к двум коробкам стопорных клапанов, установленных впереди ЦВД. Каждая коробка стопорного клапана заблокирована с двумя коробками регулирующих клапанов, от которых пар по четырем трубам подводится к ЦВД [4]

ЦВД имеет внутренний корпус, в патрубки которого вварены сопловые коробки. Пароподводящее штуцера имеют сварные соединения с наружным корпусом цилиндра и подвижные — с горловинами сопловых коробок. Через сопловой аппарат пар поступает в левый поток, состоящий из регулирующей ступени и пяти ступеней давления, поворачивает на 180° и поступает в правый поток, состоящий из шести ступеней, и далее отводится на промперегрев. После промперегрева пар по двум трубам подводится к двум стопорным клапанам ЦСД, установленным по обе стороны цилиндра, и от них к четырем регулирующим клапанам, расположенным непосредственно на корпусе цилиндра. Двухпоточный ЦСД имеет по девять ступеней в каждом потоке, причем первые три ступени каждого потока размещены в общем внутреннем корпусе. Из выхлопных патрубков ЦСД пар по четырем трубам подводится к трем ЦНД [4].

Все ЦНД - двухпоточные, по пять ступеней в каждом потоке. По трем выхлопам ЦНД присоединены к каждому конденсатору [4].

Таблица 1 – Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	тип и размер
Конденсатор	К	800 КЦС-2
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-1600-32-7-V
	ПНД-2	ПН-1600-32-7-V
	ПНД-3	ПН-1600-32-7-V
	ПНД-4	ПН-1600-32-7-V
Деаэратор	Д	ДП-1600М-1
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-1600-380-17
	ПВД-2	ПВ-1600-380-17
	ПВД-3	ПВ-1600-380-17

2 ВЫБОР И РАСЧЁТ СХЕМЫ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Для того чтобы сравнить эффективность работы тепловой схемы с разными количествами ступеней подогрева сетевой воды, проведем тепловой расчёт схемы блока К-800-240 без сетевой установки и с сетевой установкой. ТС блока К-800-240 представлена на рисунке 4.

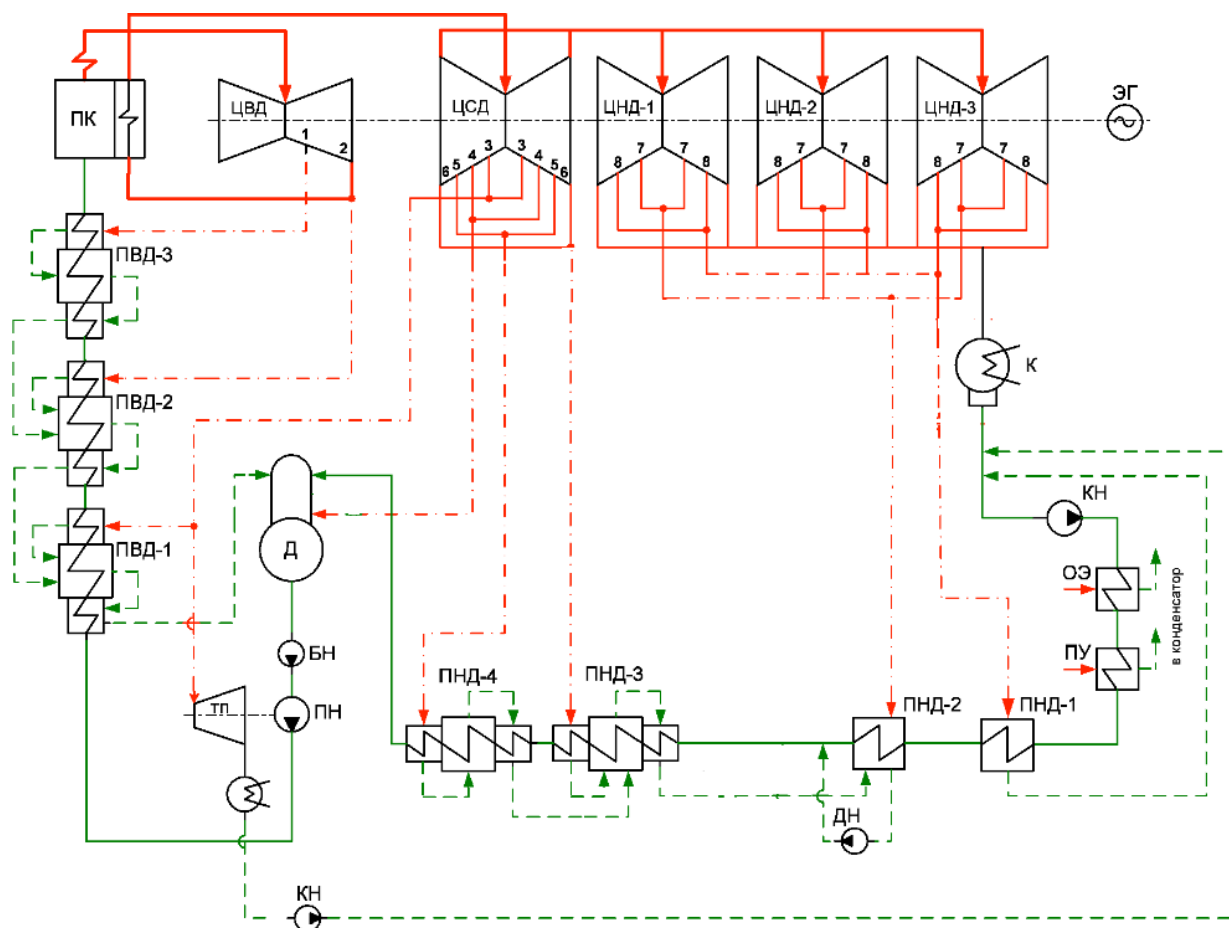


Рисунок 4 – Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-800-240 без сетевой установки

2.1 Расчёт тепловой схемы турбоустановки К-800-240 без сетевой установки

Исходными данными для расчёта являются электрическая мощность турбоустановки, номинальные значения начальных и конечных параметров пара и параметров после промежуточного перегрева, нагрузка потребителей теплоты от сетевой установки (таблица 1); значения параметров водяного пара в регенеративных отборах, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Номинальные значения основных параметров турбоустановки [5]

Характеристика ТУ	Единица измерения	Значение
Давление острого пара	МПа	24,5
Давление пара после промежуточного перегрева	МПа	3,34
Температура острого пара	°С	540
Температура пара после промежуточного перегрева	°С	540
Давление пара в конденсаторе	кПа	3,5
Электрическая мощность в конденсационном режиме	МВт	800
Тепловая нагрузка потребителей	МВт	100

Таблица 3 – Характеристики регенеративных отборов [5]

Номер отбора	Потребитель пара	Параметры пара в отборе
		Давление, МПа
1	П1	6,05
2	П2	3,78
3	П3, ТП	1,64
4	Д	1,08
5	П4	0,588
6	П5	0,284
7	П6	0,114
8	П7	0,02

Задачей расчета тепловой схемы при проектировании является определение всех потоков пара, конденсата и воды с целью определения показателей тепловой экономичности.

Расчет тепловой схемы состоит из следующих этапов:

- 1) Определение параметров пара, конденсата и воды во всех элементах тепловой схемы и построение в h,s -диаграмме процесса расширения пара в турбине.
- 2) Расчет схемы отпуска тепла и предварительная оценка расхода пара на турбину.
- 3) Составление и решение уравнений материального и теплового балансов всех элементов схемы.
- 4) Расчет показателей тепловой экономичности блока.
- 5) Определение расхода пара на турбину, уточнение расчетов, оценка погрешности по электрической мощности.

2.1.1 Определение параметров воды и конденсата за подогревателями

Поскольку давления в регенеративных отборах заданы прототипом, определять их и разбивать подогрев питательной воды и основного конденсата по ступеням не требуется. Определим давления во всех поверхностных регенеративных подогревателях, учитывая потери давления в паропроводах от отбора турбины к теплообменнику в количестве 5% от давления в камере отбора [6]:

$$P_{\Pi 1} = 0,95 \cdot P_1 = 0,95 \cdot 6,05 = 5,747 \text{ МПа};$$

$$P_{\Pi 2} = 0,95 \cdot P_2 = 0,95 \cdot 3,78 = 3,591 \text{ МПа};$$

$$P_{\Pi 3} = 0,95 \cdot P_3 = 0,95 \cdot 1,64 = 1,558 \text{ МПа};$$

$$P_{\Pi 4} = 0,95 \cdot P_5 = 0,95 \cdot 0,588 = 0,559 \text{ МПа};$$

$$P_{\Pi 5} = 0,95 \cdot P_6 = 0,95 \cdot 0,284 = 0,27 \text{ МПа};$$

$$P_{\Pi 6} = 0,95 \cdot P_7 = 0,95 \cdot 0,114 = 0,108 \text{ МПа}.$$

$$P_{\Pi 7} = 0,95 \cdot P_8 = 0,95 \cdot 0,02 = 0,019 \text{ МПа}.$$

Далее определяются температуры насыщения во всех подогревателях и в деаэраторе как функции от давления в теплообменнике помощью таблиц термодинамических параметров воды и водяного пара [7]:

$$t_{s1} = f_s(P_{\Pi 1}) = f_s(5,747 \text{ МПа}) = 272,8 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{s2} = f_s(P_{\Pi 2}) = f_s(3,591 \text{ МПа}) = 244,04 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{s3} = f_s(P_{\Pi 3}) = f_s(1,558 \text{ МПа}) = 200,1 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$\begin{aligned}
t_{s5} &= f_s(P_{\Pi 4}) = f_s(0,559 \text{ МПа}) = 156,06 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{s6} &= f_s(P_{\Pi 5}) = f_s(0,27 \text{ МПа}) = 129,94 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{s7} &= f_s(P_{\Pi 6}) = f_s(0,108 \text{ МПа}) = 101,85 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{s8} &= f_s(P_{\Pi 7}) = f_s(0,019 \text{ МПа}) = 58,95 \text{ }^{\circ}\text{C}.
\end{aligned}$$

Принимается недогрев в поверхностных подогревателях низкого и высокого давлений равным $\theta = 3 \text{ }^{\circ}\text{C}$, после чего находятся температуры питательной воды и основного конденсата за подогревателями:

$$\begin{aligned}
t_{\text{пв}1} &= t_{s1} - \theta = 272,8 - 3 = 269,8 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{\text{пв}2} &= t_{s2} - \theta = 244,04 - 3 = 241,04 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{\text{пв}3} &= t_{s3} - \theta = 200,1 - 3 = 197,1 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{\text{ок}4} &= t_{s5} - \theta = 156,06 - 3 = 153,06 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{\text{ок}5} &= t_{s6} - \theta = 129,94 - 3 = 126,94 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{\text{ок}6} &= t_{s7} - \theta = 101,85 - 3 = 98,85 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{\text{ок}7} &= t_{s8} - \theta = 58,95 - 3 = 55,95 \text{ }^{\circ}\text{C};
\end{aligned}$$

Температура воды на выходе из конденсатора будет равна температуре насыщения воды при давлении $P_k = 3,5 \text{ кПа}$:

$$t_k = f_s(P_k) = f_s(3,5 \text{ кПа}) = 26,67 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

С учётом подогрева в ОЭ и ОУ температура конденсата на входе в группу ПНД:

$$t_{\text{ок}}^* = t_k + \Delta t_{\text{ОЭ}} + \Delta t_{\text{ОУ}},$$

где $\Delta t_{\text{ОЭ}}$ – подогрев конденсата в ОЭ, принимается 3–5 $^{\circ}\text{C}$; $\Delta t_{\text{ОУ}}$ – подогрев конденсата в ОУ, принимается 1–3 $^{\circ}\text{C}$ [6].

$$t_{\text{ок}}^* = t_k + \Delta t_{\text{ОЭ}} + \Delta t_{\text{ОУ}} = 26,67 + 4 + 2 = 32,67 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Далее требуется определить энтальпии дренажей, которые определяются как энтальпии насыщения при давлениях соответствующих подогревателей:

$$\begin{aligned}
h_1' &= f_s(P_{\Pi 1}) = f_s(5,747 \text{ МПа}) = 1199,369 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \\
h_2' &= f_s(P_{\Pi 2}) = f_s(3,591 \text{ МПа}) = 1056,879 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};
\end{aligned}$$

$$h'_3 = f_s(P_{\Pi 3}) = f_s(1,558 \text{ МПа}) = 852,854 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h'_5 = f_s(P_{\Pi 4}) = f_s(0,559 \text{ МПа}) = 658,463 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h'_6 = f_s(P_{\Pi 5}) = f_s(0,27 \text{ МПа}) = 546,145 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h'_7 = f_s(P_{\Pi 6}) = f_s(0,108 \text{ МПа}) = 426,908 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h'_8 = f_s(P_{\Pi 7}) = f_s(0,019 \text{ МПа}) = 246,779 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Задаются давления питательной воды, основного конденсата и сетевой воды [5]:

$$P_{\Pi В} = (1,3 \div 1,5)P_0 = 1,4 \cdot 23,5 = 35 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ок}} = 1,2 \text{ МПа};$$

Рассчитаем энтальпии ПВ, ОК и СВ за подогревателями с помощью таблиц термодинамических параметров воды и водяного пара [7]:

$$h_{\Pi В 1} = f(P_{\Pi В}, t_{\Pi В 1}) = f(35 \text{ МПа}, 269,795 \text{ °C}) = 1180,872 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\Pi В 2} = f(P_{\Pi В}, t_{\Pi В 2}) = f(35 \text{ МПа}, 241,04 \text{ °C}) = 1048,75 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\Pi В 3} = f(P_{\Pi В}, t_{\Pi В 3}) = f(35 \text{ МПа}, 197,1 \text{ °C}) = 855,058 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\text{ок} 4} = f(P_{\text{ок}}, t_{\text{ок} 4}) = f(1,2 \text{ МПа}, 153,06 \text{ °C}) = 632,95 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\text{ок} 5} = f(P_{\text{ок}}, t_{\text{ок} 5}) = f(1,2 \text{ МПа}, 126,94 \text{ °C}) = 521,236 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\text{ок} 6} = f(P_{\text{ок}}, t_{\text{ок} 5}) = f(1,2 \text{ МПа}, 98,85 \text{ °C}) = 402,447 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\text{ок} 7} = f(P_{\text{ок}}, t_{\text{ок} 5}) = f(1,2 \text{ МПа}, 55,95 \text{ °C}) = 222,701 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Повышение энтальпии в питательном насосе рассчитывается следующим образом:

$$\Delta h_{\Pi Н} = v'(P_{\Pi В} - P_{\text{ок}}),$$

где $P_{ок} = 1,2$ МПа – давление в нитке основного конденсата, v' – удельный объем в состоянии насыщения по давлению P_d : $v' = f_s(P_d) = f_s(0,8 \text{ МПа}) = 0,00111479 \text{ м}^3/\text{кг}$, $P_{пв} = 35$ МПа – давление питательной воды;

$$\Delta h_{пн} = v'(P_{пв} - P_d) = 0,00111479 \cdot (35 - 0,8) \cdot 10^6 = 38,13 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

2.1.2 Построение процесса расширения пара в турбине

Процесс необходим для определения параметров пара в отборах турбины и действительных теплоперепадов турбины.

В процессе расширения на отдельных участках пар подвергается дросселированию из-за гидравлического сопротивления паровпускных органов (стопорного и регулирующих клапанов), тракта промежуточного перегрева, перепускных труб, регулирующих органов регулируемых отборов, выхлопного патрубка.

Для того чтобы построить действительный процесс в h,s -диаграмме, требуется определить реальный теплоперепад в турбине, который может быть вычислен с помощью относительного внутреннего КПД цилиндра. Примем значения КПД

Таблица 4 – Относительные внутренний КПД цилиндров

Тип турбины	Относительный внутренний КПД цилиндров			
	ЦВД	ЦСД	ЦСД	Турбопривод
К-800-240	0,876	0,892	0,841	0,780

Для построения h,s -диаграммы требуется также знать потери давления при дросселировании, возникающие из-за гидравлического сопротивления арматуры электростанции. Примем эти потери в соответствии с методическими указаниями [5] и определим промежуточные давления, необходимые для расчёта:

- 1) Потери в стопорном клапане составляют 3-5% от давления острого пара:

$$P'_0 = (0,95 \div 0,97)P_0 = 0,97 \cdot 24,5 = 23,765 \text{ МПа};$$

- 2) Потери в выхлопном патрубке цилиндра низкого давления турбины составляют 2-5% от давления в конденсаторе:

$$P'_k = (1,02 \div 1,05)P_k = 1,03 \cdot 0,0035 = 0,0036 \text{ МПа};$$

- 3) Потери в реверсивных паропроводах между ЦСД и ЦНД учитываются снижением давления на 2-5% от давления в отборе, который совмещен с выхлопом ЦСД:

$$P'_6 = (0,95 \div 0,98)P_6 = 0,95 \cdot 0,284 = 0,27 \text{ МПа.}$$

- 4) Потери в паропроводах подвода пара к турбоприводу от отбора учитываются снижением давления на 8-10% от давления в отборе:

$$P'_{\text{ТП}} = (0,9 \div 0,92)P_3 = 0,92 \cdot 1,64 = 1,509 \text{ МПа.}$$

Зная все промежуточные давления, определим действительные теплоперепады в частях турбины. Начнем с цилиндра высокого давления.

С помощью таблиц расчета термодинамических параметров [5] пара рассчитаем значения энтальпии перегретого пара и энтальпии в отборах ЦВД, используя таблицы 1 и 2:

$$h_0 = f(P_0, t_0) = f(23,5 \text{ МПа, } 540 \text{ }^\circ\text{C}) = 3312,679 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_0 = f(P'_0, h_0) = f\left(23,765 \text{ МПа, } 3312,679 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}\right) = 7,492 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$h_{2t} = f(P_2, s_0) = 2835,309 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Рассчитаем располагаемый теплоперепад в процессе расширения пара в ЧВД:

$$H_0^{\text{ЧВД}} = h_0 - h_{2t} = 3312,679 - 2835,309 = 477,371 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тогда действительный теплоперепад с учетом относительного внутреннего КПД части высокого давления:

$$H_i^{\text{ЧВД}} = H_0^{\text{ЧВД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЧВД}} = 477,371 \cdot 0,876 = 418,177 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тогда действительная энтальпия на выходе из ЧВД:

$$h_2 = h_0 - H_i^{\text{ЧВД}} = 3312,679 - 418,177 = 2894,502 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Строим процесс для действительного процесса расширения пара, и на его пересечении с изобарой P_1 находим энтальпию пара в первом отборе:

$$h_1 = 2984,199 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Зная давление и температуру после промежуточного перегрева, определим энтальпию и энтропию пара в данном потоке:

$$h_{\text{III}} = f(P_{\text{III}}, t_{\text{III}}) = f(3,34 \text{ МПа}, 540 \text{ }^{\circ}\text{C}) = 3543,75 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_{\text{III}} = f(P_{\text{III}}, h_{\text{III}}) = f\left(3,34 \text{ МПа}, 3543,75 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}\right) = 7,296 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Зная давление на выходе из ЧСД и принимая процесс расширения изоэнтропным, определим теоретическую энтальпию на выходе из части низкого давления турбины:

$$h_{6t} = f(P_6, s_{\text{III}}) = 2846,477 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Рассчитаем располагаемый теплоперепад в процессе расширения пара в ЧНД:

$$H_0^{\text{ЧСД}} = h_{\text{III}} - h_{6t} = 3543,75 - 2846,477 = 697,277 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

С помощью внутреннего относительного КПД ЦНД рассчитаем действительный теплоперепад в части низкого давления:

$$H_i^{\text{ЧСД}} = H_0^{\text{ЧСД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЧСД}} = 697,277 \cdot 0,892 = 621,971 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тогда действительная энтальпия на выходе из ЧВД:

$$h_6 = h_{\text{III}} - H_i^{\text{ЧНД}} = 3543,75 - 621,971 = 2921,782 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Строим процесс для действительного процесса расширения пара в ЦСД, и на его пересечении с изобарами P_4, P_5, P_6, P_7 находим энтальпии пара в отборах:

$$h_3 = 3327,732 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_4 = 3215,795 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_5 = 3070,675 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Зная давление и энтальпию на входе в цилиндр низкого давления, определим значение энтропии в данном потоке:

$$s_6 = f(P'_6, h_6) = f\left(0,27 \text{ МПа}, 2921,782 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}\right) = 7,476 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Принимая процесс расширения изоэнтальпным, определим теоретическую энтальпию на выходе из цилиндра низкого давления по давлению в выхлопном патрубке турбины P'_k :

$$h_{kt} = f(P'_k, s_6) = f\left(0,0036 \text{ МПа}, 7,476 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}\right) = 2244,698 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определим располагаемый теплоперепад в процессе расширения пара в ЦНД:

$$H_0^{\text{ЦНД}} = h_6 - h_{kt} = 2929,911 - 2244,698 = 685,214 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

С помощью внутреннего относительного КПД цилиндра низкого давления рассчитаем действительный теплоперепад в цилиндре:

$$H_i^{\text{ЦНД}} = H_0^{\text{ЦНД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦНД}} = 685,214 \cdot 0,841 = 576,265 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тогда действительная энтальпия пара на выходе из ЦНД будет равна:

$$h_k = h_6 - H_i^{\text{ЦНД}} = 2929,911 - 576,265 = 2353,647 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Строим процесс для действительного процесса расширения пара в ЦНД, и на его пересечении с изобарами P_7, P_8 находим энтальпии пара в отборах:

$$h_7 = 2772,27 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_8 = 2537,928 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад турбины с учётом промежуточного перегрева пара [1]:

$$\begin{aligned} H_i &= h_0 - h_k + \Delta h_{\text{пп}} = h_0 - h_k + h_{\text{пп}} - h_2 = \\ &= 3312,679 - 2353,647 + 3543,754 - 2984,199 = 1613,667 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Построим процесс расширения пара в турбоприводе. Пар в турбопривод поступает из третьего отбора и возвращается из него в паропровод шестого отбора.

С помощью давления и энтальпии на входе в турбопривод, определим значение энтропии:

$$s_{\text{ТП}} = f(P'_{\text{ТП}}, h_3) = f\left(1,509 \text{ МПа}, 3327,732 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}\right) = 7,372 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Принимая процесс расширения изоэнтальпным, определим теоретическую энтальпию на выходе из турбопривода по давлению в шестом отборе турбины P_6 :

$$h_{\text{ТПт}} = f(P'_k, s_{\text{ТП}}) = f\left(0,0036 \text{ МПа}, 7,372 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}\right) = 2208,394 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определим располагаемый теплоперепад в процессе расширения пара в ТП:

$$H_0^{\text{ТП}} = h_3 - h_{\text{ТПт}} = 3345,396 - 2208,394 = 1119,338 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

С помощью внутреннего относительного КПД турбопривода рассчитаем действительный теплоперепад:

$$H_i^{\text{ТП}} = H_0^{\text{ТП}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ТП}} = 1119,338 \cdot 0,78 = 873,084 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тогда действительная энтальпия на выходе из турбопривода:

$$h_{\text{ТП}} = h_3 - H_i^{\text{ТП}} = 2454,48 - 873,084 = 2464,36 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

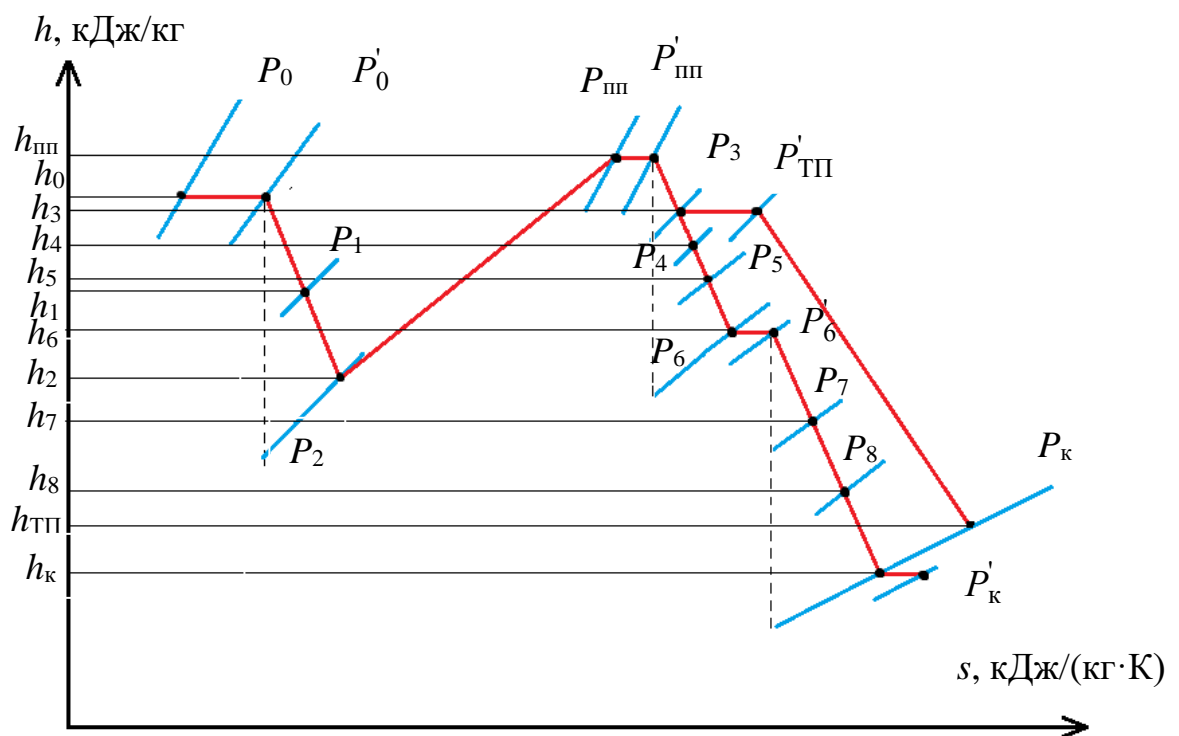


Рисунок 5 – h,s -диаграмма расширения пара в турбине

2.1.3 Составление сводной таблицы параметров пара и воды

Для составления сводной таблицы требуются уже известные давления в отборах; энтальпии пара в отборах; давления в подогревателях; температуры насыщения дренажа подогревателей; температуры питательной воды, основного конденсата и сетевой воды. Требуется определить удельные работы пара регенеративных отборов и их коэффициенты недовыработки.

Определим удельные работы пара, идущего в отборы турбины:

$$H_1 = h_0 - h_1 = 3312,679 - 2984,199 = 328,48 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_2 = h_0 - h_2 = 3312,679 - 2984,199 = 418,177 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_3 = h_0 - h_3 + h_{\text{III}} - h_2 = 3312,68 - 3327,732 + 3543,75 - 2984,199 = 634,198 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_4 = h_0 - h_4 + h_{\text{III}} - h_2 = 3312,68 - 3231,123 + 3543,75 - 2984,199 = 746,135 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_5 = h_0 - h_5 + h_{\text{III}} - h_2 = 3312,68 - 3085,233 + 3543,75 - 2984,199 = 891,255 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_6 = h_0 - h_6 + h_{\text{III}} - h_2 = 3312,68 - 2929,911 + 3543,75 - 2984,199 = 1040,15 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_7 = h_0 - h_7 + h_{\text{III}} - h_2 = 3312,68 - 2769,57 + 3543,75 - 2984,199 = 1189,66 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$H_8 = h_0 - h_8 + h_{\text{III}} - h_2 = 3312,68 - 2610,797 + 3543,75 - 2984,199 = 1424 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Коэффициенты недовыработки мощности:

$$y_1 = \frac{H_i - H_1}{H_i} = \frac{1613,667 - 328,48}{1613,667} = 0,796;$$

$$y_2 = \frac{H_i - H_2}{H_i} = \frac{1613,667 - 418,177}{1613,667} = 0,741;$$

$$y_3 = \frac{H_i - H_3}{H_i} = \frac{1613,667 - 634,198}{1613,667} = 0,607;$$

$$y_4 = \frac{H_i - H_3}{H_i} = \frac{1613,667 - 746,135}{1613,667} = 0,538;$$

$$y_5 = \frac{H_i - H_5}{H_i} = \frac{1613,667 - 891,255}{1613,667} = 0,448;$$

$$y_6 = \frac{H_i - H_6}{H_i} = \frac{1613,667 - 1040,15}{1613,667} = 0,355;$$

$$y_7 = \frac{H_i - H_7}{H_i} = \frac{1613,667 - 1189,66}{1613,667} = 0,263;$$

$$y_8 = \frac{H_i - H_8}{H_i} = \frac{1613,667 - 1424}{1613,667} = 0,118.$$

Все параметры пара и воды представим в таблицу 5.

Таблица 5 – Сводная таблица параметров пара и воды

Точка	Элем- енты	Пар в турбине		Пар в подогре- вателе	Дренаж греющего пара		Питательная, сетевая вода, основной конденсат			Удельная работа пара	Коэффициент недовыработки
		$P_{отб}$	$h_{отб}$	$P_{П}$	$t_{н}$	h'	$t_{ПВ}$	$P_{ПВ}$	$h_{ПВ, ОК, СВ}$	H_j	y_j
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг	кДж/кг	-
0	—	24,5	3312,679	—	—	—	—	—	—	0	1
0'	—	23,765	3312,679	—	—	—	—	—	—	0	1
1	П1	6,05	2984,199	5,747	272,8	1210,21	269,8	35	1180,87	328,48	0,796
2	П2	3,78	2894,503	3,591	244,04	1072,76	241,04	35	1048,75	418,177	0,741
3	П3	1,64	3327,732	1,558	200,1	842,15	197,1	35	855,058	634,198	0,607
3	ТП	1,64	3327,732	—	—	—	—	—	—	873,084	0,607
4	Д	1,08	3215,795	0,8	170,41	721,02	170,41	1,2	721,02	746,135	0,538
5	П4	0,588	3070,675	0,559	156,06	631,88	153,06	1,2	632,95	891,255	0,448
6	П5	0,284	2921,782	0,27	129,94	516,68	126,94	1,2	521,236	1040,15	0,355
7	П6	0,114	2772,27	0,108	101,85	392,77	98,85	1,2	402,447	1189,66	0,263
8	П7	0,02	2537,928	0,019	58,95	221,81	55,95	1,2	222,701	1424	0,118
к'	К	0,0036	2353,647	—	—	—	—	—	—	1613,667	0
к	К	0,0035	2368,05	0,0034	26,18	109,78	26,18	0,0035	109,78	1613,667	0

2.1.4 Предварительная оценка расхода пара на турбину

Для составления и решения уравнений теплового баланса всех элементов схемы необходимо перевести все расходы, которые были получены ранее, из абсолютных единиц измерения в относительные расходы. Расход пара на турбину в первом приближении:

$$G'_0 = k_p \left[\frac{N_э}{H_i \eta_m \eta_{\Gamma}} + \sum (G_j \cdot y_j) \right],$$

где k_p – коэффициент регенерации, находящийся в пределах от 1,15 до 1,4; $N_э$ – электрическая мощность; H_i – теплоперепад в турбине; $\eta_m = (0,98 \div 0,995)$ – механический КПД; $\eta_{\Gamma} = (0,98 \div 0,995)$ – КПД электрогенератора; G_j – расходы пара на сетевые подогреватели; y_j – коэффициенты недовыработки мощности отборов пара на сетевые подогреватели.

Принимая коэффициент регенерации k_p равным 1,4, механический КПД η_m равным 0,98, а электрический КПД $\eta_{\Gamma} = 0,995$, вычислим расход пара на турбину:

$$\begin{aligned} G'_0 &= k_p \left[\frac{N_э}{H_i \eta_m \eta_{\Gamma}} + \sum (G_j \cdot y_j) \right] = \\ &= 1,3 \cdot \left[\frac{800 \cdot 10^6}{1613,667 \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,995} \right] = 660,953 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \end{aligned}$$

2.1.5 Составление общих уравнений материального баланса

Составление уравнений материального баланса требуется для определения абсолютного расхода пара на турбину.

Так как в схеме турбоустановки отсутствует РОУ, то относительный расход пара на турбину будет равен относительному расходу на турбоустановку:

$$\alpha_0 = \alpha_{\text{ТУ}} = 1.$$

Относительный расход пара из парогенерирующей установки равен:

$$\alpha_{\text{ПГ}} = \alpha_{\text{ТУ}} + \alpha_{\text{УТ}} + \alpha_{\text{Упл}} + \alpha_{\text{э}},$$

где $\alpha_{\text{Упл}}$ – относительный расход пара из уплотнений, принимается $0,02 \div 0,04$; $\alpha_{\text{э}}$ – относительный расход пара на эжекторы, принимается $0,002 \div 0,003$ при $N_э > 140$ МВт; $\alpha_{\text{УТ}}$ – относительный расход утечек, принимается $0,005 \div 0,012$.

Принимая $\alpha_{упл} = 0,02$, $\alpha_{э} = 0,002$ и $\alpha_{ут} = 0,002$, вычислим расход пара из парогенерирующей установки:

$$\alpha_{пг} = \alpha_{ту} + \alpha_{ут} + \alpha_{упл} + \alpha_{э} = 1 + 0,002 + 0,02 + 0,002 = 1,024.$$

Относительный расход питательной воды в парогенерирующую установку равен расходу пара из парогенерирующей установки, так как в котле отсутствует продувка:

$$\alpha_{пв} = \alpha_{пг}.$$

Относительный расход добавочной воды, компенсирующий потери пара в турбоустановке определяется как:

$$\alpha_{дв} = \alpha_{вн} + \alpha_{внеш},$$

где $\alpha_{вн}$ – внутренние потери; $\alpha_{внеш}$ – внешние потери.

Внутренние относительные потери рабочего тела равны расходу утечек, так как в схеме отсутствует продувка и испаритель:

$$\alpha_{вн} = \alpha_{ут}.$$

Внешние потери равны нулю, так как отсутствует производственный потребитель пара. Тогда относительный расход добавочной воды равен:

$$\alpha_{дв} = \alpha_{ут} = 0,002.$$

2.1.6 Расчёт вспомогательных элементов тепловой схемы

Из всевозможных вспомогательных элементов в схеме присутствуют охладители эжекторов и уплотнений.

Охладитель эжекторов (ОЭ) и уплотнений (ОУ) служат для конденсации пара из эжекторов и уплотнений турбины, при этом проходящий через них основной конденсат подогревается. Энтальпия основного конденсата за ОЭ и ОУ:

$$h_{ок}^* = c_p t_{ок}^* = 4,19 \cdot 32,673 = 136,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

2.1.7 Расчёт турбопривода питательного насоса

Определим относительный расход пара на турбопривод из третьего отбора:

$$\alpha_{тп} = \frac{\alpha_{пв} \Delta h_{пн}}{H_i^{тп} \eta_{м}^{тп} \eta_{н}},$$

где $\eta_{\text{м}}^{\text{ТП}} = 0,97$ – механический КПД турбопривода, $\eta_{\text{н}} = 0,81$ – КПД питательного насоса;

$$\alpha_{\text{ТП}} = \frac{\alpha_{\text{пв}} \Delta h_{\text{пн}}}{H_i^{\text{ТП}} \eta_{\text{м}}^{\text{ТП}} \eta_{\text{н}}} = \frac{1,024 \cdot 38,126}{873,084 \cdot 0,97 \cdot 0,81} = 0,0569.$$

2.1.8 Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы

В тепловой схеме ТЭС сначала рассчитываются ПВД, против хода питательной воды, потом деаэратор и затем группа ПНД от деаэратора к конденсатору.

При расчете ПВД учитывается повышение энтальпии воды при сжатии ее в питательном насосе.

$$h_{\text{пн}} = h'_{\text{д}} + \Delta h_{\text{пн}} = 721,02 + 38,13 = 759,144.$$

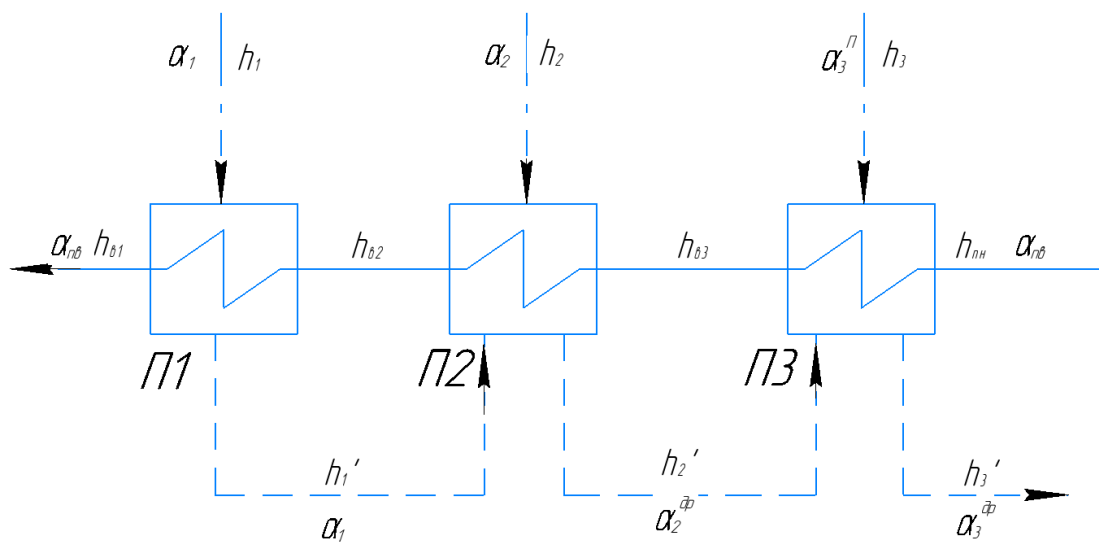


Рисунок 6 – Расчётная схема ПВД

Уравнения теплового баланса для схемы ПВД.

$$\text{ПВД1: } \alpha_1(h_1 - h_1') = \frac{\alpha_{\text{пв}}(h_{\text{пв1}} - h_{\text{пв2}})}{\eta_{\text{п}}}.$$

$$\text{ПВД2: } \alpha_2(h_2 - h_2') + \alpha_1(h_1' - h_2') = \frac{\alpha_{\text{пв}}(h_{\text{пв2}} - h_{\text{пв3}})}{\eta_{\text{п}}}; \quad \alpha_2^{\text{др}} = \alpha_1 + \alpha_2.$$

$$\text{ПВД3: } \alpha_3^{\text{п}}(h_3 - h_3') + \alpha_2^{\text{др}}(h_2' - h_3') = \frac{\alpha_{\text{пв}}(h_{\text{пв3}} - h_{\text{пн}})}{\eta_{\text{п}}}; \quad \alpha_3^{\text{др}} = \alpha_2^{\text{др}} + \alpha_3^{\text{п}};$$

Выразим относительные расходы пара на ПВД и определим их:

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_{\text{пв}}(h_{\text{пв1}} - h_{\text{пв2}})}{\eta_{\text{п}}(h_1 - h_1')} = \frac{1,024(1180,87 - 1048,75)}{0,98(2984,199 - 1210,21)} = 0,0773.$$

$$\alpha_2 = \frac{\alpha_{\text{пв}}(h_{\text{в2}} - h_{\text{в3}}) - \alpha_1(h_1' - h_2')\eta_{\text{п}}}{\eta_{\text{п}}(h_2 - h_2')} =$$

$$\frac{1,024(1048,75 - 855,058) - 0,0757(1210,21 - 1072,76)0,98}{0,98(2894,503 - 1072,76)} = 0,1041.$$

$$\alpha_{\text{др2}} = \alpha_1 + \alpha_2 = 0,0773 + 0,1041 = 0,1814.$$

$$\alpha_3^{\text{п}} = \frac{\alpha_{\text{пв}}(h_{\text{в3}} - h_{\text{в4}}) - \alpha_{\text{др2}}(h_2' - h_3')\eta_{\text{п}}}{\eta_{\text{п}}(h_3 - h_3')} =$$

$$= \frac{1,024(855,058 - 721,02) - 0,1814(1072,76 - 842,15)0,98}{0,98(3327,732 - 842,15)} = 0,0255.$$

$$\alpha_3^{\text{др}} = \alpha_2^{\text{др}} + \alpha_3^{\text{п}} = 0,1814 + 0,0255 = 0,2069.$$

$$\alpha_3 = \alpha_3^{\text{п}} + \alpha_{\text{тп}} = 0,0255 + 0,0569 = 0,0824$$

Целью расчета деаэратора является определение двух расходов: греющего пара из отбора турбины и основного конденсата из группы ПВД [5]. Эти расходы определяются путем совместного решения уравнений материального и теплового балансов. Для составления этих уравнений необходимо по тепловой схеме проанализировать все расходы, входящие и выходящие из него и их энтальпии.

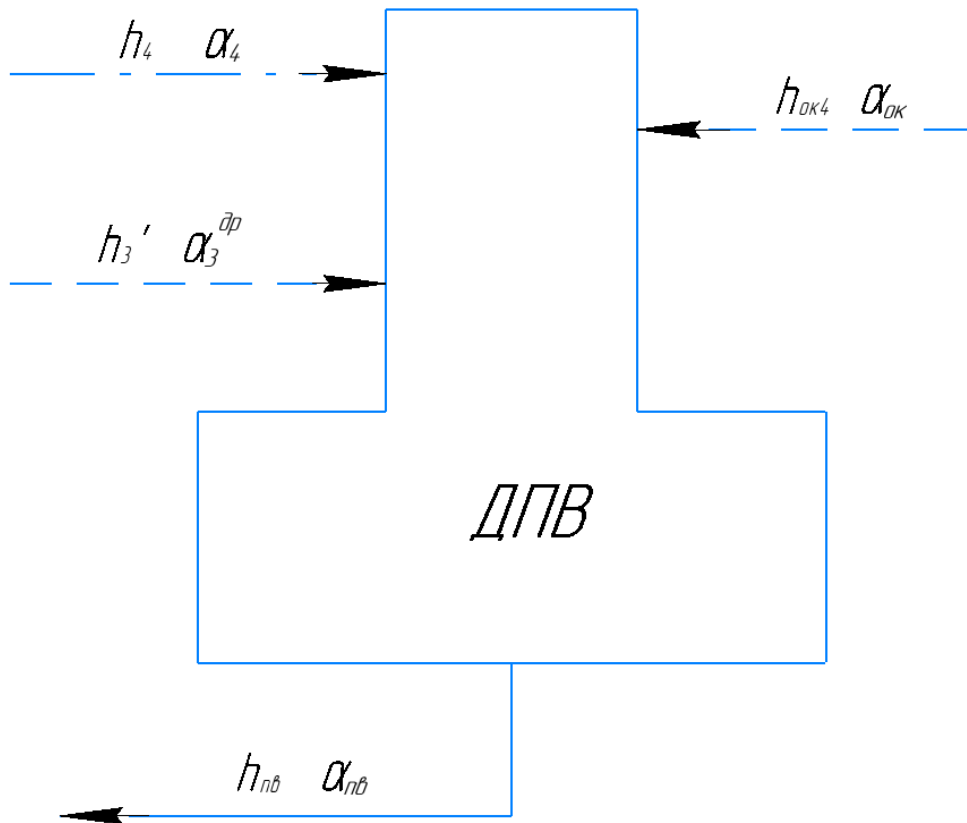


Рисунок 7 – Расчётная схема деаэратора

Уравнения теплового и материального баланса деаэратора

$$\alpha_{\text{ок}} + \alpha_4 + \alpha_3^{\text{др}} = \alpha_{\text{пв}};$$

$$(\alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{ок}4} + \alpha_4 \cdot h_4 + \alpha_3^{\text{др}} \cdot h_3') \eta_{\text{д}} = \alpha_{\text{пв}} \cdot h_{\text{д}}'.$$

Подставим известные величины

$$\alpha_4 = 1,024 - (\alpha_{\text{ок}} + 0,26);$$

$$\alpha_{\text{ок}} = \frac{1,024 \cdot 721,02 - 0,99(\alpha_4 \cdot 3215,795 + 0,2069 \cdot 842,15)}{721,02 \cdot 0,99}.$$

Решив систему уравнений, выразив одну неизвестную величину через другую, получим:

$$\alpha_4 = 0,0202; \alpha_{\text{ок}} = 0,7968.$$

Переходим к расчету подогревателей низкого давления

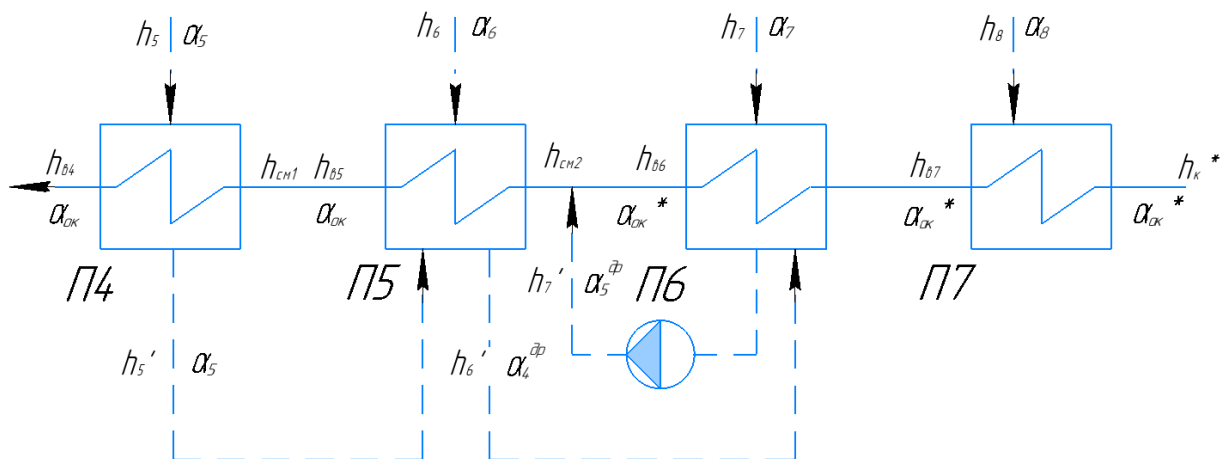


Рисунок 8 – Расчётная схема ПНД

Составим уравнения теплового баланса и рассчитаем из них неизвестные относительные расходы $\alpha_5, \alpha_6, \alpha_7, \alpha_8, \alpha_{OK}^*$, а также энтальпию в точке смешения.

$$\text{П4: } \alpha_5(h_5 - h_5')\eta_{II} = \alpha_{OK}(h_{OK4} - h_{OK5});$$

$$\text{П5: } \alpha_6(h_6 - h_6')\eta_{II} + \alpha_5(h_5' - h_6')\eta_{II} = \alpha_{OK}(h_{OK5} - h_{CM});$$

$$\begin{aligned} \text{СМ: } \quad & \alpha_{OK}^* + \alpha_5 + \alpha_4 = \alpha_{OK}; \\ & \alpha_{OK}^* \cdot h_{OK5} + (\alpha_5 + \alpha_4) \cdot h_5' = \alpha_{OK} \cdot h_{CM} \end{aligned}$$

$$\text{П6: } \alpha_7(h_7 - h_7')\eta_{II} + (\alpha_5 + \alpha_6)(h_6' - h_7')\eta_{II} = \alpha_{OK}^*(h_{OK6} - h_{OK7}).$$

$$\text{П8: } \alpha_8(h_8 - h_8')\eta_{II} = \alpha_{OK}^*(h_{OK7} - h_{OK}).$$

Подставим известные значения и решим систему из шести уравнений с шестью неизвестными относительно $\alpha_5, \alpha_6, \alpha_7, \alpha_8, \alpha_{OK}^*, h_{CM}$ с помощью программного обеспечения MathCAD:

$$\begin{aligned} \alpha_5 &= 0,0377, \alpha_6 = 0,0393, \alpha_7 = 0,0485, \\ \alpha_8 &= 0,0257 \quad \alpha_{OK}^* = 0,6713, h_{CM1} = 406,3 \text{ кДж/кг.} \end{aligned}$$

2.1.9 Проверка материального баланса рабочего тела в схеме

Определим относительные расходы рабочего конденсатора с двух сторон: со стороны турбины и со стороны материального баланса конденсатора и точки смешения перед конденсатным насосом, таким образом, проверив правильность расчёта относительных расходов:

$$\begin{aligned}\alpha_k &= 1 - \sum \alpha_j = 1 - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7 + \alpha_8) = \\ &= 1 - (0,0773 + 0,1041 + 0,0824 + 0,0202 - 0,0377 + 0,0393 + 0,0485 + 0,0257) = \\ &= 0,5647.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\alpha'_k &= \alpha^*_{ок} - (\alpha_{упл} + \alpha_3 + \alpha_{дв} + \alpha_8 + \alpha_{тп}) = \\ &= 0,6713 - (0,02 + 0,002 + 0,002 + 0,0256 + 0,0569) = 0,5647.\end{aligned}$$

Таким образом, относительные расходы рассчитаны верно.

2.1.10 Определение расхода пара на турбину

Расход пара на турбину рассчитывается следующим образом:

$$\begin{aligned}G_0 &= \frac{N_3}{H_i \eta_m \eta_r [1 - \sum (\alpha_j \cdot y_j)]} = \\ &= \frac{800 \cdot 10^6}{1613,667 \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,995 \cdot [1 - (0,0773 \cdot 0,796 + 0,1041 \cdot 0,741 + 0,0824 \cdot 0,607 + \\ &+ 0,0202 \cdot 0,558 - 0,0377 \cdot 0,448 + 0,0393 \cdot 0,355 + 0,0485 \cdot 0,263 + 0,0257 \cdot 0,118)]} = \\ &= 674,52 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.\end{aligned}$$

Ошибка между полученным и приближенным расходом:

$$\delta G = \frac{|G_0 - G'_0|}{G_0} \cdot 100 \% = \frac{|674,52 - 660,953|}{660,953} \cdot 100 \% = 2 \%.$$

С учётом данных изменений в относительных расходах пересчитаем все относительные расходы. Опустив подробные вычисления, сведём все значения относительных расходов в таблицу:

Таблица 6 – Относительные расходы турбоустановки при $G_0 = 674,52 \text{ кг/с}$

α_1	α_2	α_3	α_4	α_5	α_6
0,0773	0,1041	0,0824	0,0202	0,0377	0,0393
α_7	α_8	$\alpha_{\text{ок}}$	$\alpha_{\text{ок}}^*$	$\alpha_{\text{к}}$	—
0,0485	0,0257	0,7968	0,6713	0,5647	—

Рассчитаем расход пара на турбину:

$$G_0 = \frac{N_9}{H_i \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}} [1 - \sum (\alpha_j \cdot y_j)]} =$$

$$= \frac{800 \cdot 10^6}{1613,667 \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,995 \cdot [1 - (0,0773 \cdot 0,796 + 0,1041 \cdot 0,741 + 0,0824 \cdot 0,607 +$$

$$+ 0,0202 \cdot 0,558 - 0,0377 \cdot 0,448 + 0,0393 \cdot 0,355 + 0,0485 \cdot 0,263 + 0,0257 \cdot 0,118)]} =$$

$$= 674,52 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Ошибка между полученным и предыдущим расходом:

$$\delta G = \frac{|G_0 - G'_0|}{G_0} \cdot 100 \% = \frac{|674,52 - 674,52|}{674,52} \cdot 100 \% = 0,0 \ \%.$$

Переводим все относительные расходы в абсолютные:

$$G_1 = \alpha_1 G_0 = 0,0757 \cdot 674,52 = 52,173 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_2 = \alpha_2 G_0 = 0,1023 \cdot 674,52 = 70,244 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_3 = \alpha_3 G_0 = 0,082 \cdot 674,52 = 55,611 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_4 = \alpha_4 G_0 = 0,0203 \cdot 674,52 = 13,61 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_5 = \alpha_5 G_0 = 0,0376 \cdot 674,52 = 25,399 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_6 = \alpha_6 G_0 = 0,0394 \cdot 674,52 = 26,534 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_7 = \alpha_7 G_0 = 0,0488 \cdot 674,52 = 32,717 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_8 = \alpha_8 G_0 = 0,025 \cdot 674,52 = 17,303 \frac{\text{кг}}{\text{с}}; G_{\text{к}} = \alpha_{\text{к}} G_0 = 0,5647 \cdot 674,52 = 380,93 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

2.1.11 Проверка мощности

Выполним проверку правильности определения расходов по расчётной электрической мощности:

$$N'_э = G_0 \left[H_i \cdot \alpha_k + \sum (\alpha_j \cdot H_j) \right] \eta_m \eta_r = 674,52 \cdot [1613,667 \cdot 0,7968 + (0,0773 \cdot 328,48 + 0,1041 \cdot 418,177 + 0,0824 \cdot 634,198 + 0,0202 \cdot 746,135 - 0,0377 \cdot 891,255 + 0,0393 \cdot 1040,15 + 0,0485 \cdot 1189,66 + 0,0257 \cdot 1424)] \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,995 = 800000 \text{ кВт.}$$

Полученное значение электрической мощности турбоустановки позволяет сделать вывод, что все расчёты проведены верно.

2.1.12 Расчёт показателей тепловой экономичности

Рассчитаем показатели тепловой экономичности для схемы К-800-240 без сетевой установки.

Тепловая нагрузка парогенерирующей установки:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пг}} &= G_0 (\alpha_{\text{пг}} (h_0 - h_{\text{пв1}}) + (\alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2) (h_{\text{пп}} - h_2)) = \\ &= 674,52 \cdot (1,024 \cdot (3312,679 - 1180,87) + (1 - 0,0773 - 0,1041) \cdot (3543,75 - 2894,503)) = 1830948,12 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Полная тепловая нагрузка турбоустановки:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ту}} &= G_0 [(\alpha_{\text{ту}} + \alpha_{\text{упл}}) (h_0 - h_{\text{пв1}}) + \alpha_{\text{дв}} (h_{\text{дв}} - h_{\text{пв1}}) + (\alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2) (h_{\text{пп}} - h_2)] = \\ &= 674,52 \cdot [(1 + 0,02) \cdot (3312,679 - 1180,87) + 0,002 \cdot (136,9 - 1180,87) + (1 - 0,0773 - 0,1041) \cdot (3543,75 - 2894,503)] = 1823787,97 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии:

$$Q^э_{\text{ту}} = Q_{\text{ту}} = 1823787,97 \text{ кВт.}$$

Мощность турбопривода:

$$N_{\text{ТП}} = \frac{\alpha_{\text{пв}} G_0 \Delta h_{\text{пп}}}{\eta_{\text{п}}} = \frac{1,024 \cdot 674,52 \cdot 38,13}{0,78} = 32879,5 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta^{\text{выр}}_{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}} + N_{\text{ТП}}}{Q^э_{\text{ту}}} = \frac{800 \cdot 10^6 + 32879,5 \cdot 10^3}{1823787,97 \cdot 10^3} = 0,4567.$$

Определим КПД трубопроводов, связывающих парогенерирующую установку с турбиной:

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{пг}}} = \frac{1823787,97}{1830948,12} = 0,996.$$

Примем удельный расход электроэнергии на собственные нужды $k_{\text{сн}} = 0,04$ и КПД парогенерирующей установки $\eta_{\text{пгу}} = 0,92$. Вычислим КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто):

$$\eta_{\text{э}}^{\text{отп}} = \eta_{\text{ту}}^{\text{э}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пгу}} (1 - k_{\text{сн}}) = 0,4567 \cdot 0,996 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,04) = 0,4017.$$

Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии:

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_{\text{э}}^{\text{отп}}} = \frac{123}{0,4017} = 306,2 \frac{\text{г у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Таблица 7 – Показатели тепловой экономичности станции

$N_{\text{э}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{пг}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ту}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ту}}^{\text{э}}, \text{МВт}$	$\eta_{\text{ту}}^{\text{выр}}$	$\eta_{\text{тр}}$	$\eta_{\text{э}}^{\text{отп}}$
800	1830,95	1823,78	1823,78	0,4567	0,996	0,4017
$b_{\text{э}}^{\text{отп}}, \frac{\text{г у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$				$b_{\text{т}}^{\text{отп}}, \frac{\text{кг у.т.}}{\text{ГДж}}$		
306,2				—		

2.2 Расчет схемы с сетевой установкой

Для выбора оптимального количества ступеней подогрева сетевой воды, рассчитаем основные тепловые параметры и показатели тепловой экономичности для каждого варианта схемы с сетевой установкой.

2.2.1 Построение графиков отпуска тепла

Примем температурный график теплосети равной 140/80 °С и максимальную нагрузку на нее $Q_{\text{т}} = 100 \text{ МВт}$. Расчетная температура наружного воздуха $t_{\text{нв}} = -35$ °С. Летом станция работает в конденсационном режиме отпуск теплоты на ГВС в летний период не осуществляется.

Построим графики зависимостей температуры сетевой воды в прямой и обратной магистралях (температурный график теплосети), тепловой нагрузки потребителя и расхода сетевой воды от температуры наружного воздуха.

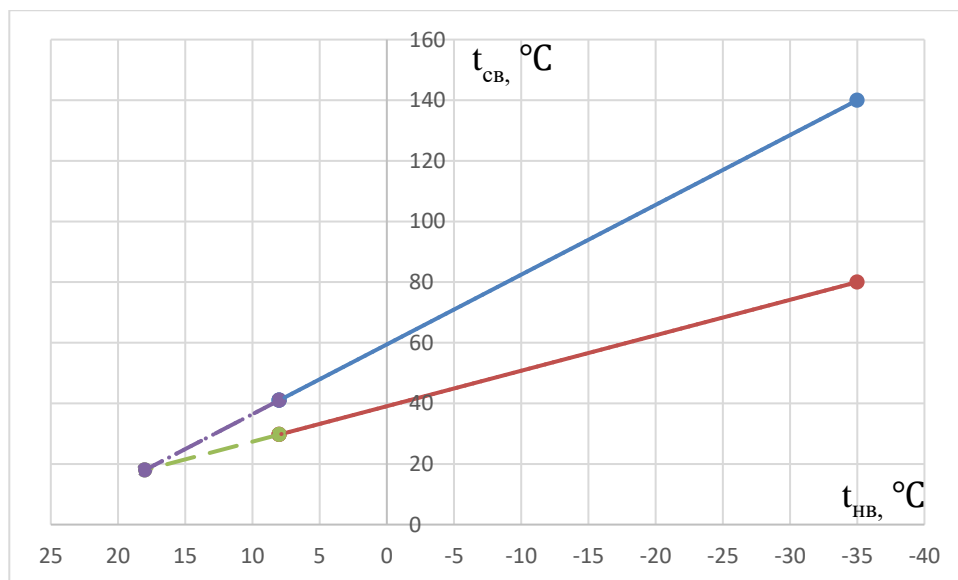


Рисунок 9 – Температурный график теплосети

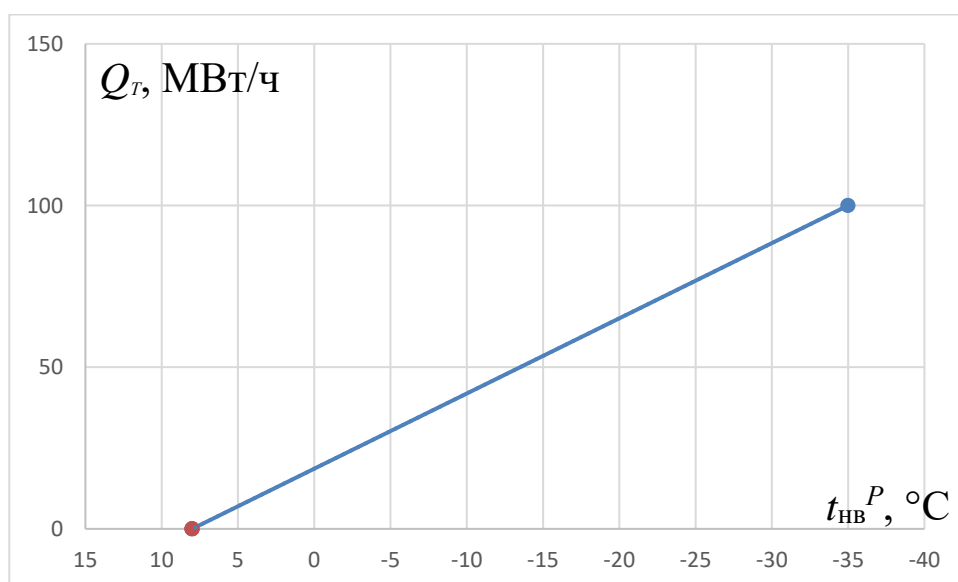


Рисунок 10 – График тепловой нагрузки потребителя

Из этих двух графиков строится третий – расход сетевой воды от температуры наружного воздуха, с применением ранее использованной формулы

$$G_{св} = \frac{Q_T}{c_p \cdot (t_{пс} - t_{ос})}$$

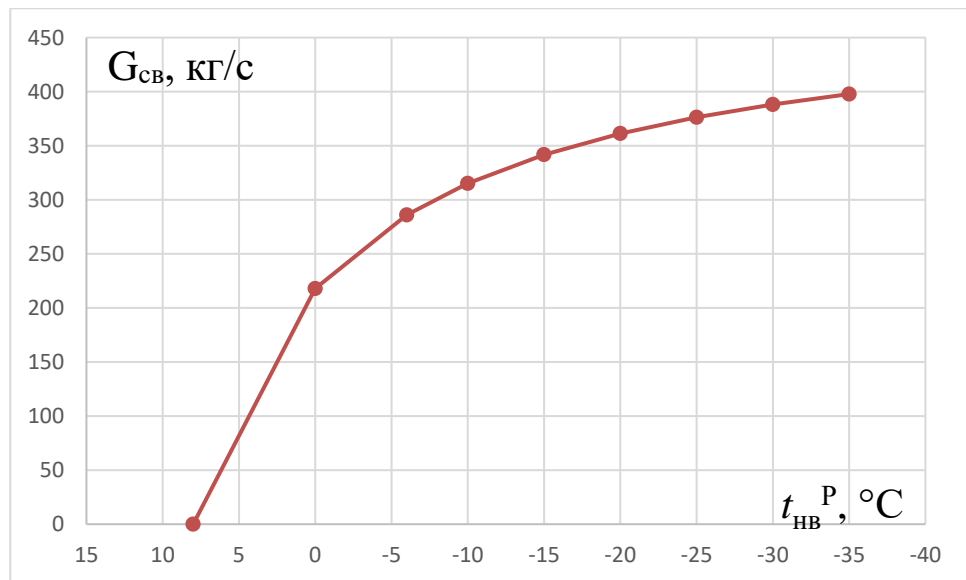


Рисунок 11 – График расхода сетевой воды

2.2.2 Расчет тепловой схемы с двухступенчатой сетевой установкой

2.2.2.1 Выбор отборов для питания сетевых подогревателей

Расходы и давления с верхним индексом «0» принадлежат к конденсационному режиму, по которому проводится пересчет схемы.

Равномерно распределим подогрев в сетевых подогревателях. В первом приближении можно определить подогрев в каждом из подогревателей по формуле:

$$\Delta t_{СП} = \frac{t_{пс} - t_{ос}}{z_{СП}} = \frac{140 - 80}{2} = 30 ^\circ\text{C},$$

где $t_{пс}$ и $t_{ос}$ – температуры прямой и обратной сети.

Таким образом, температуры за сетевыми подогревателями:

$$t_{пс-1} = t_{ос} + \Delta t_{СП} = 80 + 30 = 110 ^\circ\text{C};$$

$$t_{пс-2} = t_{пс-1} + \Delta t_{СП} = 110 + 30 = 140 ^\circ\text{C};$$

Рассчитаем температуры и давления насыщения в каждом из подогревателей, приняв значение недогрева $\theta_{СП} = 5 ^\circ\text{C}$:

$$t_{s \text{ пс-1}} = t_{пс-1} + \theta_{СП} = 110 + 5 = 115 ^\circ\text{C};$$

$$P_{s \text{ пс-1}} = f(t_{s \text{ пс-1}}) = 0,169 \text{ МПа}.$$

$$t_{s \text{ пс-2}} = t_{пс-2} + \theta_{СП} = 140 + 5 = 145 ^\circ\text{C};$$

$$P_{s \text{ пс-2}} = f(t_{s \text{ пс-2}}) = 0,4156 \text{ МПа}.$$

Тогда требуемое давление в отборах турбины:

$$P_{отб. \text{ ПС-1}} = 1,05 \cdot P_{s \text{ пс-1}} = 1,05 \cdot 0,169 = 0,1775 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{отб. ПС-2}} = 1,05 \cdot P_{\text{с ПС-2}} = 1,05 \cdot 0,4156 = 0,4364 \text{ МПа};$$

С помощью таблицы 1 выберем отборы, от которых будут питаться сетевые подогреватели, так, чтобы давления в этих отборах были равны или немного выше требуемых. Тогда, ПС-1 будет питаться от 6 отбора, ПС-2 – от 5 отбора. Пересчитаем давления и температуры насыщения в сетевых подогревателях, а также температуры сетевой воды за ними:

$$P_{\text{с ПС-1}} = P_6^0 \cdot 0,95 = 0,284 \cdot 0,95 = 0,2698 \text{ МПа};$$

$$t_{\text{с ПС-1}} = f(P_{\text{с ПС-1}}) = 129,95 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{ПС-1}} = t_{\text{с ПС-1}} - \theta_{\text{СП}} = 129,95 - 5 = 124,95 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$P_{\text{с ПС-2}} = P_5^0 \cdot 0,95 = 0,588 \cdot 0,95 = 0,5586 \text{ МПа};$$

$$t_{\text{с ПС-2}} = f(P_{\text{с ПС-2}}) = 156,06 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{ПС-2}} = t_{\text{с ПС-2}} - \theta_{\text{СП}} = 156,06 - 5 = 151,06 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Т.к. расчетная температура за верхним сетевым подогревателем превышает температуру, заданную сетью, то предусмотрим обвод этого подогревателя. Тогда расход сетевой воды в обвод определится из уравнения теплового баланса как:

$$G_{\text{обв}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{ПС-2}} - t_{\text{ПС}})}{t_{\text{ПС-2}} - t_{\text{ПС-1}}},$$

где $G_{\text{св}}$ – расход сетевой воды. Определяется из соотношения:

$$\frac{Q_{\text{от}}}{t_{\text{ПС}} - t_{\text{ос}}} = \frac{Q_{\text{ПС-1}}}{t_{\text{ПС-1}} - t_{\text{ос}}} = \frac{Q_{\text{ПС-2}}}{t_{\text{ПС}} - t_{\text{ПС-1}}} = G_{\text{св}} \cdot c_p,$$

где $Q_{\text{от}}$ – полная тепловая нагрузка, известная по условию $Q_{\text{от}} = 300 \text{ МВт}$.

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}}{(t_{\text{ПС}} - t_{\text{ос}}) \cdot c_p} = \frac{100 \cdot 10^3}{(140 - 80) \cdot 4,19} = 397,772 \text{ кг/с}.$$

$$G_{\text{обв}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{ПС-2}} - t_{\text{ПС}})}{t_{\text{ПС-2}} - t_{\text{ПС-1}}} = \frac{397,772 \cdot (151,06 - 140)}{151,06 - 124,95} = 168,434 \text{ кг/с}.$$

Рассчитаем тепловую нагрузку каждого подогревателя:

$$Q_{\text{ПС-1}} = G_{\text{св}} c_p (t_{\text{ПС-1}} - t_{\text{ос}}) = 397,772 \cdot 4,19 \cdot (124,95 - 80) = 74,9 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ПС-2}} = G_{\text{св}} c_p (t_{\text{ПС}} - t_{\text{ПС-1}}) = 397,772 \cdot 4,19 \cdot (140 - 124,95) = 25,1 \text{ МВт}.$$

Далее определим расходы греющего пара из отборов на сетевые подогреватели из уравнений тепловых балансов:

$$Q_{\text{ПС-2}} = G_{\text{ПС-2}}(h_5 - h_5') \cdot \eta_{\text{п}};$$

$$Q_{\text{ПС-1}} = [G_{\text{ПС-2}}(h_5' - h_6') + G_{\text{ПС-1}}(h_6 - h_6')] \cdot \eta_{\text{п}};$$

$$G_{\text{ПС-2}} = \frac{Q_{\text{ПС-2}}}{(h_5 - h_5') \cdot \eta_{\text{п}}} = \frac{25100}{(3070,675 - 631,88) \cdot 0,98} = 10,616 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{ПС-1}} = \frac{\frac{Q_{\text{ПС-1}}}{\eta_{\text{п}}} - G_{\text{ПС-2}}(h_5' - h_6')}{h_6 - h_6'} = \frac{\frac{74900}{0,98} - 31,847 \cdot (631,88 - 516,68)}{2921,782 - 516,68} = 31,672 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{ПС}}^{\text{др}} = G_{\text{ПС-1}} + G_{\text{ПС-2}} = 10,616 + 31,672 = 42,288 \text{ кг/с}.$$

Пересчитаем абсолютный расход пара на 5 и 6 отборы:

$$G_5 = G_5^0 + G_{\text{ПС-2}} = 25,399 + 10,616 = 36,014 \text{ кг/с}.$$

$$G_6 = G_6^0 + G_{\text{ПС-1}} = 26,534 + 31,672 = 58,206 \text{ кг/с}.$$

Оценим в первом приближении новый расход пара в конденсатор:

$$G_{\text{к}} = G_0 - G_1 - G_2 - G_3 - G_{\text{с}} - G_4 - G_5 - G_6 - G_7 - G_8 = 674,52 - 52,173 - 70,244 - 55,611 - 13,61 - 25,399 - 36,014 - 58,206 - 32,717 - 17,303 = 338,642 \text{ кг/с}.$$

2.2.2.2 Пересчет давлений с учетом изменившегося расхода на отсеки

Определим расходы пара в номинальном и расчетном режимах через отсеки ЦВД и ЦСД и ЦНД.

$$G_{0-1}^0 = G_0^0 = 674,52 \text{ кг/с};$$

$$G_{1-2}^0 = G_0^0 - G_1^0 = 674,52 - 52,173 = 622,347 \text{ кг/с};$$

$$G_{2-3}^0 = G_{1-2}^0 - G_2^0 = 622,347 - 70,244 = 552,103 \text{ кг/с};$$

$$G_{3-4}^0 = G_{2-3}^0 - G_3^0 = 552,103 - 55,611 = 496,492 \text{ кг/с};$$

$$G_{4-5}^0 = G_{3-4}^0 - G_4^0 = 496,492 - 13,61 = 482,882 \text{ кг/с};$$

$$G_{5-6}^0 = G_{4-5}^0 - G_5^0 = 482,882 - 25,399 = 457,483 \text{ кг/с};$$

$$G_{6-7}^0 = G_{5-6}^0 - G_6^0 = 457,483 - 26,534 = 430,95 \text{ кг/с};$$

$$G_{7-8}^0 = G_{6-7}^0 - G_7^0 = 430,95 - 32,717 = 398,233 \text{ кг/с};$$

$$G_{8-к}^0 = G_{7-8}^0 - G_8^0 = 398,233 - 17,303 = 380,93 \text{ кг/с}.$$

Аналогично определяются расходы через отсеки для расчетного режима.

$$G_{5-6} = G_{4-5} - G_5 = 482,882 - 36,014 = 446,868 \text{ кг/с};$$

$$G_{6-7} = G_{5-6} - G_6 = 425,637 - 58,206 = 388,662 \text{ кг/с};$$

$$G_{7-8} = G_{6-7} - G_7 = 388,662 - 32,717 = 355,945 \text{ кг/с};$$

$$G_{8-к} = G_{7-8} - G_8 = 355,945 - 17,303 = 338,642 \text{ кг/с}.$$

Поскольку поменялся расход в конденсатор, вследствие этого изменится давление в конденсаторе:

$$t_{кс} = t_{цв} + \frac{G_k}{G_k^0} (t_{кс}^0 - t_{цв}^0) = 12 + \frac{254,067}{380,93} (26,673 - 12) = 25,044 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $t_{цв} = 12 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура циркуляционной воды перед конденсатором.

$$P_k = f_s(t_{кс}) = 0,003178 \text{ МПа}.$$

Давление в выхлопе турбины:

$$P'_k = 1,05 \cdot P_k = 1,05 \cdot 0,003178 = 0,003337 \text{ МПа}.$$

С учётом подогрева в ОЭ и ОУ температура конденсата на входе в группу ПНД:

$$t_{ок}^* = t_k + \Delta t_{ОЭ} + \Delta t_{ОУ},$$

где $\Delta t_{ОЭ}$ – подогрев конденсата в ОЭ, принимается 3–5 $^\circ\text{C}$; $\Delta t_{ОУ}$ – подогрев конденсата в ОУ, принимается 1–3 $^\circ\text{C}$ [6].

$$t_{ок}^* = t_k + \Delta t_{ОЭ} + \Delta t_{ОУ} = 25,044 + 4 + 2 = 31,044 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Пересчитаем давления в отборах с помощью зависимости Стодолы-Флюгеля:

$$\begin{aligned} P_8 &= \sqrt{(P'_k)^2 + \left(\frac{G_{8-к}}{G_{8-к}^0}\right)^2 \cdot ((P_8^0)^2 - (P'_k)^2)} = \\ &= \sqrt{0,003337^2 + \left(\frac{338,342}{380,93}\right)^2 \cdot (0,02^2 - 0,0036^2)} = 0,0178 \text{ МПа} \\ P_7 &= \sqrt{(P_8)^2 + \left(\frac{G_{7-8}}{G_{7-8}^0}\right)^2 \cdot ((P_7^0)^2 - (P_8^0)^2)} = \\ &= \sqrt{0,00178^2 + \left(\frac{355,945}{398,233}\right)^2 \cdot (0,114^2 - 0,02^2)} = 0,102 \text{ МПа}; \\ P'_6 &= \sqrt{(P_7)^2 + \left(\frac{G_{6-7}}{G_{6-7}^0}\right)^2 \cdot ((P_6^0 \cdot 0,95)^2 - (P_7^0)^2)} = \end{aligned}$$

$$= \sqrt{0,102^2 + \left(\frac{388,662}{430,95}\right)^2 \cdot \left(\left(\frac{0,284}{0,95}\right)^2 - 0,114^2\right)} = 0,243 \text{ МПа};$$

$$P_6 = \frac{P_6'}{0,95} = \frac{0,2429}{0,95} = 0,256 \text{ МПа};$$

$$P_5 = \sqrt{(P_6)^2 + \left(\frac{G_{5-6}}{G_{5-6}^0}\right)^2 \cdot \left((P_5^0)^2 - (P_6^0)^2\right)} =$$

$$= \sqrt{0,256^2 + \left(\frac{446,868}{457,483}\right)^2 \cdot (0,588^2 - 0,284^2)} = 0,519 \text{ МПа};$$

$$P_4 = \sqrt{(P_5)^2 + \left(\frac{G_{4-5}}{G_{4-5}^0}\right)^2 \cdot \left((P_4^0)^2 - (P_5^0)^2\right)} =$$

$$= \sqrt{0,519^2 + \left(\frac{482,882}{482,882}\right)^2 \cdot (1,08^2 - 0,588^2)} = 1,067 \text{ МПа};$$

$$P_3 = \sqrt{(P_4)^2 + \left(\frac{G_{3-4}}{G_{3-4}^0}\right)^2 \cdot \left((P_3^0)^2 - (P_4^0)^2\right)} =$$

$$= \sqrt{1,067^2 + \left(\frac{496,492}{496,492}\right)^2 \cdot (1,64^2 - 1,08^2)} = 1,632 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{III}} = \sqrt{(P_3)^2 + \left(\frac{G_{2-3}}{G_{2-3}^0}\right)^2 \cdot \left((P_{\text{III}}^0)^2 - (P_3^0)^2\right)} =$$

$$= \sqrt{1,632^2 + \left(\frac{552,103}{552,103}\right)^2 \cdot (3,34^2 - 1,64^2)} = 3,336 \text{ МПа};$$

$$P_2 = \frac{P_{\text{III}}}{0,88} = \frac{3,336}{0,88} = 3,774 \text{ МПа};$$

$$P_1 = \sqrt{(P_2)^2 + \left(\frac{G_{1-2}}{G_{1-2}^0}\right)^2 \cdot \left((P_1^0)^2 - (P_2^0)^2\right)} =$$

$$= \sqrt{3,765^2 + \left(\frac{622,347}{622,347}\right)^2 \cdot (6,05^2 - 3,78^2)} = 6,046 \text{ МПа};$$

$$P_0' = \sqrt{(P_1)^2 + \left(\frac{G_0}{G_0^0}\right)^2 \cdot ((P_0^0)^2 - (P_1^0)^2)} =$$

$$= \sqrt{6,046^2 + \left(\frac{674,52}{674,52}\right)^2 \cdot (23,765^2 - 6,04^2)} = 23,763 \text{ МПа.}$$

2.2.2.3 Определение параметров рабочего тела

Произведем расчет схемы установки работающей в теплофикационном режиме, определение параметров рабочего тела в подогревателях, на входе из них производится аналогично расчету в конденсационном режиме (п.2.1.1 – п.2.1.3) с учетом изменения недогревов в подогревателях.

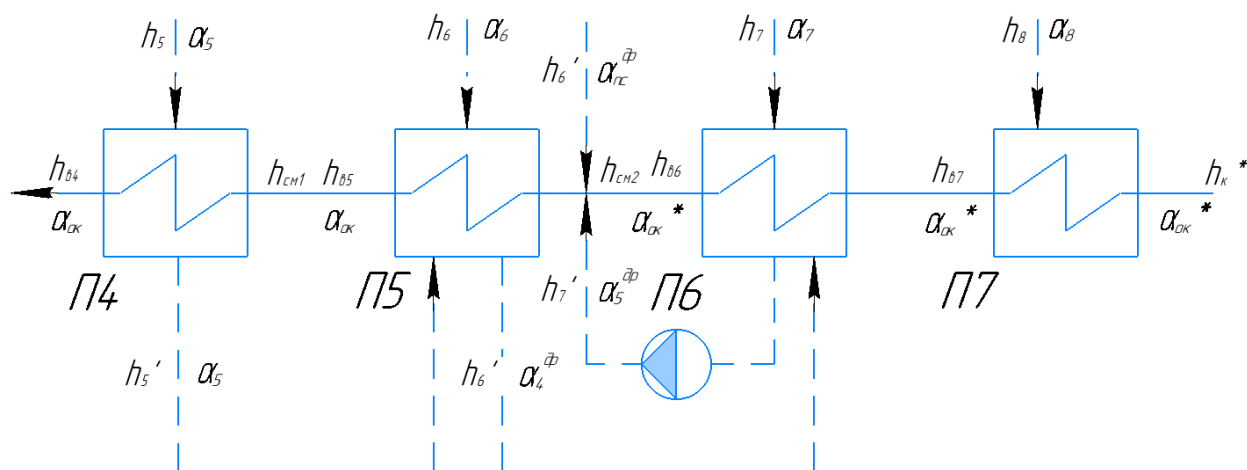


Рисунок 12 – Расчетная схема ПНД

Рассчитаем сначала неизвестные расходы основного конденсата:

$$G_{ок1} = G_k + (\alpha_{тп} + \alpha_{ут} + \alpha_{упл} + \alpha_9 + \alpha_8) \cdot G_0 =$$

$$= 338,642 + (0,0569 + 0,02 + 0,002 + 0,002 + 0,0257) \cdot 674,52 = 472,327 \text{ кг/с.}$$

$$G_{ок2} = G_{ок} + G_7 + G_6 + G_5 = 427,327 + 32,717 + 121,55 + 57,246 = 588,816 \text{ кг/с.}$$

Тогда новые недогревы в подогревателях и температуры воды за ними:

$$\theta_8 = (t_{s8} - t_{ок}^*) \cdot e^{\frac{-k_8 F_8}{G_{ок1} \cdot c_p}} = (56,92 - 31,044) \cdot e^{\frac{-2 \cdot 2400}{472,327 \cdot 4,19}} = 3,12 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{в7} = t_{s7} - \theta_7 = 56,92 - 3,12 = 53,8 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

$$\theta_7 = (t_{s7} - t_{в8}) \cdot e^{\frac{-k_4 F_7}{G_{ок1} \cdot c_p}} = (99,28 - 53,8) \cdot e^{\frac{-2 \cdot 2200}{472,327 \cdot 4,19}} = 5,827 \text{ } ^\circ\text{C,}$$

$$t_{в7} = t_{s7} - \theta_7 = 99,28 - 5,827 = 93,453 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

$$\theta_6 = (t_{s6} - t_{\theta 7}) \cdot e^{\frac{-k_6 F_6}{G_{\text{ок}2} \cdot c_p}} = (125,477 - 93,453) \cdot e^{\frac{-2 \cdot 1500}{588,816 \cdot 4,19}} = 6,787 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{B}6} = t_{s6} - \theta_6 = 125,477 - 6,787 = 118,69 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$\theta_5 = (t_{s5} - t_{\text{B}6}) \cdot e^{\frac{-k_5 F_5}{G_{\text{ок}2} \cdot c_p}} = (155,271 - 118,69) \cdot e^{\frac{-4 \cdot 1600}{588,816 \cdot 4,19}} = 6,8 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$t_{\text{B}5} = t_{s5} - \theta_5 = 155,271 - 6,8 = 148,471 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$\theta_3 = (t_{s3} - t_{\text{пн}}) \cdot e^{\frac{-k_3 F_3}{G_{\text{пв}} \cdot c_p}} = (200,855 - 170,414) \cdot e^{\frac{-4 \cdot 1600}{674,52 \cdot 4,19}} = 3,162 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

где $t_{\text{пн}}$ – температура воды за питательным насосом, равна $t_{\text{B}4}$ в расчете схемы в номинальном режиме.

$$t_{\text{B}3} = t_{s3} - \theta_3 = 200,855 - 3,162 = 197,693 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$\theta_2 = (t_{s2} - t_{\text{B}3}) \cdot e^{\frac{-k_2 F_2}{G_{\text{пв}} \cdot c_p}} = (245,151 - 197,693) \cdot e^{\frac{-4 \cdot 2400}{674,52 \cdot 4,19}} = 1,589 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{B}2} = t_{s2} - \theta_2 = 245,151 - 1,589 = 243,562 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$\theta_1 = (t_{s1} - t_{\text{B}2}) \cdot e^{\frac{-k_1 F_1}{G_{\text{пв}} \cdot c_p}} = (274,102 - 243,562) \cdot e^{\frac{-4 \cdot 1600}{674,52 \cdot 4,19}} = 3,173 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{B}1} = t_{s1} - \theta_1 = 274,046 - 3,173 = 270,929 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Таблица 8 – Сводная таблица параметров пара и воды

Точка	Элем- енты	Пар в турбине		Пар в подогре- вателе	Дренаж греющего пара		Питательная, сетевая вода, основной конденсат			Удельная работа пара	Коэффициент недовыработки
		$P_{отб}$	$h_{отб}$	$P_{П}$	$t_{н}$	h'	$t_{ПВ}$	$P_{ПВ}$	$h_{ПВ, ОК, СВ}$	H_j	y_j
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг	кДж/кг	-
0	—	24,5	3312,679	—	—	—	—	—	—	0	1
0'	—	23,763	3312,679	—	—	—	—	—	—	0	1
1	П1	6,046	2990,129	5,865	274,1	1206,08	270,86	35	1180,87	322,55	0,802
2	П2	3,774	2877,464	3,66	245,15	1062,22	243,41	35	1048,75	435,215	0,733
3	П3	1,6316	3351,97	1,583	200,86	856,248	196,7	35	855,058	629,565	0,614
3	ТП	1,6316	3351,97	—	—	—	—	—	—	890,645	0,614
4	Д	1,067	3236,115	0,8	170,41	721,02	170,41	1,2	721,02	745,422	0,543
5	П4	0,5642	3081,733	0,547	155,27	655,05	147,06	1,2	626,114	899,804	0,448
6	П5	0,256	2909,64	0,236	125,48	527,09	112,99	1,2	498,932	1071,896	0,343
7	П6	0,1019	2768,84	0,099	99,28	416,06	87,441	1,2	392,36	1212,698	0,257
8	П7	0,0178	2535,064	0,017	56,92	238,273	48,84	1,2	226,232	1446,473	0,113
к'	К	0,00318	2350,301	—	—	—	—	—	—	1631,237	0
к	К	0,00334	2350,301	0,00334	21,787	108,52	32,673	0,0026	108,52	1631,237	0

2.2.2.5 Определение действительных расходов на сетевую установку

Температура сетевой воды за подогревателями:

$$t_{\text{ПС-1}} = t_{s \text{ ПС-1}} - \theta_{\text{СП}} = 154,907 - 5 = 149,907 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$t_{\text{ПС-2}} = t_{s \text{ ПС-2}} - \theta_{\text{СП}} = 125,986 - 5 = 120,986 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Тогда расход сетевой воды в обвод:

$$G_{\text{обв}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{ПС-2}} - t_{\text{ПС}})}{t_{\text{ПС-2}} - t_{\text{ПС-1}}} = \frac{397,772 \cdot (149,907 - 140)}{149,08 - 120,986} = 136,26 \text{ кг/с}.$$

Рассчитаем тепловую нагрузку каждого подогревателя:

$$Q_{\text{ПС-1}} = G_{\text{св}} c_p (t_{\text{ПС-1}} - t_{\text{ос}}) = 397,772 \cdot 4,19 \cdot (120,986 - 80) = 68,31 \text{ МВт}.$$

$$Q_{\text{ПС-2}} = G_{\text{св}} c_p (t_{\text{ПС}} - t_{\text{ПС-1}}) = 1193,317 \cdot 4,19 \cdot (140 - 120,477) = 31,69 \text{ МВт}.$$

Далее определим расходы греющего пара из отборов на сетевые подогреватели из уравнений тепловых балансов:

$$Q_{\text{ПС-2}} = G_{\text{ПС-2}} (h_5 - h_5') \cdot \eta_{\text{п}};$$

$$Q_{\text{ПС-1}} = [G_{\text{ПС-2}} (h_5' - h_6') + G_{\text{ПС-1}} (h_6 - h_6')] \cdot \eta_{\text{п}};$$

$$G_{\text{ПС-2}} = \frac{Q_{\text{ПС-2}}}{(h_5 - h_5') \cdot \eta_{\text{п}}} = \frac{31690}{(3079,969 - 653,474) \cdot 0,98} = 13,326 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{ПС-1}} = \frac{\frac{Q_{\text{ПС-1}}}{\eta_{\text{п}}} - G_{\text{ПС-2}} (h_5' - h_6')}{h_6 - h_6'} = \frac{\frac{68310}{0,98} - 13,326 \cdot (653,474 - 529,264)}{2912,835 - 529,264} = 28,549 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{ПС}}^{\text{др}} = G_{\text{ПС-1}} + G_{\text{ПС-2}} = 28,549 + 13,326 = 41,876 \text{ кг/с}.$$

2.2.2.5 Составление общих уравнений материального баланса

Определим относительные расходы пара на сетевые подогреватели:

$$\alpha_{\text{сп1}} = \frac{G_{\text{сп1}}}{G_0} = \frac{28,549}{674,52} = 0,042;$$

$$\alpha_{\text{сп2}} = \frac{G_{\text{сп2}}}{G_0} = \frac{13,682}{674,52} = 0,02.$$

Слив дренажа от сетевых подогревателей производится в точке смешения перед ПНД-3.

Расчет относительных массовых расходов производится аналогично пунктам 2.1.6 – 2.1.10 за исключением того, что добавится новые расходы пара на сетевые подогреватели. Результаты полученных абсолютных и относительных расходов занесем в таблицу

Таблица 9 – Результаты пересчёта схемы при $G_k = 338,642$ кг/с

Номер отбора	Относительный расход, α_i	Абсолютный расход, G_i
	—	кг/с
1	0,0774	52,196
2	0,1054	71,069
3	0,0809	54,545
4	0,0218	14,683
5	0,0628	42,339
6	0,0681	45,908
7	0,0415	27,998
8	0,0266	17,925
К	0,5157	347,86

Ошибка между полученным и заданным расходом:

$$\delta G = \frac{|G_{k1} - G_k|}{G_{k1}} \cdot 100 \% = \frac{|347,642 - 338,642|}{347,642} \cdot 100 \% = 2,65 \%$$

Получившееся значение расхода пара в отсеке 8-к примем за заданное значение расхода в конденсатор и, используя полученные расходы через отсеки, пересчитаем давления в отборах с помощью зависимости Стодоль-Флюгеля. С помощью новых давлений и расходов через отсеки проведем пересчёт схемы. Опуская подробные вычисления, запишем результаты данной итерации в таблице

Таблица 10 – Результаты пересчёта схемы при $G_k = 347,642$ кг/с

Номер отбора	Давление в камерах отбора, P_i	Относительный расход, α_i	Абсолютный расход, G_i
	МПа	—	кг/с
1	6,04	0,0774	52,193
2	3,768	0,1053	71,056
3	1,629	0,081	54,638
4	1,0631	0,0223	15,021
5	0,559	0,0611	41,237
6	0,26	0,0684	46,141
7	0,1047	0,0418	28,22
8	0,01828	0,0267	18,015
К	0,003408	0,5159	348

Таблица 11 – Параметры трёхступенчатой сетевой установки

Номер п-ля	Тепловая нагрузка на подогреватель, $Q_{\text{ПС-}i}$	Температура за подогревателем, $t_{\text{пс-}i}$	Абсолютный расход, G_i	Относительный расход, $\alpha_{\text{пс-}i}$
	МВт	°С	кг/с	—
ПС-1	68,31	120,99	28,55	0,042
ПС-2	31,69	149,91	13,326	0,02
Расход сетевой воды, $G_{\text{св}}$			Расход на обвод, $G_{\text{обв}}$	
кг/с			кг/с	
397,772			148,714	

Ошибка между полученным и заданным расходом:

$$\delta G = \frac{|G_{\text{к1}} - G_{\text{к}}|}{G_{\text{к1}}} \cdot 100 \% = \frac{|348 - 347,86|}{348} \cdot 100 \% = 0,04 \% < 1 \%$$

Расхождение в пределах допустимой погрешности [6].

Таблица 12 – Сводная таблица параметров пара и воды

Точка	Элем- енты	Пар в турбине		Пар в подогре- вателе	Дренаж греющего пара		Питательная, сетевая вода, основной конденсат			Удельная работа пара	Коэффициент недовыработки
		$P_{отб}$	$h_{отб}$	$P_{П}$	$t_{н}$	h'	$t_{ПВ}$	$P_{ПВ}$	$h_{ПВ, ОК, СВ}$	H_j	y_j
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг	кДж/кг	-
0	—	24,5	3312,679	—	—	—	—	—	—	0	1
0'	—	23,761	3312,679	—	—	—	—	—	—	0	1
1	П1	6,042	2990,018	5,861	274,06	1205,88	270,89	35	1180,87	322,661	0,802
2	П2	3,768	2877,203	3,655	245,06	1061,797	243,48	35	1048,75	435,476	0,733
3	П3	1,629	3352,037	1,58	200,79	855,941	197,63	35	855,06	629,806	0,613
3	ТП	1,629	3352,037	—	—	—	—	—	—	886,566	0,613
4	Д	1,063	3235,524	0,8	170,41	721,02	170,41	1,2	721,02	746,319	0,542
5	П4	0,5589	3079,97	0,542	154,91	653,474	148,11	1,2	624,567	901,875	0,446
6	П5	0,26	2912,835	0,239	125,99	529,264	119,09	1,2	500,63	1069,008	0,344
7	П6	0,105	2773,384	0,102	100,04	419,279	94,06	1,2	394,891	1208,46	0,258
8	П7	0,01828	2538,593	0,018	57,485	240,635	54,264	1,2	228,173	1443,25	0,114
к'	К	0,00325	2352,786	—	—	—	—	—	—	1629,057	0
к	К	0,00341	2352,786	0,00341	25,4	109,78	25,4	0,0035	109,78	1629,057	0

2.2.2.6 Расчёт показателей тепловой экономичности

Расчет электрической мощности:

$$N_{\text{э}} = G_0 \left[H_i \cdot \alpha_k + \sum (\alpha_j \cdot H_j) \right] \eta_{\text{м}} \eta_{\text{т}} = 674,52 \cdot [1629,057 \cdot 0,516 + (0,0774 \cdot 322,661 + 0,1053 \cdot 435,476 + 0,081 \cdot 629,806 + 0,0223 \cdot 746,319 - 0,0611 \cdot 901,875 + 0,0684 \cdot 1069,01 + 0,0418 \cdot 1208,46 + 0,0267 \cdot 1443,25)] \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,995 = 786857,3 \text{ кВт.}$$

Тепловая нагрузка парогенерирующей установки:

$$Q_{\text{пг}} = G_0 (\alpha_{\text{пг}} (h_0 - h_{\text{пв1}}) + (\alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2) (h_{\text{пп}} - h_2)) = 674,52 \cdot (1,024 \cdot (3312,679 - 1180,87) + (1 - 0,0774 - 0,1053) \cdot (3546,367 - 2894,503)) = 1841348,18 \text{ кВт.}$$

Полная тепловая нагрузка турбоустановки:

$$Q_{\text{ту}} = G_0 [(\alpha_{\text{ту}} + \alpha_{\text{упл}}) (h_0 - h_{\text{пв1}}) + \alpha_{\text{дв}} (h_{\text{дв}} - h_{\text{пв1}}) + (\alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2) (h_{\text{пп}} - h_2)] = 674,52 \cdot [(1 + 0,02) \cdot (3312,679 - 1180,87) + 0,002 \cdot (136,9 - 1180,87) + (1 - 0,0774 - 0,1053) \cdot (3546,466 - 2894,503)] = 1834188,03 \text{ кВт.}$$

Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление:

$$Q_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{ПС}}}{\eta_{\text{п}}} = \frac{100}{0,98} = 102,04 \text{ МВт} = 102040,8 \text{ кВт.}$$

Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии:

$$Q_{\text{ту}}^{\text{э}} = Q_{\text{ту}} - Q_{\text{т}} = 1834188,03 - 102040,8 = 1732147,215 \text{ кВт.}$$

Мощность турбопривода:

$$N_{\text{ТП}} = \frac{\alpha_{\text{пв}} G_0 \Delta h_{\text{пп}}}{\eta_{\text{п}}} = \frac{1,024 \cdot 674,52 \cdot 38,13}{0,78} = 32879,5 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{э}}^{\text{выр}} = \frac{N_{\text{э}} + N_{\text{ТП}}}{Q_{\text{ту}}^{\text{э}}} = \frac{786857,3 \cdot 10^3 + 32879,5 \cdot 10^3}{1732147,215 \cdot 10^3} = 0,474.$$

Определим КПД трубопроводов, связывающих парогенерирующую установку с турбиной:

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{пг}}} = \frac{1834188,03}{1841348,18} = 0,996.$$

Примем удельный расход электроэнергии на собственные нужды $k_{\text{сн}} = 0,04$ и КПД парогенерирующей установки $\eta_{\text{пгу}} = 0,92$. Вычислим КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто):

$$\eta_{\text{э}}^{\text{отп}} = \eta_{\text{ту}}^{\text{э}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пгу}} (1 - k_{\text{сн}}) = 0,473 \cdot 0,996 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,04) = 0,416.$$

Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии:

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_{\text{э}}^{\text{отп}}} = \frac{123}{0,416} = 295,67 \frac{\text{г у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

КПД блока по отпуску теплоты:

$$\eta_{\text{т}}^{\text{отп}} = \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пгу}} \eta_{\text{п}} = 0,996 \cdot 0,92 \cdot 0,98 = 0,898.$$

Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты:

$$b_{\text{т}}^{\text{отп}} = \frac{34,1}{\eta_{\text{т}}^{\text{отп}}} = \frac{34,1}{0,898} = 37,97 \frac{\text{кг у.т.}}{\text{ГДж}}.$$

Полученные результаты занесем в таблицу

Таблица 13 – Показатели тепловой экономичности станции

$N_{\text{э}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{пг}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ту}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ту}}^{\text{э}}, \text{МВт}$	$\eta_{\text{ту}}^{\text{выр}}$	$\eta_{\text{тр}}$	$\eta_{\text{э}}^{\text{отп}}$
786,86	1841,35	1834,19	1732,15	0,473	0,996	0,416
$b_{\text{э}}^{\text{отп}}, \frac{\text{г у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$				$b_{\text{т}}^{\text{отп}}, \frac{\text{кг у.т.}}{\text{ГДж}}$		
295,67				37,97		

2.2.2.6 Выбор оборудования для двухступенчатой сетевой установки

Рассчитаем сетевой подогреватель ПС-1. Найдем среднелогарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{\text{ср.л.ПС-1}} = \frac{t_{\text{пс-1}} - t_{\text{ос}}}{\ln \frac{t_{\text{спс-1}} - t_{\text{ос}}}{t_{\text{спс-1}} - t_{\text{пс-1}}}} = \frac{120,986 - 80}{\ln \frac{125,986 - 80}{125,986 - 120,986}} = 18,47 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Тепловой поток в подогревателе равен его тепловой нагрузке:

$$Q_{\text{ПС-1}} = 68,31 \text{ МВт.}$$

Площадь теплообмена сетевого подогревателя:

$$F_{\text{ПС-1}} = \frac{Q_{\text{ПС-1}}}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.л.2}}} = \frac{68,31 \cdot 10^3}{3 \cdot 18,47} = 1232,81 \text{ м}^2.$$

По таблице 3.27 [7] выберем два вертикальных подогревателя сетевой воды ПСВ-500-14-23-І. Его площадь поверхности теплопередачи – 500 м².

Рассчитаем сетевой подогреватель ПС-2. Найдем среднелогарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{\text{ср.л.ПС-2}} = \frac{t_{\text{ПС-2}} - t_{\text{ПС-1}}}{\ln \frac{t_{\text{СПС-2}} - t_{\text{ПС-1}}}{t_{\text{СПС-2}} - t_{\text{ПС-2}}}} = \frac{149,907 - 120,986}{\ln \frac{154,907 - 120,986}{154,907 - 149,907}} = 15,11 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Тепловой поток в подогревателе равен его тепловой нагрузке:

$$Q_{\text{ПС-2}} = 31,69 \text{ МВт.}$$

Площадь теплообмена сетевого подогревателя:

$$F_{\text{ПС-2}} = \frac{Q_{\text{ПС-1}}}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.л.2}}} = \frac{31,69 \cdot 10^3}{3 \cdot 15,11} = 699,1 \text{ м}^2.$$

По таблице 3.27 [7] выберем два вертикальных подогревателя сетевой воды ПСВ-500-14-23-І. Его площадь поверхности теплопередачи – 500 м².

Переходим к выбору сетевого насоса. Расход сетевой воды:

$$G_{\text{св}} = 397,77 \text{ кг/с.}$$

Подача сетевого насоса:

$$V_{\text{СН}} = 1,05 \cdot G_{\text{св}} \cdot \nu' \cdot 3600,$$

где ν' – удельный объем воды, $\nu' = f(P_{\text{св}}, t_{\text{ос}}) = 0,0010285 \text{ м}^3/\text{кг}$.

$$V_{\text{СН}} = 1,05 \cdot 397,77 \cdot 0,0010285 \cdot 3600 = 1546,42 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выберем по таблице 5.6 [7] сетевой насос типа СЭ2000-100. Его характеристики: подача 2000 м³/ч; напор 100 м; частота вращения – 3000 об/мин; КПД насоса – 85%; завод-изготовитель – ПО «Насосэнергомаш», г. Сумы. Резервный насос аналогичен основному.

2.2.3 Расчет тепловой схемы с трехступенчатой сетевой установкой

2.2.3.1 Выбор отборов для питания сетевых подогревателей

Равномерно распределим подогрев в сетевых подогревателях. В первом приближении можно определить подогрев в каждом из подогревателей по формуле:

$$\Delta t_{\text{СП}} = \frac{t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}}}{z_{\text{СП}}} = \frac{140 - 80}{3} = 20 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

где $t_{\text{пс}}$ и $t_{\text{ос}}$ – температуры прямой и обратной сети.

Таким образом, температуры за сетевыми подогревателями:

$$t_{\text{пс-1}} = t_{\text{ос}} + \Delta t_{\text{СП}} = 80 + 20 = 100 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{пс-2}} = t_{\text{пс-1}} + \Delta t_{\text{СП}} = 100 + 20 = 120 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{пс-3}} = t_{\text{пс-2}} + \Delta t_{\text{СП}} = 120 + 20 = 140 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Рассчитаем температуры и давления насыщения в каждом из подогревателей, приняв значение недогрева $\theta_{\text{СП}} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$t_{\text{s пс-1}} = t_{\text{пс-1}} + \theta_{\text{СП}} = 100 + 5 = 105 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$P_{\text{s пс-1}} = f(t_{\text{s пс-1}}) = 0,1209 \text{ МПа}.$$

$$t_{\text{s пс-2}} = t_{\text{пс-2}} + \theta_{\text{СП}} = 120 + 5 = 125 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$P_{\text{s пс-2}} = f(t_{\text{s пс-2}}) = 0,2322 \text{ МПа};$$

$$t_{\text{s пс-3}} = t_{\text{пс-3}} + \theta_{\text{СП}} = 140 + 5 = 145 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$P_{\text{s пс-3}} = f(t_{\text{s пс-2}}) = 0,4156 \text{ МПа}.$$

Тогда требуемое давление в отборах турбины:

$$P_{\text{отб. ПС-1}} = 1,05 \cdot P_{\text{s пс-1}} = 1,05 \cdot 0,1209 = 0,1269 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{отб. ПС-2}} = 1,05 \cdot P_{\text{s пс-2}} = 1,05 \cdot 0,2322 = 0,2438 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{отб. ПС-3}} = 1,05 \cdot P_{\text{s пс-3}} = 1,05 \cdot 0,4156 = 0,4364 \text{ МПа};$$

С помощью таблицы 1 выберем отборы, от которых будут питаться сетевые подогреватели, так, чтобы давления в этих отборах были равны или немного выше требуемых. Тогда, ПС-1 будет питаться от 7 отбора, ПС-2 – от 6 отбора и ПС-3 – от 5 отбора. Пересчитаем давления и температуры насыщения в сетевых подогревателях, а также температуры сетевой воды за ними:

$$P_{\text{s пс-1}} = P_7^0 \cdot 0,95 = 0,114 \cdot 0,95 = 0,1083 \text{ МПа};$$

$$t_{\text{s пс-1}} = f(P_{\text{s пс-1}}) = 101,85 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$\begin{aligned}
t_{\text{пс-1}} &= t_{s \text{ пс-1}} - \theta_{\text{СП}} = 101,85 - 5 = 96,85 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
P_{s \text{ пс-2}} &= P_6^0 \cdot 0,95 = 0,284 \cdot 0,95 = 0,2698 \text{ МПа}; \\
t_{s \text{ пс-2}} &= f(P_{s \text{ пс-2}}) = 129,94 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{\text{пс-2}} &= t_{s \text{ пс-2}} - \theta_{\text{СП}} = 129,94 - 5 = 124,94 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
P_{s \text{ пс-3}} &= P_6^0 \cdot 0,95 = 0,588 \cdot 0,95 = 0,5586 \text{ МПа}; \\
t_{s \text{ пс-3}} &= f(P_{s \text{ пс-2}}) = 156,06 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\
t_{\text{пс-3}} &= t_{s \text{ пс-3}} - \theta_{\text{СП}} = 156,06 - 5 = 151,06 \text{ }^{\circ}\text{C}.
\end{aligned}$$

Расход сетевой воды в обвод определится из уравнения теплового баланса как:

$$G_{\text{обв}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{пс-2}} - t_{\text{пс}})}{t_{\text{пс-2}} - t_{\text{пс-1}}},$$

где $G_{\text{св}}$ – расход сетевой воды. Определяется из соотношения:

$$\frac{Q_{\text{от}}}{t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}}} = \frac{Q_{\text{пс-1}}}{t_{\text{пс-1}} - t_{\text{ос}}} = \frac{Q_{\text{пс-2}}}{t_{\text{пс-2}} - t_{\text{пс-1}}} = \frac{Q_{\text{пс-3}}}{t_{\text{пс}} - t_{\text{пс-2}}} = G_{\text{св}} \cdot c_p,$$

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}}{(t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}}) \cdot c_p} = \frac{100 \cdot 10^3}{(140 - 80) \cdot 4,19} = 397,772 \text{ кг/с}.$$

$$G_{\text{обв}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{пс-2}} - t_{\text{пс}})}{t_{\text{пс-2}} - t_{\text{пс-1}}} = \frac{397,772 \cdot (151,06 - 140)}{151,06 - 124,94} = 168,434 \text{ кг/с}.$$

Рассчитаем тепловую нагрузку каждого подогревателя:

$$Q_{\text{пс-1}} = G_{\text{св}} c_p (t_{\text{пс-1}} - t_{\text{ос}}) = 1193,317 \cdot 4,19 \cdot (96,85 - 80) = 28,084 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{пс-2}} = G_{\text{св}} c_p (t_{\text{пс}} - t_{\text{пс-1}}) = 1193,317 \cdot 4,19 \cdot (124,94 - 96,85) = 46,821 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{пс-3}} = G_{\text{св}} c_p (t_{\text{пс}} - t_{\text{пс-1}}) = 1193,317 \cdot 4,19 \cdot (140 - 124,94) = 25,095 \text{ МВт}.$$

Далее определим расходы греющего пара из отборов на сетевые подогреватели из уравнений тепловых балансов:

$$Q_{\text{пс-3}} = G_{\text{пс-3}} (h_5 - h_5') \cdot \eta_{\text{п}};$$

$$Q_{\text{пс-2}} = [G_{\text{пс-3}} (h_5' - h_6') + G_{\text{пс-2}} (h_6 - h_6')] \cdot \eta_{\text{п}};$$

$$Q_{\text{пс-1}} = [(G_{\text{пс-2}} + G_{\text{пс-3}}) (h_6' - h_7') + G_{\text{пс-1}} (h_7 - h_7')] \cdot \eta_{\text{п}};$$

$$G_{\text{пс-3}} = \frac{Q_{\text{пс-3}}}{(h_5 - h_5') \cdot \eta_{\text{п}}} = \frac{25095}{(3070,675 - 631,88) \cdot 0,98} = 10,616 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{ПС-2}} = \frac{\frac{Q_{\text{ПС-2}}}{\eta_{\text{п}}} - G_{\text{ПС-3}}(h_5' - h_6')}{h_6 - h_6'} = \frac{\frac{46821}{0,98} - 31,525 \cdot (631,88 - 516,68)}{2921,782 - 516,68} =$$

$$= 11,561 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{ПС-1}} = \frac{\frac{Q_{\text{ПС-1}}}{\eta_{\text{п}}} - (G_{\text{ПС-2}} + G_{\text{ПС-3}})(h_6' - h_7')}{h_7 - h_7'} =$$

$$= \frac{\frac{28084}{0,98} - (10,616 + 11,561) \cdot (516,68 - 392,77)}{2772,27 - 392,77} = 11,091 \text{ кг/с};$$

2.2.3.2 Расчет схемы с трехступенчатой сетевой установкой

Зная уравнения определения расходов пара на трехступенчатую сетевую установку, дальнейший расчет будет производиться также как в пунктах 2.2.2.1 - 2.2.2.6. Опустим подробные расчеты и занесем полученные данные в таблицы.

Таблица 14 – Параметры трёхступенчатой сетевой установки

Номер п-ля	Тепловая нагрузка на подогреватель, $Q_{\text{ПС-}i}$	Температура за подогревателем, $t_{\text{ПС-}i}$	Абсолютный расход, G_i	Относительный расход, $\alpha_{\text{ПС-}i}$
	МВт	°С	кг/с	–
ПС-1	26,29	95,78	10,292	0,015
ПС-2	44,52	122,49	10,63	0,016
ПС-3	29,19	150,46	12,276	0,018
Расход сетевой воды, $G_{\text{св}}$			Расход на обвод, $G_{\text{обв}}$	
кг/с			кг/с	
397,772			148,714	

Таблица 15 – Относительные и абсолютные расходы на отборы

Номер отбора	Давление в камерах отбора, P_i	Относительный расход, α_i	Абсолютный расход, G_i
	МПа	—	кг/с
1	6,05	0,0774	52,199
2	3,782	0,102	68,832
3	1,633	0,0838	56,523
4	1,068	0,0217	14,628
5	0,567	0,0587	39,613
6	0,272	0,0421	28,427
7	0,1075	0,0581	39,223
8	0,01876	0,0274	18,483
К	0,00348	0,5287	356,591

Таблица 16 – Показатели тепловой экономичности станции

$N_э$, МВт	$Q_{пг}$, МВт	$Q_{ту}$, МВт	$Q^э_{ту}$, МВт	$\eta_{ту}^{выр}$	$\eta_{тр}$	$\eta_э^{отп}$
792,509	1842,4	1835,3	1733,2	0,476	0,996	0,419
$b_э^{отп}, \frac{\text{Г у.т.}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$				$b_т^{отп}, \frac{\text{кг у.т.}}{\text{ГДж}}$		
293,556				37,97		

Таблица 17 – Сводная таблица параметров пара и воды

Точка	Элем- енты	Пар в турбине		Пар в подогре- вателе	Дренаж греющего пара		Питательная, сетевая вода, основной конденсат			Удельная работа пара	Коэффициент недовыработки
		$P_{отб}$	$h_{отб}$	$P_{П}$	$t_{н}$	h'	$t_{пв}$	$P_{пв}$	$h_{пв, ок, св}$	H_j	y_j
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг	кДж/кг	-
0	—	24,5	3312,679	—	—	—	—	—	—	0	1
0'	—	23,761	3312,679	—	—	—	—	—	—	0	1
1	П1	6,051	2990,29	5,87	274,16	1205,45	270,28	35	1180,87	322,389	0,802
2	П2	3,782	2877,843	3,243	238,22	1060,864	236,84	35	1048,75	434,837	0,733
3	П3	1,633	3351,596	1,584	200,91	852,867	197,18	35	855,058	629,499	0,613
3	ТП	1,633	3351,596	—	—	—	—	—	—	886,683	0,613
4	Д	1,068	3235,746	0,8	170,41	721,02	170,41	1,2	721,02	745,348	0,542
5	П4	0,567	3082,294	0,55	155,46	630,363	148,56	1,2	626,513	898,8	0,447
6	П5	0,272	2920,594	0,251	127,49	496,823	120,19	1,2	505,308	1060,5	0,348
7	П6	0,1075	2776,909	0,104	100,78	391,755	94,64	1,2	397,345	1204,186	0,26
8	П7	0,01876	2541,48	0,018	58,04	220,266	54,72	1,2	230,08	1439,615	0,115
к'	К	0,00348	2354,83	—	—	—	—	—	—	1626,264	0
к	К	0,00332	2354,83	0,00332	25,752	108,1	25,752	0,0035	108,1	1626,264	0

2.2.3.3 Выбор оборудования для трехступенчатой сетевой установки

Рассчитаем сетевой подогреватель ПС-1. Найдем среднелогарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{\text{ср.л.ПС-1}} = \frac{t_{\text{ПС-1}} - t_{\text{ос}}}{\ln \frac{t_{\text{спс-1}} - t_{\text{ос}}}{t_{\text{спс-1}} - t_{\text{ПС-1}}}} = \frac{95,78 - 80}{\ln \frac{100,78 - 80}{100,78 - 95,78}} = 11,08 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Тепловой поток в подогревателе равен его тепловой нагрузке:

$$Q_{\text{ПС-1}} = 29,19 \text{ МВт.}$$

Площадь теплообмена сетевого подогревателя:

$$F_{\text{ПС-1}} = \frac{Q_{\text{ПС-1}}}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.л.1}}} = \frac{29,19 \cdot 10^3}{3 \cdot 11,08} = 878,16 \text{ м}^2.$$

По таблице 3.27 [7] выберем два вертикальных подогревателя сетевой воды ПСВ-500-14-23-I. Его площадь поверхности теплопередачи – 500 м².

Рассчитаем сетевой подогреватель ПС-2. Найдем среднелогарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{\text{ср.л.ПС-2}} = \frac{t_{\text{ПС-2}} - t_{\text{ПС-1}}}{\ln \frac{t_{\text{спс-2}} - t_{\text{ПС-1}}}{t_{\text{спс-2}} - t_{\text{ПС-2}}}} = \frac{122,49 - 95,78}{\ln \frac{127,49 - 95,78}{127,49 - 122,49}} = 14,46 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Тепловой поток в подогревателе равен его тепловой нагрузке:

$$Q_{\text{ПС-2}} = 44,52 \text{ МВт.}$$

Площадь теплообмена сетевого подогревателя:

$$F_{\text{ПС-2}} = \frac{Q_{\text{ПС-2}}}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.л.2}}} = \frac{44,52 \cdot 10^3}{3 \cdot 14,46} = 1026,28 \text{ м}^2.$$

По таблице 3.27 [7] выберем два вертикальных подогревателя сетевой воды ПСВ-500-14-23-I. Его площадь поверхности теплопередачи – 500 м².

Рассчитаем сетевой подогреватель ПС-3. Найдем среднелогарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{\text{ср.л.ПС-3}} = \frac{t_{\text{ПС-3}} - t_{\text{ПС-2}}}{\ln \frac{t_{\text{спс-3}} - t_{\text{ПС-2}}}{t_{\text{спс-3}} - t_{\text{ПС-3}}}} = \frac{150,46 - 122,49}{\ln \frac{155,46 - 122,49}{155,46 - 150,46}} = 14,83 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Тепловой поток в подогревателе равен его тепловой нагрузке:

$$Q_{\text{ПС-3}} = 29,19 \text{ МВт.}$$

Площадь теплообмена сетевого подогревателя:

$$F_{\text{ПС-3}} = \frac{Q_{\text{ПС-3}}}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.л.3}}} = \frac{29,19 \cdot 10^3}{3 \cdot 14,83} = 656,1 \text{ м}^2.$$

По таблице 3.27 [7] выберем два вертикальных подогревателя сетевой воды ПСВ-500-14-23-I. Его площадь поверхности теплопередачи – 500 м².

Переходим к выбору сетевого насоса. Расход сетевой воды:

$$G_{\text{св}} = 397,772 \text{ кг/с.}$$

Подача сетевого насоса:

$$V_{\text{сн}} = 1,05 \cdot G_{\text{св}} \cdot \nu' \cdot 3600,$$

где ν' – удельный объем воды, $\nu' = f(P_{\text{св}}, t_{\text{ос}}) = 0,0010285 \text{ м}^3/\text{кг}$.

$$V_{\text{сн}} = 1,05 \cdot 397,77 \cdot 0,0010285 \cdot 3600 = 1546,42 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Выберем по таблице 5.6 [7] сетевой насос типа СЭ2000-100. Его характеристики: подача 2000 м³/ч; напор 100 м; частота вращения – 3000 об/мин; КПД насоса – 85%; завод-изготовитель – ПО «Насосэнергомаш», г. Сумы. Резервный насос аналогичен основному.

2.3 Сравнительная таблица эффективности турбоустановки К-800-240

Для дальнейшего анализа представим сравнительную таблицу тепловой эффективности блока К-800-240 с исходной схемой и после реконструкции.

Таблица 18 – Сравнительная таблица тепловой эффективности

	Исходная схема	Схема с 2-х ступ. с. у.	Схема с 3-х ступ. с. у.
КПД ТУ по производству электроэнергии	0,4501	0,473	0,476
КПД ТУ по отпуску электроэнергии	0,4017	0,416	0,419
Относительный прирост КПД по сравнению конд. режимом	—	3,44%	4,13%

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Перечень работ и оценка времени их выполнения

С целью выполнения работы составляется перечень, в котором указывается поэтапный список работ и их трудоемкость для каждого исполнителя. Данные представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Этапы выполнения бакалаврской работы

№ п.п.	Наименование работы	Продолжительность выполнения в днях	
		Инженер	Руководитель
1	Получение задания на выполнение ВКР		1
2	Поиск, изучение и систематизация информации из литературы	12	
3	Введение, описание бездеаэраторных схем	2	
4	Выбор и расчёт схемы турбоустановки К-800-240	12	
5	Расчёт и анализ технико-экономических показателей тепловой схемы	9	
6	Проверка ВКР		2
7	Исправление ВКР	4	
8	Проверка и утверждение ВКР		2
Итого		39	5

4.2 Смета затрат

Капитальные затраты на разработку проекта включают в себя следующие статьи расходов:

$$K_{\text{пр}} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{со}} + I_{\text{проч}} + I_{\text{нр}},$$

где $I_{\text{мат}}$ – материальные издержки; $I_{\text{ам}}$ – затраты на амортизацию; $I_{\text{ЗП}}$ – затраты на заработную плату; $I_{\text{со}}$ – издержки на социальные отчисления; $I_{\text{проч}}$ – прочие издержки; $I_{\text{нр}}$ – накладные расходы.

Материальные затраты складываются из затрат на печать пояснительной записки и чертежей, канцелярских товаров и составляют 1000 рублей.

Амортизационные отчисления определяются исходя из основных фондов, применяемых в ходе разработки проекта. Затраты на амортизацию рассчитываются следующим образом:

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{год}}} \cdot Ц \cdot \frac{1}{T_{\text{ам}}},$$

где $T_{\text{исп}} = 39$ дней – время использования основного фонда; $T_{\text{год}} = 365$ дней – количество календарных дней в году; $Ц$ – стоимость основного фонда; $T_{\text{ам}} = 3$ лет – срок службы основного фонда. Принимая стоимость компьютера в размере 62000 рублей, а принтера – 12000 руб., вычислим издержки на их амортизацию:

$$I_{\text{ам.к.}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{год}}} \cdot Ц_{\text{к}} \cdot \frac{1}{T_{\text{ам}}} = \frac{39}{365} \cdot 62000 \cdot \frac{1}{3} = 2208 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ам.п.}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{год}}} \cdot Ц_{\text{п}} \cdot \frac{1}{T_{\text{ам}}} = \frac{39}{365} \cdot 12000 \cdot \frac{1}{3} = 427 \text{ руб.}$$

Таблица 21 – Амортизация основных фондов

Вид техники	Стоимость техники, руб.	Количество	Норма амортизации	Затраты на амортизацию, руб.
Компьютер	62000	1	20%	2208
Принтер	12000	1	20%	427

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{ам.к.}} + I_{\text{ам.п.}} = 2208 + 427 = 2635 \text{ руб.}$$

Затраты на заработную плату складываются из фактической зарплаты инженера и руководителя:

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{ЗП инж}} + I_{\text{ЗП рук.}}$$

Месячная зарплата определяется следующим образом:

$$I_{\text{мес. ЗП}} = ЗП \cdot K_1 \cdot K_2,$$

где $ЗП$ – должностной оклад; $K_1 = 1,1$ – коэффициент, учитывающий отпуск; $K_1 = 1,1$ – коэффициент, учитывающий отпуск; $K_2 = 1,3$ – районный коэффициент.

Месячные зарплаты инженера и руководителя:

$$I_{\text{мес. ЗП инж}} = ЗП_{\text{инж}} K_1 K_2 = 18000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 25740 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{мес. ЗП рук}} = ЗП_{\text{рук}} K_1 K_2 = 20000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 28600 \text{ руб.}$$

Фактическая заработная плата:

$$I_{\text{ЗП}} = \frac{I_{\text{мес. ЗП}}}{T} n,$$

где $T = 21$ – число месячных рабочих дней; n – количество фактически затраченных дней на реализацию проекта;

$$I_{\text{ЗП инж}} = \frac{I_{\text{мес. ЗП инж}}}{T} n = \frac{25740}{21} \cdot 39 = 47803 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ЗП рук}} = \frac{I_{\text{мес. ЗП рук}}}{T} n = \frac{28600}{21} \cdot 5 = 6810 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{ЗП инж}} + I_{\text{ЗП рук}} = 47803 + 6810 = 54613 \text{ руб.}$$

Социальные отчисления – обязательные отчисления по установленным законодательным нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования, установленные в размере 28 % от затрат на заработную плату:

$$I_{\text{со}} = 0,28 I_{\text{ЗП}} = 0,28 \cdot 54613 = 15292 \text{ руб.}$$

Прочие затраты рассчитываются следующим образом:

$$I_{\text{проч}} = 0,1(I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{ЗП}} + I_{\text{со}}) = 0,1 \cdot (1000 + 2635 + 54613 + 15292) = 7354 \text{ руб.}$$

Накладные расходы учитывают выполнение проекта на базе Томского политехнического университета: оплату потребляемых электрической и тепловой энергий; затраты на аренду аудиторий, на ремонт и т.д. Накладные расходы принимаются в 16% от издержек на оплату труда:

$$I_{\text{нр}} = 0,16 I_{\text{ЗП}} = 0,16 \cdot 54613 = 8738 \text{ руб.}$$

Общие капитальные вложения на разработку проекта приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Издержки на разработку проекта

Издержки	Сумма, руб.
Материальные затраты	1000
Амортизационные отчисления	2635
Фактическая заработная плата	54613
Социальные отчисления	15292
Прочие издержки	7354
Накладные расходы	8738
Итого	89632

4.3. Расчёт годовых показателей работы электростанции

Для расчёта годовых показателей работы электростанции представим показатели тепловой экономичности тепловой схемы энергоблока ТЭС К-800-240 до и после включения в схему сетевой установки в таблице 22. Также примем число часов использования установленной номинальной мощности в году равным 5000 ч и 2500 ч работы в теплофикационном режиме и 2500 ч работы в летнем режиме.

Таблица 23 – Показатели тепловой экономичности турбоустановки

Показатель	Значение конденсационного режима работы	Значение с 2-х ступ. с.у.	Значение с 3-х ступ. с.у.
Электрическая мощность $N_{э}$, МВт	800	786,86	792,509
Тепловая нагрузка парогенерирующе й установки $Q_{пг}$, МВт	1830,95	1841,35	1842,4
Тепловая нагрузка турбоустановки $Q_{ту}$, МВт	1823,78	1834,19	1835,3

Показатель	Значение конденсационного режима работы	Значение с 2-х ступ. с.у.	Значение с 3-х ступ. с.у.
Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление Q_t , МВт	—	102,04	102,04
Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии $Q_{\text{ту}}^3$, МВт	1823,78	1732,15	1733,2
КПД трубопроводов, связывающих парогенерирующую установку с турбиной $\eta_{\text{тр}}$	0,996	0,996	0,996
КПД парогенерирующей установки $\eta_{\text{пгу}}$	0,92	0,92	0,92

4.3.1 Расчёт годовых показателей ТЭС до подключения с.у.

Вычислим годовой отпуск электроэнергии с помощью количества часов использования установленной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}} = N_3 \cdot h_y = 800000 \cdot 5000 = 4 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск электроэнергии от ТЭС вычисляется следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пгу}} = 4 \cdot 10^9 \cdot 0,996 \cdot 0,92 = 3665280000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Удельный расход теплоты на турбоустановку по выработке электрической энергии (ЭЭ):

$$q_3 = \frac{Q_{\text{ту}}}{N_3} = \frac{1823,78}{800} = 2,28.$$

Расход условного топлива в парогенерирующей установке:

$$B = \frac{Q_{\text{пг}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{пгу}}} = \frac{1830950}{29308 \cdot 0,92} = 67,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 244458,4 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Расход условного топлива на выработку ЭЭ:

$$B_3 = B = 27,2 = 67,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 244458,4 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Годовой расход условного топлива:

$$B_{\text{год}} = B \cdot h_y = 97905,38 \cdot 5000 = 489526916 \text{ кг}.$$

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{год}} = B_3^{\text{год}} = B_3 \cdot h_y = 244458,4 \cdot 5000 = 1222292000 \text{ кг}.$$

Годовые топливные издержки по производству ЭЭ:

$$И_{\text{т}}^3 = B_3^{\text{год}} (\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}),$$

где принимается $\text{Ц}_{\text{т}} = 3650$ руб. – цена топлива за тонну, $\text{Ц}_{\text{тр}} = 375$ руб. – цена за доставку 1 тонны антрацита.

$$И_{\text{т}}^3 = B_3^{\text{год}} (\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}) = 1222292 \cdot (3650 + 375) = 4,919 \text{ млрд руб.}$$

Принимая долю топливных издержек равной 70%, определим суммарные годовые издержки по производству ЭЭ:

$$И^3 = \frac{И_{\text{т}}^3}{0,7} = \frac{4,919}{0,7} = 7,027 \text{ млрд руб.}$$

Себестоимость отпуска электроэнергии:

$$C_{\text{ээ}} = \frac{И^3}{\mathcal{E}_{\text{отп}}} = \frac{7,027 \cdot 10^9}{3665280000} = 1,917 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

4.3.2 Расчёт годовых показателей ТЭС с 2-х ступ. сетевой установкой

Вычислим годовой отпуск электроэнергии с помощью количества часов использования установленной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{лет}} = N_{\text{э}} \cdot h_{\text{у}} = 800000 \cdot 2500 = 2 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{зим}} = N_{\text{э}} \cdot h_{\text{у}} = 786860 \cdot 2500 = 1,967 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск электроэнергии от ТЭС:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{лет}} = \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{лет}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пгу}} = 2 \cdot 10^9 \cdot 0,996 \cdot 0,92 = 1832640000 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{зим}} = \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{зим}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пгу}} = 1,967 \cdot 10^9 \cdot 0,996 \cdot 0,92 = 1802538888 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{лет}} + \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{зим}} = 1832640000 + 1802538888 = 3635178888 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск теплоты внешнему потребителю:

$$\begin{aligned} Q_{\text{отп}} &= Q_{\text{т}} h_{\text{у}} \eta_{\text{пгу}} \eta_{\text{п}} \eta_{\text{тр}} = 102040 \cdot 2500 \cdot 0,92 \cdot 0,98 \cdot 0,996 = 227,468 \text{ ГВт} \cdot \text{ч} = \\ &= 195622 \text{ Гкал}. \end{aligned}$$

Удельный расход теплоты на турбоустановку по выработке ЭЭ:

$$q_{\text{э}}^{\text{лет}} = \frac{Q_{\text{ту}}^{\text{э}}}{N_{\text{э}}} = \frac{1823,78}{800} = 2,28.$$

$$q_{\text{э}}^{\text{зим}} = \frac{Q_{\text{ту}}^{\text{э}}}{N_{\text{э}}} = \frac{1732,15}{800} = 2,165.$$

Расход условного топлива на выработку ТЭ:

$$B_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{т}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{пгу}}},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 29308 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – теплотворная способность условного топлива;

$$B_{\text{т}} = \frac{102040}{29308 \cdot 0,92} = 3,784 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 13623,82 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Расход условного топлива в парогенерирующей установке:

$$B^{\text{лет}} = \frac{Q_{\text{пг}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{пгу}}} = \frac{1830950}{29308 \cdot 0,92} = 67,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 244458,4 \frac{\text{кг}}{\text{ч}};$$

$$B^{\text{зим}} = \frac{Q_{\text{пг}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{пгу}}} = \frac{1841350}{29308 \cdot 0,92} = 68,29 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 245844 \frac{\text{кг}}{\text{ч}};$$

Расход условного топлива на выработку ЭЭ:

$$B_{\text{э}}^{\text{лет}} = B^{\text{лет}} = 67,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 244458,4 \frac{\text{кг}}{\text{ч}};$$

$$B_{\text{э}}^{\text{зим}} = B^{\text{зим}} - B_{\text{т}} = 68,29 - 3,784 = 64,506 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 232221,6 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Годовой расход условного топлива:

$$B_{\text{год}}^{2\text{-х ст.с.у.}} = B^{\text{лет}} \cdot h_{\text{у}} + B^{\text{зим}} \cdot h_{\text{у}} = 244458,4 \cdot 2500 + 245844 \cdot 2500 = 1225756000 \text{ кг}.$$

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{э}}^{\text{год}} = B_{\text{э}}^{\text{лет}} \cdot h_{\text{у}} + B_{\text{э}}^{\text{зим}} \cdot h_{\text{у}} = 244458,4 \cdot 2500 + 232221,6 \cdot 2500 = 1191700000 \text{ кг}.$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{т}}^{\text{год}} = B_{\text{т}} \cdot h_{\text{у}} = 13623,82 \cdot 2500 = 34059550 \text{ кг}.$$

Годовые топливные издержки по производству ЭЭ:

$$И_{\text{т}}^{\text{э}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} (\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}),$$

где принимается $\text{Ц}_{\text{т}} = 3650$ руб. – цена топлива за тонну, $\text{Ц}_{\text{тр}} = 375$ руб. – цена за доставку 1 тонны антрацита.

$$И_{\text{т}}^{\text{э}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} (\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}) = 1191700 \cdot (3650 + 375) = 4,7966 \text{ млрд руб.}$$

Принимая долю топливных издержек равной 70%, определим суммарные годовые издержки по производству ЭЭ:

$$И^{\text{э}} = \frac{И_{\text{т}}^{\text{э}}}{0,7} = \frac{4,7966}{0,7} = 6,8523 \text{ млрд руб.}$$

Годовые топливные издержки по производству ТЭ:

$$И_{\text{т}}^{\text{т}} = B_{\text{т}}^{\text{год}} (\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}) = 34059,55 \cdot (3650 + 375) = 137,09 \text{ млн руб.}$$

Суммарные годовые издержки по производству ТЭ:

$$И^{\text{т}} = \frac{И_{\text{т}}^{\text{т}}}{0,7} = \frac{137,09}{0,7} = 0,196 \text{ млрд руб.}$$

Себестоимость отпуска электроэнергии:

$$C_{\text{ээ}} = \frac{И^{\text{э}}}{\text{Э}_{\text{отп}}} = \frac{6,8523 \cdot 10^9}{3635178888} = 1,885 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии:

$$C_{\text{ТЭ}} = \frac{I^{\text{T}}}{Q_{\text{отп}}} = \frac{0,196 \cdot 10^9}{195622} = 1001,93 \frac{\text{руб.}}{\text{Гкал}}.$$

Снижение расхода условного топлива в год после включения 2-х ст.с.у.:

$$\Delta B = /B_{\text{год}} - B_{\text{год}}^{2\text{-х ст.с.у}}/ = /1222292000 - 1225756000/ = 3464000 \text{ кг.}$$

4.3.3 Расчёт годовых показателей ТЭС с 3-х ступ. сетевой установкой

Вычислим годовой отпуск электроэнергии с помощью количества часов использования установленной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{лет}} = N_{\text{э}} \cdot h_{\text{у}} = 800000 \cdot 2500 = 2 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{зим}} = N_{\text{э}} \cdot h_{\text{у}} = 792509 \cdot 2500 = 1,9806 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск электроэнергии от ТЭС:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{лет}} = \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{лет}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пгу}} = 2 \cdot 10^9 \cdot 0,996 \cdot 0,92 = 1832640000 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{зим}} = \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{зим}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пгу}} = 1,9806 \cdot 10^9 \cdot 0,996 \cdot 0,92 = 1814888361,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{лет}} + \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{зим}} = 1832640000 + 1814888361,7 = 3647528361,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск теплоты внешнему потребителю:

$$\begin{aligned} Q_{\text{отп}} &= Q_{\text{т}} h_{\text{у}} \eta_{\text{пгу}} \eta_{\text{п}} \eta_{\text{тр}} = 102040 \cdot 2500 \cdot 0,92 \cdot 0,98 \cdot 0,996 = 227,468 \text{ ГВт} \cdot \text{ч} = \\ &= 195622 \text{ Гкал.} \end{aligned}$$

Удельный расход теплоты на турбоустановку по выработке ЭЭ:

$$q_{\text{э}}^{\text{лет}} = \frac{Q_{\text{ту}}^{\text{э}}}{N_{\text{э}}} = \frac{1823,78}{800} = 2,28.$$

$$q_{\text{э}}^{\text{зим}} = \frac{Q_{\text{ту}}^{\text{э}}}{N_{\text{э}}} = \frac{1733,2}{800} = 2,1665.$$

Расход условного топлива на выработку ТЭ:

$$B_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{т}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{пгу}}},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 29308 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – теплотворная способность условного топлива;

$$B_{\text{т}} = \frac{102040}{29308 \cdot 0,92} = 3,784 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 13623,82 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Расход условного топлива в парогенерирующей установке:

$$B^{\text{лет}} = \frac{Q_{\text{пг}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{пгу}}} = \frac{1830950}{29308 \cdot 0,92} = 67,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 244458,4 \frac{\text{кг}}{\text{ч}};$$

$$B^{\text{зим}} = \frac{Q_{\text{пг}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{пгу}}} = \frac{1842400}{29308 \cdot 0,92} = 68,33 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 245988 \frac{\text{кг}}{\text{ч}};$$

Расход условного топлива на выработку ЭЭ:

$$B_{\text{э}}^{\text{лет}} = B^{\text{лет}} = 67,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 244458,4 \frac{\text{кг}}{\text{ч}};$$

$$B_{\text{э}}^{\text{зим}} = B^{\text{зим}} - B_{\text{т}} = 68,33 - 3,784 = 64,546 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 232365,6 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Годовой расход условного топлива:

$$B_{\text{год}}^{\text{3-х ст.с.у.}} = B^{\text{лет}} \cdot h_{\text{y}} + B^{\text{зим}} \cdot h_{\text{y}} = 244458,4 \cdot 2500 + 245988 \cdot 2500 = 1226116000 \text{ кг}.$$

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{э}}^{\text{год}} = B_{\text{э}}^{\text{лет}} \cdot h_{\text{y}} + B_{\text{э}}^{\text{зим}} \cdot h_{\text{y}} = 244458,4 \cdot 2500 + 232365,6 \cdot 2500 = 1192060000 \text{ кг}.$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{т}}^{\text{год}} = B_{\text{т}} \cdot h_{\text{y}} = 13623,82 \cdot 2500 = 34059550 \text{ кг}.$$

Годовые топливные издержки по производству ЭЭ:

$$И_{\text{т}}^{\text{э}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} (\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}),$$

где принимается $\text{Ц}_{\text{т}} = 3650$ руб. – цена топлива за тонну, $\text{Ц}_{\text{тр}} = 375$ руб. – цена за доставку 1 тонны антрацита.

$$И_{\text{т}}^{\text{э}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} (\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}) = 1192060 \cdot (3650 + 375) = 4,798 \text{ млрд руб.}$$

Принимая долю топливных издержек равной 70%, определим суммарные годовые издержки по производству ЭЭ:

$$И^{\text{э}} = \frac{И_{\text{т}}^{\text{э}}}{0,7} = \frac{4,798}{0,7} = 6,8543 \text{ млрд руб.}$$

Годовые топливные издержки по производству ТЭ:

$$И_{\text{т}}^{\text{т}} = B_{\text{т}}^{\text{год}} (\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}) = 34059,55 \cdot (3650 + 375) = 137,09 \text{ млн руб.}$$

Суммарные годовые издержки по производству ТЭ:

$$И^{\text{т}} = \frac{И_{\text{т}}^{\text{т}}}{0,7} = \frac{137,09}{0,7} = 0,196 \text{ млрд руб.}$$

Себестоимость отпуска электроэнергии:

$$C_{\text{ээ}} = \frac{I^{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}} = \frac{6,8543 \cdot 10^9}{3647528361,7} = 1,879 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии:

$$C_{\text{тэ}} = \frac{I^{\text{т}}}{Q_{\text{отп}}} = \frac{0,196 \cdot 10^9}{195622} = 1001,93 \frac{\text{руб.}}{\text{Гкал}}.$$

Снижение расхода условного топлива в год после включения 3-х ст.с.у.:

$$\Delta B = /B_{\text{год}} - B_{\text{год}}^{3\text{-х ст.с.у}}/ = /1222292000 - 1226116000/ = 3824000 \text{ кг.}$$

4.3. Оценка капитальных затрат на реконструкцию

Оценка капитальных вложений в реконструкцию требуется для определения срока окупаемости ввода сетевой установки на ТЭС. Прежде всего, в стоимость капитальных вложений будет входить теплообменное оборудование, подобранное во втором разделе данной работы, а также трубы, трубопроводная арматура, другие изделия, необходимые для проведения реконструкции; сотрудники, осуществляющие монтаж оборудования; чертежи, по которым будут производиться монтажные работы. Полный перечень капитальных затрат представлен в таблице 24 и 25.

Таблица 24 – Капитальные затраты схемы с 2-х ступ. с.у.

Оборудование/вид работ	Количество	Сумма, руб.
Теплообменник ПСГ-1300-3-8-I	1	500000
Теплообменник ПСВ-500-14-23-I	2	800000
Насос СЭ2000-100	2	1500000
Трубопроводы и арматура	—	300000
Разработка чертежей	—	10000
Монтажно-сборочные работы	—	100000
Итого		3210000

Таблица 25 – Капитальные затраты схемы с 3-х ступ. с.у.

Оборудование/вид работ	Количество	Сумма, руб.
Теплообменник ПСГ-1300-3-8-I	2	1000000
Теплообменник ПСВ-500-14-23-I	2	800000
Насос СЭ2000-100	2	1500000
Трубопроводы и арматура	—	400000
Разработка чертежей	—	10000
Монтажно-сборочные работы	—	150000
Итого		3860000

Прирост балансовой прибыли осуществляется за счёт снижения годового расхода топлива после реконструкции при выработке одинаковой мощности и определяется следующим образом:

$$\Delta\Pi_6^{2-x \text{ ст.с.у.}} = \Delta B (\Pi_{\text{т}} + \Pi_{\text{тр}}) = 3464 \cdot (3650 + 375) = 13,943 \text{ млн руб.};$$

$$\Delta\Pi_6^{3-x \text{ ст.с.у.}} = \Delta B (\Pi_{\text{т}} + \Pi_{\text{тр}}) = 3824 \cdot (3650 + 375) = 15,392 \text{ млн руб.}$$

Годовой прирост чистой прибыли с учётом ставки по налоговым вычетам в размере 20 %:

$$\Delta\Pi_{\text{ч}}^{2-x \text{ ст.с.у.}} = \Delta\Pi_6^{2-x \text{ ст.с.у.}} - 0,2\Delta\Pi_6^{2-x \text{ ст.с.у.}} = 13,943 - 0,2 \cdot 13,943 = 11,154 \text{ млн руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{ч}}^{3-x \text{ ст.с.у.}} = \Delta\Pi_6^{3-x \text{ ст.с.у.}} - 0,2\Delta\Pi_6^{3-x \text{ ст.с.у.}} = 15,392 - 0,2 \cdot 15,392 = 12,314 \text{ млн руб.}$$

Прирост амортизационных издержек в год принимается равным 7 % от капиталовложений:

$$\Delta И_{\text{ам}}^{2-x \text{ ст.с.у.}} = 0,07\Delta K_{\text{м}}^{2-x \text{ ст.с.у.}} = 0,07 \cdot 3210000 = 224700 \text{ руб.};$$

$$\Delta И_{\text{ам}}^{3-x \text{ ст.с.у.}} = 0,07\Delta K_{\text{м}}^{3-x \text{ ст.с.у.}} = 0,07 \cdot 3860000 = 270200 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости реконструкции:

$$T_{\text{ок}}^{2-x \text{ ст.с.у.}} = \frac{\Delta K_{\text{м}}^{2-x \text{ ст.с.у.}}}{\Delta\Pi_{\text{ч}}^{2-x \text{ ст.с.у.}} + \Delta И_{\text{ам}}^{2-x \text{ ст.с.у.}}} = \frac{3210000}{13,943 \cdot 10^6 + 224700} = 0,227 \text{ года} = 83 \text{ дня};$$

$$T_{\text{ок}}^{3-x \text{ ст.с.у.}} = \frac{\Delta K_{\text{м}}^{3-x \text{ ст.с.у.}}}{\Delta\Pi_{\text{ч}}^{3-x \text{ ст.с.у.}} + \Delta И_{\text{ам}}^{3-x \text{ ст.с.у.}}} = \frac{3860000}{12,314 \cdot 10^6 + 270200} = 0,307 \text{ года} = 112 \text{ дней.}$$