

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
АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПАРОВЫХ ТУРБИН ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

УДК 621.18.621.438.621.165

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б7А	Румянцев Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	В.Н. Мартышев			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Теплоэнергетика и теплотехника, доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	А.М. Антонова	к.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код резу льт тата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
P3	Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> 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 <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P7	Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности <i>в широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> 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 <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию <i>с учетом</i> нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.

P10	Проводить <i>комплексные</i> 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 <i>базовых и специальных</i> знаний, и <i>современных</i> 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, использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
<i>Специальные профессиональные</i>	
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
5Б7А	Румянцеву Александру Сергеевичу

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПАРОВЫХ ТУРБИН ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2021 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Данные учебных, специальных справочных и периодических источников.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обоснование темы ВКР: типы электростанций, энергоресурсы на которых работают электростанции и история становления ПГУ в России. 2. Обзор турбомашин образующих ПГУ и особенности ПГУ, принципиальные схемы ПГУ и примеры паровых турбин таких марок как: Siemens, Mitsubishi Heavy Industries, General Electric, Силовые машины, а также обзор газовой турбины для расчета.

	3. Расчет схема котла-утилизатора и ПГУ. 4. Расчет показателей работы ПГУ ТЭС. 5. Вопросы социальной ответственности: правовые и организационные вопросы, производственная безопасность, экологическая безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях 6. Вопросы финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Заключение
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Клемашева Елена Игоревна, Доцент ОСГН ШБИП ТПУ
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна, ассистент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.12.20
---	----------

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		01.12.20
Ст. преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	В.Н. Мартышев			01.12.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б7А	Румянцев Александр Сергеевич		01.12.20

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

Студенту:

Группа	ФИО
5Б7А	Румянцев Александр Сергеевич

Школа	Инженерная школа энергетики	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	Бюджет проекта – не более 21000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 7000 руб; затраты на оборудование – не более 13000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,3; Накладные расходы – 16%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды : для руководителя и инженера – 30,2%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений; SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование научно-исследовательских работ; Определение трудоемкости работ; Построение диаграммы Ганта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнительная оценка характеристик проекта; Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности .

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT;
2. Диаграмма Ганта.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б7А	Румянцев Александр Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5Б7А	Румянцев Александр Сергеевич

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Тема ВКР:

Анализ эксплуатационных характеристик паровых турбин парогазовых установок	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: нагрузка парового котла. Область применения: теплоэнергетические установки.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 09.03.2021). ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. ГОСТ 21889-76. Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: повышенное значение напряжения в электрической цепи, повышенный уровень шума, электромагнитное излучение, пониженные или повышенные параметры микроклимата рабочей зоны, физические перегрузки, нервно-психические перегрузки. Опасные факторы: поражение электрическим током.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выбросы дымовых газов, золы, углекислого газа, водяного пара. Гидросфера: тепловое загрязнение; загрязнение отходами технологически циклов энергоустановок. Литосфера: образование золошлакоотвалов, загрязнение почвы частицами отходов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: пожары, взрывы, разрывы трубопроводов, резервуаров, выброс горючих жидкостей, прорыв золоотвала, наводнение.

	Наиболее типичная ЧС: пожар, возгорание угольной пыли.
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б7Б	Румянцев Александр Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа: 80 с., 2 рисунка, 31 таблицу, 15 источников.

Ключевые слова: парогазовая установка, газотурбинная установка, паротурбинная установка, КПД, котел-утилизатор.

Объектом исследования является: парогазовая установка.

Цель работы – Проанализировать изменение выходных параметров в зависимости от изменения эксплуатационных характеристик паровой турбины.

В процессе исследования проводились: обзор литературы по паровым и газовым турбинам устанавливаемых на ПГУ, описание принципа работы ПГУ, Расчет схемы котла-утилизатора и ПГУ, Расчет показателей работы ПГУ ТЭС.

Вывод: эксплуатационные характеристики паровых турбин имеют значительное влияние на эффективность работы ПГУ, благодаря модернизации или замене турбин повышается ее эффективность.

Степень внедрения: реальна.

Область применения: тепловая электростанция.

Экономическая значимость работы: повышение эффективности ПГУ приводит к снижению эксплуатационных издержек на ТЭС.

Оглавление

1. Обоснование темы	12
1.1 Типы электростанций	12
1.2 Энергоресурсы	12
1.3 Становление ПГУ в России.....	14
2. Обзор турбомашин образующих ПГУ и особенности ПГУ	16
2.1. Принципиальные схемы ПГУ и примеры паровых турбин.....	16
2.1.1 Siemens	17
2.1.2 Mitsubishi Heavy Industries	20
2.1.3 General Electric.....	20
2.1.4 Силовые машины	23
2.2 Газовая турбина для расчета.....	25
3.Расчет схема котла-утилизатора и ПГУ.	28
4.Расчет показателей работы ПГУ ТЭС.	37
5. Социальная ответственность	43
5.1 Введение.....	43
5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	43
5.2.1 Специальные трудовые нормы правового законодательства.....	43
5.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	44
5.3 Производственная безопасность	45
5.3.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	45
5.3.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	50
5.4.Экологическая безопасность.....	51
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	52

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	54
Введение.....	54
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	55
6.1.1 Описание потенциальных потребителей результатов исследования ..	55
6.1.2 SWOT-анализ.....	55
6.1.3 Экспертная оценка конкурентоспособности.....	60
6.2 Планирование научно-исследовательских работ	65
6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	65
6.2.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования	66
6.3 Бюджет научно-технического исследования НТИ.....	70
6.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	70
6.3.2 Основная заработная плата исполнителей проекта.....	71
6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	73
6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	73
6.3.5 Услуги сторонних организаций.....	74
6.3.6 Накладные расходы	74
6.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	75
6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной,	75
социальной и экономической эффективности исследования.....	75
6.4.1 Интегральный показатель ресурсоэффективности.....	75
Заключение	78
Список литературы	79

1. Обоснование темы

1.1 Типы электростанций

Электростанция – это предприятие, основная задача которого, выработка электрической энергии. На сегодняшний день основная часть электроэнергии производится на тепловых электрических станциях. На тепловой электростанции происходит преобразование химической энергии горения топлив в электрическую и тепловую энергию. По энергетическому назначению различают конденсационные электростанции и теплоэлектроцентрали. КЭС вырабатывают только электрическую энергию, ТЭЦ вырабатывает и электрическую, и тепловую.

ТЭС по типу основного двигателя для электрогенератора бывают с паровыми турбинами (ПТУ), газовыми турбинами (ГТУ), а также комбинированного типа (ПГУ). Развитие тепловых электростанций в современном виде начинается с 20-х годов XX века.

С 1950 года начали появляться атомные электростанции, в которых преобразуется энергия расщепления ядер атомов тяжелых элементов в электрическую и тепловую энергию. Гидроэлектростанции (ГЭС) преобразуют механическую энергию водного потока в электрическую энергию.

На данный момент большую часть энергетики России составляет теплоэнергетика.

1.2 Энергоресурсы

Энергетические ресурсы представляют собой запасы энергии, которые при данном уровне техники могут быть использованы для энергоснабжения.

Энергоресурсы делятся на две большие группы: не возобновляющиеся и возобновляющиеся. Первая группа включает в себя энергонесущие полезные ископаемые, которые образовывались в течение длительных геологических периодов и возобновить которые практически невозможно (уголь, нефть, газ,

ядерное горючее – уран, торий). Вторая группа – это энергоресурсы которые могут возобновляться: солнечная энергия, гидроэнергия, ветровая энергия, энергия температурного перепада, приливная энергия и др.

На сегодняшний день большой вес в производстве электроэнергии имеют не возобновляющиеся энергетические ресурсы.

Для того, чтобы сравнить или суммировать энергетические ресурсы разных видов путем приведения их к общему эквиваленту вводят понятие условного топлива, теплота сгорания которого равна 29 300 кДж/кг (7000 ккал/кг).

В течении 20 века в период развития энергетики в мире было использовано столько же энергии, сколько за всю предыдущую историю человечества.

Основные виды энергоресурсов:

Уголь. Различают два вида угля: бурый и каменные. Основное отличие между ними – это теплота сгорания, граничное значение которой, разделяющее бурый и каменный угли, принято в международной классификации равным 23 760 кДж/кг (5700 ккал/кг).

Нефть. В промышленных масштабах нефть начали добывать более 100 лет. Свои обороты нефтедобывающая промышленность начала набирать с появлением двигателей внутреннего сгорания.

Сегодня нефть имеет очень большое значение в энергетическом балансе всех развитых стран мира.

В России ежегодно добывается чуть более 550 миллионов тонн нефти, из которых почти половина идет на экспорт без переработки.

Природный газ. В последние 50 лет природный газ начал широко применяться для производства тепловой и электрической энергии в промышленных целях и занял прочное место в энергетическом балансе промышленно развитых стран. Теплотворная способность газа $Q_{\text{кв}} = 8558$ ккал/м³ при $t = 20^{\circ}\text{C}$.

Ядерное топливо. Ядерное топливо это элементы необходимые для процесса расщепления в реакторе. В России имеются большие запасы ядерного топлива, особенно урана. Наибольшие из известных месторождений дешевого урана расположены в Австралии, Франции, Канаде, Габоне, Нигерии, ЮАР и США.

Гидроэнергоресурсы. В России на данный момент вода является самым приемлемым возобновляющимся энергоресурсом для производства электроэнергии.

Энергия солнечной радиации или ветровая энергия не может широко использоваться в России из-за того, что в природе существуют ограничения плотности потока энергии. В то же время в стране находят широкое использование местные виды топлива (дрова, торф и т.п.), которые в энергетическом балансе страны достигли в 2015 году 25% и играют важную роль в обеспечении энергетической безопасности страны.

Основное топливо на электростанциях России – природный газ, максимальную эффективность которого можно получить только с установкой парогазовых установок.

В настоящее время в мире на электростанциях эксплуатируются большое количество ПГУ, количество которых растет с каждым годом.

1.3 Становление ПГУ в России

1944-1945 не смотря на Великую Отечественную Войну в ЦКТИ имени И.И. Ползунова идет разработка ПГУ со сгоранием топлива при постоянном давлении под руководством А.Н. Ложкина. 1945-1949 послевоенные годы, Ложкин А.Н. вместе с Гольтманом А.Э. выполнили анализ парогазовых циклов с высоконапорными парогенераторами. Основываясь на результатах этого анализа, были спроектированы ПГУ относительно небольшой мощности. Параллельно проводились исследование процессов в высоконапорном парогенераторе. Результатом данного исследования являлась разработка конструкции высоконапорного парогенератора. Следующим

шагом была разработка ПГУ мощностью до 200 МВт с высоконапорным парогенератором производительностью 25–420 т/ч под руководством М.И. Корнеева. В такой ПГУ предполагалась использовать газовые турбины номинальной мощностью от 1,5 до 25 МВт и паровые турбины мощностью до 150 МВт.

1960 год – начинается строительство разработанных ПГУ в стране. Первые ПГУ с высоконапорным парогенератором ВПГ-120 и 4 МВт газовой турбиной были установлены на 1-й Ленинградской ГТЭС и ТЭЦ Надворнянского нефтеперегонного завода, которые эксплуатируются и сегодня. 1973 год – установка энергоблока ПГУ-170, в состав которой входит: газовая турбина мощностью 35 МВт, конденсационная турбина мощностью 160 МВт и высоконапорный парогенератор ВПГ-450, на Невинномысской ГРЭС. 1981 год – установка двух энергоблоков ПГУ-250 на Молдавской ГРЭС. В 70–80-е годы в ЦКТИ и ЛПИ проводились разработки парогазовой установки с внутрецикловым паровым охлаждением газовой турбины.

Разработка ПГУ современного типа возобновилась в стране с 90-х годов. 1996 год – создана ПГУ-35 на компрессорной станции «Грязовец». 1997 год – введена в эксплуатацию ПГУ в Санкт-Петербурге на ТЭЦ Южная в процессе реконструкции энергоблока Т-250-240 путем надстройки газотурбинной установкой типа GT-8С (концерн АВВ). 2000–2001 года - создана первая ПГУ-450Т на Северо-Западной ТЭЦ (Санкт-Петербург). 2007 год - введена в эксплуатацию первая ПГУ-450Т на ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго».

Перспектива развития ПГУ в России это замена или модернизации паротурбинных и газотурбинных установок с энергоблоками от 150 до 800 МВт, данная модернизация позволит увеличить энергетический уровень и техническое вооружение электростанций до современного уровня при сохранении и использовании существующей системы.

2. Обзор турбомашин образующих ПГУ и особенности ПГУ

2.1. Принципиальные схемы ПГУ и примеры паровых турбин

В Российских тепловых электростанциях широко используют ГТУ. Эти установки работают на смеси продуктов сгорания и воздуха. Основная задача ГТУ – преобразование энергии движения газа в механическую работу ротора электрогенератора.

Газотурбинная установка имеет не высокий КПД по причине высокой температуры отработавших газов. При объединении паровых и газовых турбин в одну единую установку, повышается КПД всего цикла до 60 %. Такой показатель в сегодняшние дни является самым высоким. Также при совместном использовании газовой и паровой турбины в одной установке позволяет снизить на четверть стоимость всей установки.

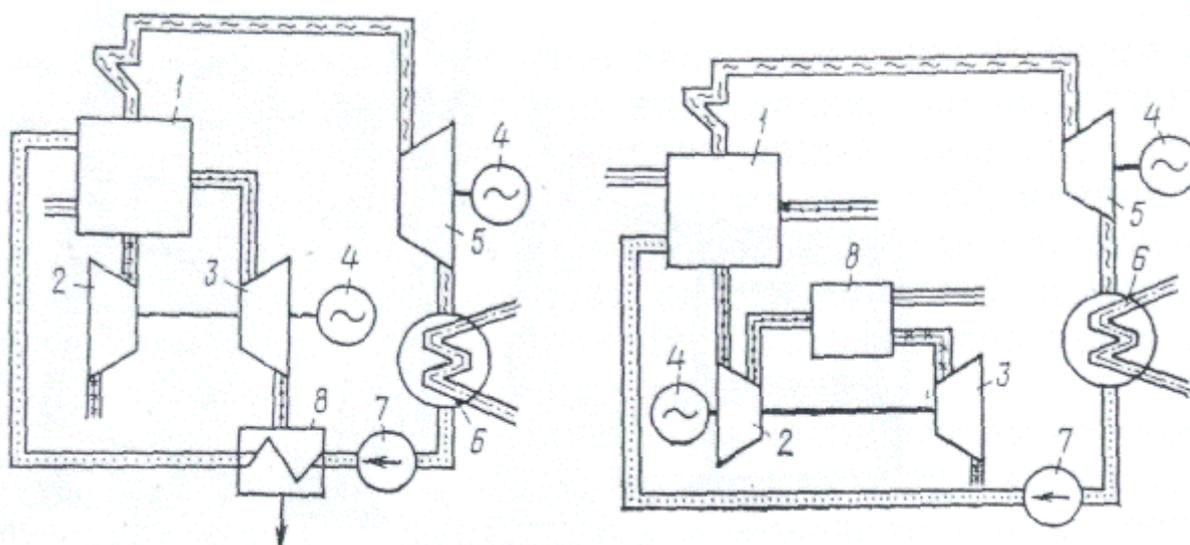


Рис. 1. Принципиальная схема парогазовой установки:

1 — парогенератор; 2 — компрессор; 3 — газовая турбина; 4 — генератор; 5 — паровая турбина; 6 — конденсатор; 7 — насос; 8 — экономайзер.

Принцип работы бинарных парогазовых установках, заключается в том, что теплота, которая образуется при сжигании топлива в котле-утилизаторе идет на образование пара, который затем попадает в паровую турбину, на выходе из турбины он охлаждается до 700°С и поступает в газовую турбину, которая в свою очередь приводит в движение ротор генератор. Газ, отработавший в ГТУ, направляется в трубопровод питательной воды, для ее подогрева. Это позволяет уменьшить расход топлива, а соответственно увеличить эффективность и КПД установки.

Так же бывает схема работы ПГУ, при которой после прохождения через газовую турбину, газ идет в котел-утилизатор, где топливо дожигается после газовой турбины.

Основными поставщиками турбин для ПГУ ТЭС являются Siemens, Mitsubishi, General Electric, «Силовые машины».

2.1.1 Siemens

Турбина SST-300 — это паровая турбина с одним корпусом, обеспечивающая редукторный или прямой привод для генераторов 50 и 60 Гц или для компрессоров и насосов 1500 или 1800 об./мин. Симметричный корпус с горизонтальным соединительным фланцем позволяет SST-300 выдерживать короткое время запуска и быстрые изменения нагрузки.

Модульная конструкция упаковки позволяет создавать самые разные конфигурации для наибольшей экономичности. Использование выбранных проверенных компонентов обеспечивает высокую надежность и простоту обслуживания.

Одноцилиндровая блочно-модульная конструкция турбины SST-300 дает возможность производить эту турбину в разных исполнениях, чтобы самым эффективным способом удовлетворить индивидуальные потребности конкретного промышленного заказчика. Использование тщательно отобранных проверенных компонентов обеспечивает высокую надежность и легкость обслуживания.

Таблица 1 - Эксплуатационные характеристики турбины SST-300

Мощность	до 45 МВт
Скорость	12000 об / мин
Давление на входе	140 бар / до 2030 фунтов на кв. Дюйм
Температура на входе	от 540 ° C / до 1004 ° F
Параметры отработанного пара	противодавление до 16 бар / 232 фунта на кв. Дюйм Конденсация до 0,3 бар / 4,4 фунта на кв. Дюйм Централизованное теплоснабжение до 3,0 бар / 43 фунта на квадратный дюйм
Контролируемые удаление зубов	одинарной или двойной, адаптивного управления стадии, форсунки, дроссельная контроль давления до 25 бар / 362 фунтов на квадратный дюйм температура 400 ° C / 752 ° F
Неконтролируемый отбор	до 60 бар / 870 фунтов на кв. Дюйм

SST-400 — это паровая турбина с одним корпусом, обеспечивающая редукторный или прямой привод для генераторов 50 и 60 Гц или для компрессоров и насосов. Симметричный корпус с горизонтальным соединительным фланцем позволяет SST-400 выдерживать короткое время запуска и быстрые изменения нагрузки.

Модульная конструкция упаковки позволяет создавать самые разные конфигурации для наиболее экономичного удовлетворения индивидуальных потребностей клиента. Использование выбранных проверенных компонентов обеспечивает высокую надежность и простоту обслуживания.

SST-400 может быть оснащен восходящим, нисходящим или осевым выхлопом в соответствии с выбранной установкой. Узел турбины может быть объединен со стандартной коробкой передач, масляными агрегатами и генераторами с турбоагрегатом в соответствии с потребностями заказчика.

Таблица 2 - Эксплуатационные характеристики турбины SST-400

Мощность	до 60 МВт
Скорость	8000 об / мин
Давление на входе	до 140 бар / до 2030 фунтов на кв. Дюйм
Температура на входе	до 540 ° C / до 1004 ° F
Параметры отработанного пара	противодавление до 25 бар / 363 фунт / кв. Дюйм конденсация до 0,3 бар / 4,4 фунт / кв. Дюйм
Отвод пара	Регулируемый (до 4) до 45 бар / 510 фунтов на кв. Дюйм Неконтролируемый до 60 бар / 870 фунтов на квадратный дюйм

2.1.2 Mitsubishi Heavy Industries

Компания Mitsubishi Heavy Industries (МНІ) на сегодняшний день имеет лидерские позиции по производству ГТУ и ПГУ. Компания производит большое количество турбин ежегодно. Путем изменения конструкции своих турбин и усовершенствуя их, компания стремится увеличить экономичность и эффективность своих турбин. За время существования компании, турбины Mitsubishi Heavy Industries (МНІ) были установлены на многих электростанциях, за это время, модернизируя свои турбины компании удалось увеличить температуру сгорания топлива от 800°С до 1500 °С. Газовые турбины этой компании устанавливаются на многие парогазовые установки и благодаря этому, ПГУ достигает КПД около 60 %, что на сегодняшний день является одним из лучших показателей эффективности. Такие газовые турбины были куплены и установлены компанией «ЛУКОЙЛ» на их парогазовой установке в Краснодарском крае. Если сравнить эту установку с обычной тепловой электростанцией с ПТУ или ГТУ, то показатели расхода топлива у ПГУ более чем в 2 раза ниже по сравнению с обычной ТЭС. А также такая установка имеет КПД на 15% больше относительно обычной ТЭС.

2.1.3 General Electric

STF-A100 (GRT / HRT)

Семейство высокоскоростных паровых турбин STF-A100 (GRT / HRT) без перегрева обеспечивает до 135 МВт недорогой и гибкой мощности для возобновляемых паровых электростанций, таких как биомасса, концентрированная солнечная энергия, отходы в энергию и промышленные применения.

Паровая турбина STF-A100, разработанная для установки на уровне пола или на простом блочном фундаменте, снижает время и стоимость строительства здания. Время и стоимость установки дополнительно

сокращаются за счет доставки полной паротурбинной генераторной установки в четырех предварительно собранных и предварительно испытанных модулях.

Интеллектуально спроектированный ряд высокостандартизованных модулей с полностью настраиваемым паровым трактом позволяет конфигурировать паровую турбину STF-A100 для любого применения - от высокопроизводительной электростанции с комбинированным циклом или установки на биомассе до промышленной рабочей лошади с отбором технологического пара.

Таблица 3 - Эксплуатационные характеристики турбин STF-A100 (GRT / HRT)

	STF-A100 (HRT)	STF-A100 (GRT)
Основной пар	140 бар (2030 фунтов на кв. Дюйм) 565 ° C (1050F)	125 бар (1810 фунтов на кв. Дюйм) 565 ° C (1050F)
Выход	≤ 135 МВт	≤ 135 МВт
Эффективность	≤ 42%	≤ 42%
Максимальное противодействие	≤ 500 мбар (14,8 дюйма рт. Ст.)	≤ 500 мбар (14,8 дюйма рт. Ст.)
Концепция управления	Режим скользящего давления, режим фиксированного давления, гибридный режим	Режим скользящего давления, режим фиксированного давления, гибридный режим

STF-A200, STF-D250 (MT)

Паровые турбины STF-A200 и STF-D250 (MT) без повторного нагрева обеспечивают превосходную ценность в возобновляемых источниках энергии и в промышленности, сочетая современный паровой тракт с гибкостью

полностью модульной турбинной архитектуры.

Паровые турбины STF-A200 и STF-D250 без подогрева обеспечивают выдающуюся производительность при работе с биомассой, переработкой отходов в энергию и в промышленности благодаря использованию трехмерных реактивных лопастей GE последнего поколения, усовершенствованных задних ступеней и высокоэффективной технологии уплотнения сальников и межступенчатых уплотнений

Полностью модульная архитектура A200 и D250 позволяет конфигурировать каждую турбину даже для самых требовательных приложений. Опции включают впускные патрубки со спиральными или форсунками, отводы с несколькими регулируемыми отводами, а также отводы конденсации, централизованного теплоснабжения или противодействия.

Таблица 4 - Эксплуатационные характеристики турбин STF-A200, STF-D250 (МТ)

	STF-A200 (МТ)	STF-D250
Основной пар	140 бар (2030 фунтов на кв. Дюйм) 565 ° С (1050F)	140 бар (2030 фунтов на кв. Дюйм) 565 ° С (1050F)
Выход	≤ 250 МВт	≤ 300 МВт
Эффективность	≤ 41%	≤ 42%
Максимальное противодействие	≤ 700 мбар (20,7 дюйма рт. Ст.)	≤ 700 мбар (20,7 дюйма рт. Ст.)
Концепция управления	Режим скользящего давления, режим фиксированного давления, гибридный режим с предохранительным клапаном или без него	Режим скользящего давления, режим фиксированного давления, гибридный режим с предохранительным клапаном или без него

2.1.4 Силовые машины

К-55-60

Одноцилиндровая паровая турбина с двумя регулируемые отборами пара имеет следующие особенности:

Регулирующие клапана, которые установлены на трубопроводах отбора осуществляют контроль подачи давления пара в производственные отборы.

Электронная часть системы регулирования и защиты турбины адаптирована к работе с современными системами контроля и управления блока.

Регенеративные отборы пара не предусматриваются.

Конструкция турбины позволяет устанавливать ее на уже существующие фундаментные рамы аналогичных турбин с минимальными строительными затратами.

Таблица 5 - Эксплуатационные характеристики турбин К-55-60

Мощность номинальная	МВт 55
Мощность максимальная	МВт 60,6
Начальное давление	МПа 5,9
Начальная температура	°С 485
Номинальный расход свежего пара	т/ч 221
Максимальный отбор пара на производственные нужды	– верхний 15 т/ч – нижний 25 т/ч
Максимальное давление в производственном отборе	– верхний 1,7 МПа – нижний 0,5 МПа
Длина рабочей части лопатки последней ступени	мм 540
Номинальная температура охлаждающей воды	°С 35
Расход охлаждающей воды через конденсатор	м3/ч 12200

Т-50-8,8

Одноцилиндровая теплофикационная турбина имеет один регулируемый отбор на теплофикацию и один нерегулируемый отбор на производство имеет следующие особенности.

Поворотная диафрагма, которая устанавливается в камере отбора осуществляет регулирование давления теплофикационного отбора.

Турбина имеет возможность модифицирования конструкции и структуры схемы регенерации.

Конструкция турбины позволяет устанавливать ее на уже существующие

фундаментные рамы аналогичных турбин с минимальными строительными затратами.

Таблица 6 - Эксплуатационные характеристики турбинс К-50-8,8

Мощность номинальная	МВт 50
Мощность максимальная	МВт 62
Начальное давление	МПа 8,8
Начальная температура	°С 535
Номинальный расход свежего пара	т/ч 243
Диапазон регулирования давления в теплофикационном отборе	МПа 0,08–0,25
Максимальная производительность теплофикационного отбора	ГДж/ч 445
Длина рабочей части лопатки последней ступени	мм 540
Номинальная температура охлаждающей воды	°С 27
Расход охлаждающей воды через конденсатор	м3/ч 6500

2.2 Газовая турбина для расчета

Газовая турбина GT13E2 компании GE обеспечивает лучшую в отрасли эффективность в сегменте E-класса, мощность и производительность, а также гибкую концепцию расширенного технического обслуживания, позволяющую снизить эксплуатационные расходы и сэкономить топливо.

Более чем 38% Эффективность в простом цикле

GT13E2 2012 обеспечивает 38% эффективности простого цикла и более 55% эффективности комбинированного цикла.

Высокая топливная гибкость

Превосходная топливная универсальность позволяет использовать

широкий спектр топливных композиций без замены оборудования и лучших в своем классе индексов Wobbe и допусков C2+.

Два рабочих профиля

Переключайтесь в режиме онлайн между двумя режимами работы - один оптимизирует производительность, другой значительно увеличивает стандартные интервалы проверок. Эта уникальная возможность открывает возможности для финансовой экономии, позволяя быстро реагировать на колебания спроса на электроэнергию, сохраняя при этом расходы на прежнем уровне.

GT13E2 газовая турбина (50 Гц)

Обе модели газовой турбины GT13E2 - GT13E2 2005 и GT13E2 2012 - обладают универсальностью, позволяющей устанавливать практически любую конфигурацию электростанции. Модель GT13E2 снова устанавливает более высокие стандарты производительности для газовых турбин E-класса, модернизируя их для всех основных областей применения.

-Производительность доказана за более чем 10 миллионов часов работы

-Достигнута пятилетняя оценка доступности, надежности и технического обслуживания, значительно превышающая средние показатели по классу, при этом надежность достигла 99,1%

-150 единиц в коммерческой эксплуатации в 34 странах -Признана самой надежной газовой турбиной в мире в своем классе*

-Первая газовая турбина, предлагающая гибкую концепцию работы с переключением в режиме онлайн

-До 40% меньше выбросов во всем диапазоне нагрузок и типов топлива, достигая 15 vppm при 100% нагрузке на газ и 25 vppm на нефть.

Таблица 7 - Эксплуатационные характеристики турбин GT13E2

Выходная мощность	179,9 МВт
Топливо (примеры)	Природный газ, СПГ, высокосернистые газы, дистиллятная нефть, биодизель, сырая нефть, мазут (HFO), керосин, реактивное топливо, конденсат.
Частота	50 Гц
Общая эффективность	36,9%
Скорость турбины	3000 об / мин
Массовый расход выхлопных газов	564 кг / с
Температура выхлопа	564 ° C

3. Расчет схемы котла-утилизатора и ПГУ.

Утилизационная парогазовая установка имеет в составе:

- газотурбинную установку;
- двухконтурный котел-утилизатор (КУ);
- паротурбинную установку (ПТУ).

Газы, отработавшие в газовой турбине, направляются в КУ, где происходит получение пара высокого и низкого давлений для ПТУ. Требуемая температура конденсата на входе в КУ поддерживается за счет рециркуляции.

Расчет контура высокого давления. [4]

Температура пара на выходе из ПЕ ВД:

$$t_0 = t_{\Gamma} - \Delta t_{\text{пп}}; \quad (1)$$

$$t_0 = 451.17 - 30 = 421.17^{\circ}\text{C};$$

$$h_0 = f(t_0; P_0) = 3213.08 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Определим давление в барабане КУ:

$$P_6^{\text{ВД}} = P_0 \cdot 1.05; \quad (2)$$

$$P_6^{\text{ВД}} = 7.1 \cdot 1.05 = 7.455 \text{ МПа};$$

Примем потери давления в ПЕ ВД – 5%.

Параметры рабочего тела в И ВД:

$$t_2'' = t_2' = f(P_6) = 290.12^{\circ}\text{C};$$

$$h_2'' = 2766.45 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \quad h_2' = 1290.46 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Примем давление в ДПВ, равное $P_{\text{нд}}$ – давлению в контуре низкого давления, с учетом сопротивления трубопроводов, и регулирующего клапана:

$$P_{\text{дпв}} = \frac{P_{\text{нд}}}{1.05}; \quad (3)$$

$$P_{\text{дпв}} = \frac{0.58}{1.05} = 0.5524 \text{ МПа}.$$

Повышение энтальпии воды в ПН ВД:

$$l_{\text{н}} = v_{\text{в}}' \cdot (P_6^{\text{ВД}} - P_{\text{дпв}}); \quad (4)$$

$$l_n = 0,001 \cdot (7,455 - 0,5524) \cdot 10^3 \approx 6,90 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Энтальпия питательной воды на входе в ЭК ВД:

$$h'_3 = h_{\text{ДПВ}} + l_n; \quad (5)$$

$$h'_3 = 656,60 + 6,90 = 663,50 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

где $h_{\text{ДПВ}} = f(P_{\text{ДПВ}}) = 656,60 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ — энтальпия воды по давлению в деаэраторе;

$$t_{\text{ДПВ}} = f(P_{\text{ДПВ}}) = 155,63^\circ\text{C} \text{ — температура воды в деаэраторе.}$$

Учитывая сопротивление тракта питательной воды от ПН ВД до ЭК ВД, определим температуру питательной воды на входе в ЭК ВД:

$$P_{\text{ПВ}}^{\text{ВД}} = P_6^{\text{ВД}} \cdot 1,05; \quad (6)$$

$$P_{\text{ПВ}}^{\text{ВД}} = 7,455 \cdot 1,05 = 7,83 \text{ МПа};$$

$$t'_3 = f(h'_3; P_{\text{ПВ}}^{\text{ВД}}) = 156,23^\circ\text{C}.$$

Температура газов за И ВД:

$$t_{\text{И}}^{\text{Г}''} = t'_2 + 15^\circ\text{C}; \quad (7)$$

$$t_{\text{И}}^{\text{Г}''} = 290,12 + 15 = 305,12^\circ\text{C}.$$

Энтальпия газов на выходе из испарителя:

$$h_{\text{И}}^{\text{Г}''} = f(t_{\text{И}}^{\text{Г}''}) = \frac{L_0 + 1}{1 + \alpha L_0} \cdot h_{\text{ПС}} + \frac{(\alpha - 1)L_0}{1 + \alpha L_0} \cdot h_{\text{В}}; \quad (8)$$

$$h_{\text{И}}^{\text{Г}''} = \frac{15 + 1}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 337,23 + \frac{(4,075 - 1)15}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 310,9 = 317,75 - 25,08$$

$$= 292,67 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

где $h_{\text{ПС}}, h_{\text{В}}$ — энтальпия продуктов сгорания и воздуха при $t_{\text{И}}^{\text{Г}''}$; $h_{\text{ПС}} = 337,23 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$; $h_{\text{В}} = 310,99 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Определим расход пара:

$$D^{\text{ВД}} = \frac{Q_{\text{ВД}}^{\text{пе}} + Q_{\text{ВД}}^{\text{и}}}{h_0 - h'_2}; \quad (9)$$

$$D^{\text{ВД}} = \frac{320,26 \cdot 10^3}{3213,08 - 1290,46} = 166,57 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

где $Q_{\text{ВД}}^{\text{пе}} + Q_{\text{ВД}}^{\text{и}} = G_{\text{КТ}} \cdot (h_{\text{КТ}} - h_{\text{и}}^{\text{г}''}) = 2026,18 \cdot (450,73 - 292,67) = 320,26 \text{ МВт.}$

Тепловая нагрузка ПЕ ВД:

$$Q_{\text{ВД}}^{\text{пе}} = D^{\text{ВД}} \cdot (h_0 - h_2''); \quad (10)$$

$$Q_{\text{ВД}}^{\text{пе}} = 166,57 \cdot (3213,08 - 2766,45) = 74,40 \text{ МВт.}$$

Примем температуру газов за ПЕ $t_{\text{и пр}}^{\text{г}'}$ = 417°C.

Энтальпия газов на выходе из ПЕ (по формуле 80):

$$\begin{aligned} h_{\text{и}}^{\text{г}' } &= \frac{15 + 1}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 467,84 + \frac{(4,075 - 1)15}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 429,47 = -25,08 \\ &= 439,35 - 25,08 = 414,27 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \end{aligned}$$

где $h_{\text{пс}}, h_{\text{в}}$ – энтальпия продуктов сгорания и воздуха при $t_{\text{и пр}}^{\text{г}'}$; $h_{\text{в}} = 429,47 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$; $h_{\text{пс}} = 467,84 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$;

Теплоёмкость газов на выходе из ПЕ:

$$c_{\text{пр}}^{\text{ср}} = \frac{h_{\text{КТ}}^{\text{г}' } - h_{\text{и}}^{\text{г}' } }{t_{\text{г}} - t_{\text{и пр}}^{\text{г}' } }; \quad (11)$$

$$c_{\text{пр}}^{\text{ср}} = \frac{450,73 - 439,35}{451,17 - 417} = 1,067 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Уточним температуру газов на выходе из ПЕ:

$$t_{\text{и}}^{\text{г}' } = \frac{Q_{\text{ВД}}^{\text{и}}}{G_{\text{Г}} \cdot c_{\text{пр}}^{\text{ср}}} + t_{\text{и}}^{\text{г}''}; \quad (12)$$

$$t_{\text{и}}^{\text{г}' } = \frac{245,86 \cdot 1000}{2026,18 \cdot 1,067} + 305,12 = 418,84^\circ\text{C.}$$

$$\Delta = \left| \frac{t_{\text{и пр}}^{\text{г}' } - t_{\text{и}}^{\text{г}' } }{t_{\text{и пр}}^{\text{г}' } } \right|; \quad (13)$$

$$\Delta = \left| \frac{417 - 418,84}{417} \right| = 0,441 \text{ \%}.$$

Тепловая нагрузка И ВД:

$$Q_{\text{ВД}}^{\text{и}} = (Q_{\text{ВД}}^{\text{пе}} + Q_{\text{ВД}}^{\text{и}}) - Q_{\text{ВД}}^{\text{пе}}; \quad (14)$$

$$Q_{ВД}^{и} = 320.26 - 74.40 = 245.86 \text{ МВт};$$

Тепловая нагрузка ЭК ВД:

$$Q_{ВД}^{ЭК} = D^{ВД} \cdot (h'_2 - h'_3); \quad (15)$$

$$Q_{ВД}^{ЭК} = 166.57 \cdot (1290,46 - 663,50) = 104.43 \text{ МВт};$$

Примем температуру газов за ЭК ВД $t_{ЭК пр}^{\Gamma''} = 256^\circ\text{C}$.

Энтальпия газов за ЭК ВД (по формуле 80):

$$\begin{aligned} h_{ЭК}^{\Gamma''} &= \frac{15 + 1}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 281.17 + \frac{(4,075 - 1)15}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 259.90 = 265.38 - 25.08 \\ &= 240.30 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \end{aligned}$$

$h_{пс}, h_{в}$ – энтальпия продуктов сгорания и воздуха при $t_{ЭК пр}^{\Gamma''}$; $h_{пс} = 281.17 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$; $h_{в} = 259.90 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Теплоемкость газов за ЭК ВД :

$$c_{p\Gamma}^{\text{ср}} = \frac{h_{и}^{\Gamma''} - h_{ЭК}^{\Gamma''}}{t_{и}^{\Gamma''} - t_{ЭК пр}^{\Gamma''}}; \quad (16)$$

$$c_{p\Gamma}^{\text{ср}} = \frac{292.67 - 240.30}{305,12 - 256} = 1.066 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{K}}$$

Уточним температуру газов за ЭК ВД:

$$t_{ЭК}^{\Gamma''} = t_{и}^{\Gamma''} - \frac{Q_{ВД}^{ЭК}}{G_{\Gamma} \cdot c_{p\Gamma}}; \quad (17)$$

$$t_{ЭК}^{\Gamma''} = 305,12 - \frac{104.43 \cdot 1000}{2026,18 \cdot 1.066} = 256.77^\circ\text{C}.$$

$$\Delta = \left| \frac{t_{и пр}^{\Gamma'} - t_{и}^{\Gamma'}}{t_{и пр}^{\Gamma'}} \right|; \quad (18)$$

$$\Delta = \left| \frac{256 - 256.77}{256} \right| = 0.301 \%$$

Расчет контура низкого давления:

Температура пара на выходе из ПЕ НД: [4]

$$t_o^{\text{НД}} = t_{ЭК}^{\Gamma''} - \Delta t_{ПП}^{\text{НД}}; \quad (19)$$

$$t_o^{\text{НД}} = 256.77 - 25 = 231.77^\circ\text{C};$$

Примем $\Delta t_{\text{пп}}^{\text{НД}} = 25^\circ\text{C}$.

$$h_o^{\text{НД}} = f(t_o^{\text{НД}}; P_{\text{НД}}) = 2919,94 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Давление в барабане контура низкого давления:

$$P_6^{\text{НД}} = P_{\text{НД}} \cdot 1,05; \quad (20)$$

$$P_6^{\text{НД}} = 0,58 \cdot 1,05 = 0,609 \text{ МПа}.$$

Примем потери давления в ПЕ НД – 5%.

Параметры рабочего тела в И НД:

$$t_5'' = t_5' = f(P_6^{\text{НД}}) = 159,42^\circ\text{C};$$

$$h_5'' = 2756,79 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \quad h_5' = 673,03 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Температура газов за И НД:

$$t_{\text{и нд}}^{\text{г}''} = t_5' + 15^\circ\text{C}; \quad (21)$$

$$t_{\text{и нд}}^{\text{г}''} = 159,42 + 15 = 174,42^\circ\text{C};$$

Энтальпия газов на выходе из испарителя(по формуле 80):

$$\begin{aligned} h_{\text{и нд}}^{\text{г}''} &= \frac{15 + 1}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 189,71 + \frac{(4,075 - 1)15}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 176,12 = 179,62 - 25,08 \\ &= 154,54 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \end{aligned}$$

$$h_{\text{пс}}, h_{\text{в}} - \text{энтальпия продуктов сгорания и воздуха при } t_{\text{и нд}}^{\text{г}''}; \quad h_{\text{пс}} = 189,71 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \quad h_{\text{в}} = 176,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определим расход пара:

$$D^{\text{НД}} = \frac{Q_{\text{нд}}^{\text{пе}} + Q_{\text{нд}}^{\text{и}}}{h_o^{\text{НД}} - h_5'}; \quad (22)$$

$$D^{\text{НД}} = \frac{173,77 \cdot 10^3}{2919,94 - 673,03} = 77,34 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$\text{где } Q_{\text{нд}}^{\text{пе}} + Q_{\text{нд}}^{\text{и}} = G_{\text{кт}} \cdot (h_{\text{эк}}^{\text{г}''} - h_{\text{и нд}}^{\text{г}''}) = 2026,18 \cdot (240,30 - 154,54) = 173,77 \text{ МВт}.$$

Для определения расхода воды в ГПК запишем уравнения теплового и материального баланса для ДПВ:

$$\begin{cases} D_{\text{гпр}} + D_{\text{д}} = D^{\text{ВД}} + D^{\text{НД}} \\ D_{\text{гпр}} \cdot h''_{\text{гпк}} + D_{\text{д}} \cdot h_o^{\text{НД}} = (D^{\text{ВД}} + D^{\text{НД}}) \cdot h'_d \end{cases}; \quad (23)$$

где $D_{\text{гпр}}$ – расход воды с ГПК без учета рециркуляции;

$h''_{\text{гпк}} = t''_{\text{гпк}} \cdot 4,2 = 150 \cdot 4,2 = 630$ – энтальпия воды на выходе из ГПК;

$t''_{\text{гпк}} = 150^\circ\text{C}$ – температура воды на выходе из ГПК (Принимаем).

В результате решения системы уравнений получили:

$$D_{\text{гпр}} = 241.08 \frac{\text{КГ}}{\text{с}}; D_{\text{д}} = 2.83 \frac{\text{КГ}}{\text{с}}$$

Расход пара в конденсатор:

$$D_k = D_{\text{гпр}} = 241.08 \frac{\text{КГ}}{\text{с}}$$

Определим расход воды на рециркуляцию:

$h'_{\text{гпк}} = t'_{\text{гпк}} \cdot 4,2 = 60 \cdot 4,2 = 252$ – энтальпия воды на входе в ГПК;

$t'_{\text{гпк}} = 60^\circ\text{C}$ – температура воды на входе в ГПК (Принимаем).

$h'_k = f(P_k) = 100,99 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия воды на выходе из конденсатора;

$$\begin{cases} D_{\text{гпк}} = D_{\text{гпр}} + D_p \\ D_{\text{гпк}} \cdot h'_{\text{гпк}} = D_{\text{гпр}} \cdot h'_k + D_p \cdot h''_{\text{гпк}} \end{cases}; \quad (24)$$

В результате решения системы уравнений получили:

$$D_{\text{гпк}} = 337.39 \frac{\text{КГ}}{\text{с}}; D_p = 96.31 \frac{\text{КГ}}{\text{с}}$$

Тепловая нагрузка ПЕ НД:

$$Q_{\text{нд}}^{\text{пе}} = D^{\text{нд}} \cdot (h_o^{\text{нд}} - h_5''); \quad (25)$$

$$Q_{\text{нд}}^{\text{пе}} = 77.34 \cdot (2919.94 - 2756,79) = 12.62 \text{ МВт};$$

Примем температуру газов за ПЕ НД $t_{\text{и нд}}^{\text{г}'}$ = 250°C.

Энтальпия газов за ПЕ НД (по формуле 80):

$$\begin{aligned} h_{\text{и}}^{\text{г}'} &= \frac{15 + 1}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 274.33 + \frac{(4,075 - 1)15}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 253.67 = 258.99 - 25.08 \\ &= 233.91 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \end{aligned}$$

где $h_{\text{пс}}, h_{\text{в}}$ – энтальпия продуктов сгорания и воздуха при $t_{\text{и нд}}^{\text{г}'}$; $h_{\text{пс}} = 274.33 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; h_{\text{в}} = 253.67 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Теплоёмкость газов за ПЕ НД:

$$c_{pг}^{ср} = \frac{h_{эк}^{г''} - h_{нд}^{г'}}{t_{эк}^{г''} - t_{нд}^{г'}}; \quad (26)$$

$$c_{pг}^{ср} = \frac{240.30 - 233.91}{256.77 - 250} = 0,944 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

Уточним температуру газов за ПЕ НД:

$$t_{нд}^{г'} = t_{эк}^{г''} - \frac{Q_{нд}^{пе}}{G_{г} \cdot c_{pг}}; \quad (27)$$

$$t_{нд}^{г'} = 256.77 - \frac{12.62 \cdot 1000}{2026,18 \cdot 0,944} = 250.17^{\circ}\text{C}.$$

$$\Delta = \left| \frac{t_{нд}^{г'} - t_{нд}^{г'}}{t_{нд}^{г'}} \right|; \quad (28)$$

$$\Delta = \left| \frac{250 - 250.17}{250} \right| = 0,068 \text{ \%}.$$

Тепловая нагрузка И НД:

$$Q_{нд}^{и} = (Q_{нд}^{пе} + Q_{нд}^{и}) - Q_{нд}^{пе}; \quad (29)$$

$$Q_{нд}^{и} = 173.77 - 12.62 = 161.15 \text{ МВт}.$$

Тепловая нагрузка ГПК:

$$Q_{гпк} = D_{гпк} \cdot (h_{гпк}'' - h_{гпк}'); \quad (30)$$

$$Q_{гпк} = 337.39 \cdot (630 - 252) = 127.53 \text{ МВт}.$$

Примем температуру газов на выходе из КУ $t_{ух} = 113^{\circ}\text{C}$.

Энтальпия газов на выходе из КУ (по формуле 80):

$$\begin{aligned} h_{ух} &= \frac{15 + 1}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 122,03 + \frac{(4,075 - 1)15}{1 + 4,075 \cdot 15} \cdot 113,73 = 115.87 - 25.08 \\ &= 90.79 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \end{aligned}$$

$h_{пс}, h_{в}$ – энтальпия продуктов сгорания и воздуха при $t_{ух}$; $h_{пс} = 122.03 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$;

$$h_{в} = 113.73 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Рассчитаем среднюю теплоемкость газа в КУ:

$$c_{p\Gamma}^{\text{cp}} = \frac{h_{\text{и нд}}^{\Gamma''} - h_{\text{yx}}}{t_{\text{и нд}}^{\Gamma''} - t_{\text{yx}}}; \quad (31)$$

$$c_{p\Gamma}^{\text{cp}} = \frac{154.54 - 90.79}{174.42 - 113} = 1,04 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Уточним температуру газов на выходе из КУ:

$$t'_{\text{yx}} = t_{\text{и нд}}^{\Gamma''} - \frac{Q_{\text{гпк}}}{G_{\Gamma} \cdot c_{p\Gamma}^{\text{cp}}}; \quad (32)$$

$$t'_{\text{yx}} = 174,42 - \frac{127.53 \cdot 1000}{2026,18 \cdot 1,04} = 113.9^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta = \left| \frac{t_{\text{yx}} - t'_{\text{yx}}}{t_{\text{yx}}} \right|; \quad (33)$$

$$\Delta = \left| \frac{113 - 113.9}{113} \right| = 0.7965 \%;$$

КПД КУ:

$$\eta_{\text{ку}} = \frac{t_{\Gamma} - t_{\text{yx}}}{t_{\Gamma} - t_{\text{нв}}}; \quad (34)$$

$$\eta_{\text{ку}} = \frac{451.17 - 113.9}{451.17 - 15} = 0,7733 = 77.33 \%.$$

Тепловая нагрузка КУ:

$$Q_{\text{ку}} = (Q_{\text{вд}}^{\text{пе}} + Q_{\text{вд}}^{\text{и}}) + Q_{\text{вд}}^{\text{эк}} + (Q_{\text{нд}}^{\text{пе}} + Q_{\text{нд}}^{\text{и}}) + Q_{\text{гпк}}; \quad (35)$$

$$Q_{\text{ку}} = 320.26 + 104.43 + 173.77 + 127.53 = 729.30 \text{ МВт};$$

$$Q'_{\text{ку}} = G_{\Gamma} (h_{\text{кт}} - h_{\text{yx}}); \quad (36)$$

$$Q'_{\text{ку}} = 2026,18 (450,73 - 90.79) = 725.99 \text{ МВт};$$

$$\Delta = \left| \frac{Q_{\text{ку}} - Q'_{\text{ку}}}{Q_{\text{ку}}} \right| = \left| \frac{729.30 - 725.99}{729.30} \right| 100 = 0.4539 \%.$$

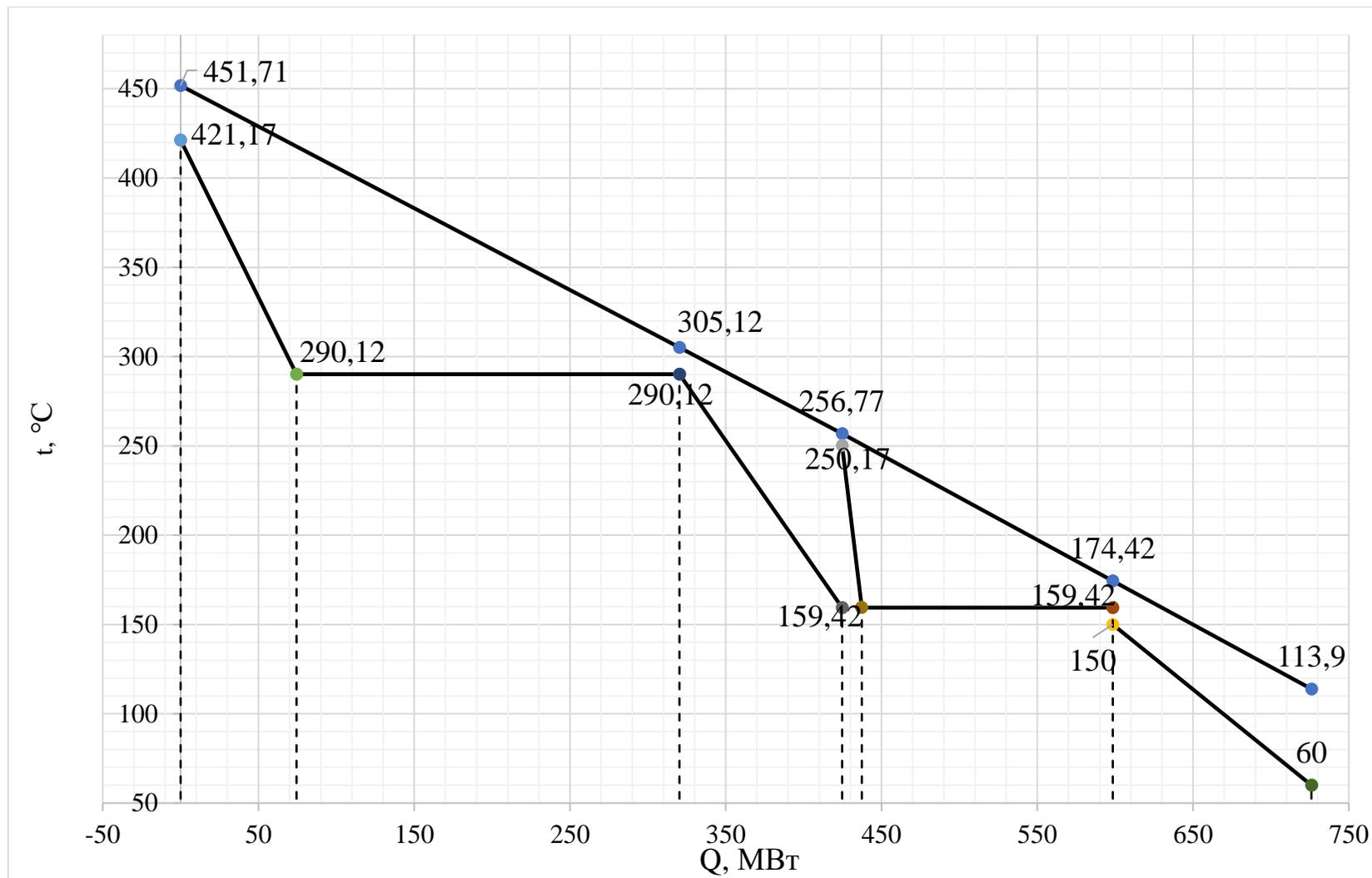


Рисунок 1. t-Q диаграмма КУ.

4. Расчет показателей работы ПГУ ТЭС.

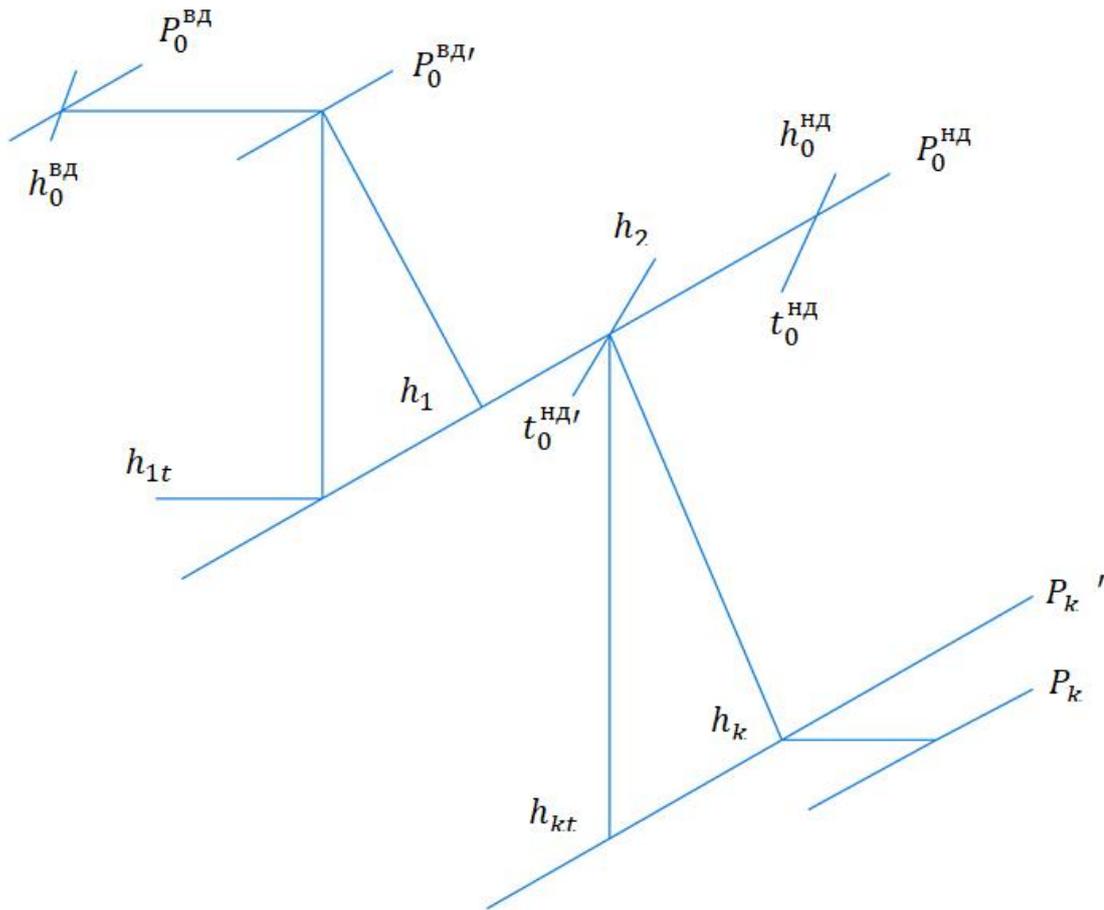


Рисунок 2. H-S диаграмма.

Энтальпия, энтропия и удельный объем в цилиндре высокого давления: [6]

$$h_0^{эд} = f(P_0^{эд}; t) = 3232.15 \text{ кДж / кг};$$

$$s_0^{эд} = f(P_0^{эд}; t) = 6.5633 \text{ кДж / кг} \cdot \text{K};$$

$$v_0^{эд} = f(P_0^{эд}; t) = 0.04306 \text{ м}^3 / \text{кг};$$

Степень сухости и удельный объем при изоэнтропийном расширении в камере смещения:

$$x_1 = f(P_0^{нд}; s_0^{эд}) = 0.9573.$$

$$v_{0t}^{нд} = f(P_0^{нд}; s_0^{эд}) = 0.312 \text{ м}^3 / \text{кг};$$

Энтальпия при изоэнтропийном расширении в камере смещения:

$$h_{0t}^{нд} = f(P_0^{нд}; s_0^{эд}) = 2665 \text{ кДж / кг};$$

Располагаемый теплоперепад первого отсека:

$$\Delta H_0(1) = h_0^{e0} - h_{0t}^{u0} = 3232.15 - 2665 = 567,15 \text{ кДж / кг};$$

Относительный внутренний КПД первого отсека:

$$\eta_{oi}(1) = \left(0.92 - \frac{0.2}{2 \cdot D^{ВД} \cdot (v_0^{e0} \cdot v_{0t}^{u0})^{0.5}} \right) \cdot \left(1 + \frac{\Delta H_0(1) - 700}{2000} \right); \quad (37)$$

$$\eta_{oi}(1) = \left(0.92 - \frac{0.2}{2 \cdot 166.57 \cdot (0.04306 \cdot 0.312)^{0.5}} \right) \cdot \left(1 + \frac{567,15 - 700}{2000} \right) = 0.909.$$

Использованный теплоперепад первого отсека:

$$\Delta H_i(1) = \Delta H_0(1) \cdot \eta_{oi}(1); \quad (38)$$

$$\Delta H_i(1) = 567,15 \cdot 0.909 = 515,54 \text{ кДж / кг};$$

Действительная энтальпия в камере смешения:

$$h_{0t}^{u0} = h_0^{e0} - \Delta H_i(1); \quad (39)$$

$$h_{0t}^{u0} = 3232.15 - 515.54 = 2716.61 \text{ кДж / кг};$$

Энтальпия пара при давлении в контуре низкого давления и температуре поступающего в турбину:

$$h_{0mn}^{u0} = f(P_0^{u0}; t = 427.17^\circ\text{C}) = 3328 \text{ кДж / кг};$$

Энтальпия пара в камере смешения:

$$h_{0cm} = \frac{[2 \cdot D^{ВД} \cdot h_0^{u0} + (2 \cdot D^{ВД} - D^P) \cdot h_{0mn}^{u0}]}{[2 \cdot (D^{ВД} + D^{ВД}) - D^P]}; \quad (40)$$

$$h_{0cm} = \frac{[2 \cdot 166.57 \cdot 2716.61 + (2 \cdot 77.34 - 2.83) \cdot 3328]}{[2 \cdot (166.57 + 77.34) - 2.83]} = 2908 \text{ кДж / кг};$$

Удельный объем в камере смешения:

$$v_{cm} = f(h_{0cm}; P_0^{u0}) = 0.3874 \text{ м}^3 / \text{кг};$$

Энтропия и степень сухости при изэнтропийном расширении пара, при разделительном давлении 0.026 МПа:

$$s_3 = f(h_{0cm}; P_0^{u0}) = 7.102 \text{ кДж / кг} \cdot \text{К};$$

$$h_{yt} = f(P = 0.15 \text{ МПа}; s_3) = 2647 \text{ кДж / кг};$$

$$v_{yt} = f(P = 0.15 \text{ МПа}; s_3) = 1,135 \text{ м}^3 / \text{кг};$$

$$x_{yt} = 0.9791.$$

Энтальпия и энтропия при давлении 0.15 МПа и степени сухости:

$$h_y = (X = 1; P = 0.15 \text{ МПа}) = 2693 \text{ кДж / кг.}$$

$$s_3 = (X = 1; P = 0.15 \text{ МПа}) = 7.223 \text{ кДж / кг} \cdot \text{К.}$$

Удельный объем:

$$v_y = f(P_{0.15 \text{ МПа}}; X = 1) = 1.159 \text{ м}^3 / \text{кг.}$$

Энтальпия при изоэнтропийном расширении, при разделительном давлении:

$$h_{pt} = f(P_p = 0.026 \text{ МПа}; s_3) = 2418 \text{ кДж / кг};$$

Удельный объем при изоэнтропийном расширении, при разделительном давлении:

$$v_{pt} = f(P_p; s_3) = 5.466 \text{ м}^3 / \text{кг};$$

Энтальпия пара, при степени сухости равной 100%:

$$h_{x=0.995} = f(P_p) = 2607 \text{ кДж / кг};$$

Располагаемый теплоперепад второго отсека:

$$\Delta H_0(2) = h_y - h_{pt} = 2693 - 2418 = 275 \text{ кДж / кг};$$

Относительный внутренний КПД второго отсека:

$$\eta_{oi}(2) = \left(0.92 - \frac{0.2}{2 \cdot ((D^{ВД} + D^{ВД}) - D^p) \cdot (v_y \cdot v_{pt})^{0.5}} \right) \cdot \left(1 + \frac{\Delta H_0(2) - 700}{2000} \right) \cdot 1; \quad (41)$$

$$\eta_{oi}(2) = \left(0.92 - \frac{0.2}{(2 \cdot (166.57 + 77.34) - 2,83) \cdot (1.159 \cdot 5.466)^{0.5}} \right) \cdot \left(1 + \frac{275 - 700}{2000} \right) \cdot 1 = 0.9$$

Использованный теплоперепад третьего отсека:

$$\Delta H_i(2) = \Delta H_0(2) \cdot \eta_{oi}(2); \quad (42)$$

$$\Delta H_i(2) = 275 \cdot 0.9 = 247.5 \text{ кДж / кг};$$

Действительная энтальпия при разделительном давлении в ЦНД:

$$h_p = h_y - \Delta H_i(2); \quad (43)$$

$$h_p = 2693 - 247.5 = 2445.5 \text{ кДж / кг};$$

Степень сухости при разделительном давлении в ЦНД:

$$x_p = f(P_p; h_p) = 0.926.$$

Энтальпия при разделительном давлении и степени сухости 99,5%:

$$h_4 = f(P_p) = 2607 \text{ кДж / кг};$$

Энтропия при разделительном давлении и степени сухости 99,5%:

$$s_4 = f(h_{x=0.995}; P_p) = 7.782 \text{ кДж / кг} \cdot K;$$

Удельный объем при разделительном давлении и степени сухости 99,5%:

$$v_4 = f(h_{x=0.995}; P_p) = 5.949 \text{ м}^3 / \text{кг};$$

Теоретическая энтальпия в конденсаторе:

$$h_{kt} = f(P_k; s_4) = 2309 \text{ кДж / кг};$$

Удельный объем в конденсаторе:

$$v_{kt} = f(P_k; s_4) = 41.24 \text{ м}^3 / \text{кг};$$

Располагаемый теплоперепад третьего отсека:

$$\Delta H_0(3) = h_{x=0.995} - h_{kt}; \quad (44)$$

$$\Delta H_0(3) = 2607 - 2309 = 298 \text{ кДж / кг};$$

Теплоперепад в области влажного пара:

$$\Delta H_{\text{вл}} = h_{x=1} - h_{kt}; \quad (45)$$

$$\Delta H_{\text{вл}} = 2619 - 2309 = 310 \text{ кДж / кг}.$$

Коэффициент, учитывающий влажность:

$$k_{\text{вл}} = 1 - 0.8 \cdot \frac{0.03}{2 \cdot \left(\frac{\Delta H_{\text{вл}}}{\Delta H_0(3)} \right)}; \quad (46)$$

$$k_{\text{вл}} = 1 - 0.8 \cdot \frac{0.03}{2 \cdot \left(\frac{310}{298} \right)} = 0.988.$$

Относительный внутренний КПД третьего отсека:

$$\eta_{oi}(3) = 0.87 \cdot \left(1 + \frac{\Delta H_0(3) - 400}{10000} \right) \cdot k_{\text{вл}}; \quad (47)$$

$$\eta_{oi}(3) = 0.87 \cdot \left(1 + \frac{298 - 700}{20000} \right) \cdot 0.988 = 0.891.$$

Использованный теплоперепад третьего отсека:

$$\Delta H_i(3) = \Delta H_0(3) \cdot \eta_{oi}(3); \quad (48)$$

$$\Delta H_i(3) = 298 \cdot 0.891 = 265.52 \text{ кДж/кг};$$

Действительная энтальпия в конденсаторе:

$$h_k = h_{x=0.995} - \Delta H_i(4); \quad (49)$$

$$h_k = 2607 - 265.52 = 2350.48 \text{ кДж/кг}.$$

Степень сухости в конце процесса расширения:

$$x_k = f(P_k; h_k) = 0.9205.$$

Определим внутреннюю мощность каждого отсека:

$$N_i(1) = 2 \cdot D^{ВД} \cdot \Delta H_i(1); \quad (50)$$

$$N_i(1) = 2 \cdot 166.57 \cdot 515.54 = 171.75 \text{ МВт};$$

$$N_i(2) = (2 \cdot (D^{ВД} + D^{ВД}) - D^P) \cdot \Delta H_i(2); \quad (51)$$

$$N_i(2) = 484.99 \cdot 247.5 = 120.04 \text{ МВт};$$

Внутренняя мощность ЦВД:

$$N^{ЦВД} = N_i(1) + N_i(2); \quad (52)$$

$$N^{ЦВД} = 171.75 + 120.04 = 291.79 \text{ МВт};$$

Внутренняя мощность ЦНД:

$$N^{ЦНД} = D(3) \cdot \Delta H_i(3); \quad (53)$$

$$N^{ЦНД} = 484.99 \cdot 265.52 = 128.77 \text{ МВт};$$

Внутренняя мощность паровой турбины:

$$N_i^{ПТ} = N^{ЦВД} + N^{ЦНД}; \quad (54)$$

$$N_i^{ПТ} = 291.79 + 128.77 = 420.56 \text{ МВт};$$

Электрическая мощность ПТУ:

$$N_{\text{Э}}^{ПТУ} = N_i^{ПТ} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эз}}; \quad (55)$$

$$N_{\text{Э}}^{ПТУ} = 420.56 \cdot 0.995 \cdot 0.995 = 416.36 \text{ МВт};$$

Абсолютный электрический КПД ПТУ:

$$\eta_{\text{Э}}^{ПТУ} = \frac{N_{\text{Э}}^{ПТУ}}{2 \cdot Q_{\text{КУ}}}; \quad (56)$$

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}} = \frac{416.36}{2 \cdot 725,99} = 0,2868.$$

Абсолютный электрический КПД ПСУ:

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ПСУ}} = \eta_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}} \cdot \eta_{\text{КВ}}; \quad (57)$$

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ПСУ}} = 0,2868 \cdot 0,77 = 0,2208.$$

Электрическая мощность ПГУ:

$$N_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}} = 2 \cdot N_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}} + N_{\text{Э}}^{\text{ПТ}}; \quad (58)$$

$$N_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}} = 2 \cdot 495 + 416.36 = 1406.36 \text{ МВт};$$

Теплота, подведенная в камеру сгорания:

$$Q_{\text{КС}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}}}{\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}}}; \quad (59)$$

$$Q_{\text{КС}} = \frac{495}{0,3426} = 1444.83 \text{ МВт}.$$

Абсолютный электрический КПД брутто ПГУ:

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}}}{2 \cdot Q_{\text{КС}}}; \quad (60)$$

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}} = \frac{1406.36}{2 \cdot 1444.83} = 0.4867.$$

Абсолютный электрический КПД брутто ПГУ:

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ПГУ(НЕТТО)}} = \eta_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}} \cdot (1 - k_{\text{сн}}); \quad (61)$$

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ПГУ(НЕТТО)}} = 0.4867 \cdot (1 - 0.08) = 0.4478.$$

Где $k_{\text{сн}}$ - коэффициент собственных нужд.

Удельный расход условного топлива нетто:

$$b_{\text{у}}^{\text{ПГУ}} = \frac{123}{\eta_{\text{Э}}^{\text{ПГУ(НЕТТО)}}}; \quad (62)$$

$$b_{\text{у}}^{\text{ПГУ}} = \frac{123}{0.4478} = 274.68 \text{ г у.т. / (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

5. Социальная ответственность

5.1 Введение

Одна из основных производственных задач заключается в обеспечении безопасности труда человека, т.е. создании условий труда, при которых исключается воздействие на рабочих опасных и вредных производственных факторов.

Рабочим местом является турбинный цех парогазовой установки атомной электростанции. Турбинный цех является одним из главных цехов, так как в нем происходит процесс выработки электрической и тепловой энергии. В составе турбинного цеха находятся турбина, генератор, а также трубопроводы, насосы.

5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.2.1 Специальные трудовые нормы правового законодательства

Согласно [1,2] работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;
- полную достоверную информацию об условиях труда и требованиях охраны труда на рабочем месте, включая реализацию прав, предоставленных законодательством о социальной оценке условий труда;
- защиту своих трудовых прав, свобод и законных интересов всеми не запрещенными законом способами;
- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда;
- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами;

– обеспечение средствами индивидуальной защиты и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

– внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

К работе оператором турбинного цеха допускаются лица не моложе 18 лет, соответствующей квалификации, не имеющие медицинских противопоказаний, прошедшие медицинское освидетельствование в соответствии с приказом [3], прошедшие проверку знаний требований безопасности труда в установленном порядке и получившие допуск к самостоятельной работе [4].

Оператор турбинного цеха должен проходить обучение по охране труда в виде: вводного инструктажа, первичного инструктажа на рабочем месте и специального обучения в объеме программы подготовки по профессии [4].

5.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Согласно [5] общие эргономические требования к рабочим местам при выполнении работ в положении сидя:

1) конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы [5];

2) рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда [5].

Требования к взаимному расположению элементов рабочего места: пульта управления, средств отображения информации, органов управления, кресла, вспомогательного оборудования установленные в [6]:

Показатели микроклимата производственных помещений

регламентированы в [7] и должны обеспечивать: температуру воздуха, температуры поверхностей, относительную влажность воздуха, скорость движения воздуха, интенсивность теплового облучения.

5.3 Производственная безопасность

5.3.1 Анализ вредных и опасных факторов

Для проведения анализа вредных и опасных факторов при разработке, изготовлении и эксплуатации АСР составлена таблица 8 в соответствии с классификацией указанной в [8].

Таблица 8 - Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разраб отка	Изгото вление	Экспл уатац ия	
1. Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [9].
2. Повышенный уровень шума		+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки [10].
3. Повышенный уровень электромагнитного излучения	+	+	+	ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [11].
4. Пониженные или повышенные параметры микроклимата рабочей зоны	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [7].
5. Физические и нервно-психологические перегрузки	+	+	+	СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [12].

1) Повышенное значение напряжения в электрической цепи и возможность поражения электрическим током

На любом рабочем месте существует опасность поражения электрическим

током. При этом электрический ток производит термическое, электролитическое, биологическое воздействие на организм человека. Действие электрического тока приводит к местным электротравмам и электрическим ударам [10]. Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 9 [10].

Таблица 9 - Значения напряжений прикосновений и токов [9]

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

2) Повышенный уровень шума

В производственных условиях источниками шума являются работающие станки и механизмы, ручные механизированные инструменты и т.д. В условиях сильного шума возникает опасность снижения и потери слуха, которая во много обусловленная индивидуальными особенностями человека [9]. Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Предельно допустимые уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести в дБА [9]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физиче ская нагрузк а	средняя физичес кая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелы й труд 2 степен и	тяжел ый труд 3 степен и
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

3) Повышенный уровень электромагнитного излучения

Источниками электромагнитных излучений являются промышленные установки, средства теле- и радиовещания, внутренние электрические сети. Воздействие на живую ткань организма электромагнитного поля вызывает переменную поляризацию молекул и атомов, составляющих клетки, в результате чего происходит опасный их нагрев. Избыточная теплота может нанести вред отдельным органам и всему организму человека [8]. Допустимые уровни электромагнитных полей на рабочих местах персонала приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Предельно допустимые значения напряженностей электрического и магнитного полей [8]

Параметр	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	От 0,06 до 3	св. 3 до 30	св. 30 до 300
Напряженность электрического поля	500	300	80
Напряженность магнитного поля	50	-	-

4) Параметры микроклимата рабочей зоны

Факторы микроклимата влияют на состояние здоровья человека, и на его работоспособность. В частности, высокие температуры приводят к тепловым ударам, повышению давления, низкие – к простудным заболеваниям, переохлаждению. Все это может привести к профессиональным заболеваниям [9]. Категория работ для оператора турбинного цеха – категория Ib. Оптимальные и допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах для данной категории работ приведены в таблицах 12-13.

Таблица 12 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах для категории работ Ib [8]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	(140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	(140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Таблица 13 - Допускаемые величины показателей микроклимата на рабочих местах для категории работ Iб [8]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		ниже оптимальных величин	выше оптимальных величин			для температуры воздуха ниже оптимальных величин, не более	для температуры воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
Теплый	Iб (140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75	0,1	0,3

5) Физические и нервно-психологические перегрузки

Нервно-психологические и физические перегрузки организма – перенапряжение органов чувств, стрессовые условия труда, перегрузки статические и динамические и т.д. Наиболее простым считается труд, в ходе которого сотруднику не нужно принимать собственные решения. Чем выше уровень ответственности и больше инструкций, тем выше моральное напряжение [9]. Допустимые величины психофизиологических производственных факторов приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Допустимые величины психофизиологических производственных факторов по показателям тяжести и напряженности труда [8]

Факторы трудового процесса	Допустимые
	Мужчины
1. Подъем и перемещение (разовое) тяжести при чередовании с другой работой (до 2 раз в час), кг	До 30
2. Подъем и перемещение (разовое) тяжести постоянно в течение рабочей смены, кг	До 15
3. Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа смены, кг:	
- с рабочей поверхности,	До 870
Факторы трудового процесса	Мужчины
-с пола	До 435
4. Рабочая поза	Периодическое, до 25% времени смены, нахождение в неудобной (работа с поворотом туловища, поднятыми руками, неудобным размещением конечностей) и (или) фиксированной позе (невозможность изменения взаимного положения тела относительно друг друга)
5. Наклоны корпуса (вынужденные более 30 град.), количество за смену	51-100
6. Перемещения в пространстве, обусловленные технологически процессом, км	До 8
7. Монотонность нагрузок	
7.1. Число элементов или повторяющихся операций	От 9 до 6
8. Сенсорные нагрузки	
8.1. Длительность сосредоточенного наблюдения (% от времени смены)	От 26 до 50
8.2. Плотность сигналов (световых, звуковых) в среднем за час работы	От 76 до 125
8.3. Число объектов наблюдения	От 6 до 10

5.3.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Для снижения воздействия повышенного напряжения в электрических цепях применяют мероприятия по снижению этого напряжения, т.е. применение токов пониженного напряжения.

При повышенном уровне шума применяют звукоизолирующие кожухи или обеспечение рабочего персонала средствами индивидуальной защиты органов слуха.

Для снижения воздействия электромагнитных полей необходимо соблюдать расстояние от источников электромагнитных полей до рабочего персонала.

Чтобы избежать психофизиологических перегрузок рекомендуется делать перерывы в течение трудовой деятельности по 30 минут через каждые 2 часа.

5.4. Экологическая безопасность

1) Защита атмосферы

В процессе эксплуатации парогазовой установки происходят выбросы дымовых газов и золы, а также углекислого газа и водяного пара.

Существует несколько методов очистки дымовых газов, а также активно применяется комбинирование различных методов. Для очистки дымовых газов от золы и твердых частиц используют фильтрование. Для очистки дымовых газов от оксидов серы используется мокрая сероочистка, сухая очистка, мокросухая очистка.

2) Защита гидросферы

Для производства пара ПГУ использует воду из близлежащих водоемов. Перед тем как сбросить воду обратно в водоем ее остужают и очищают. Для очистки сточных вод используют механическую очистку, физико-химическую очистку, химическую очистку, биохимическую.

3) Защита литосферы

Твердые частицы, содержащиеся в дымовых газах, осаждаются на поверхности земли и загрязняют почву. Еще одним источником загрязнения являются зола и шлак, образующиеся в процессе сгорания топлива, которые далее складываются в золошлакоотвалах. Золошлакоотвалы загрязняют не только поверхность почвы. Твердые частицы через почву попадают в грунтовые воды, а также попадают в атмосферу.

Для предотвращения такого опасного источника загрязнения необходима своевременная утилизация золошлаковых отходов.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти на данном объекте: пожары, взрывы, разрывы трубопроводов, резервуаров, выброс горючих жидкостей, прорыв золоотвала, наводнение.

Одна из самых типичных чрезвычайных ситуаций – это пожар.

Турбинный цех – самое распространенное место начала возгорания на предприятиях ТЭС. Возгорание может произойти в маслосистемах. Опасность маслосистем заключается в том, что они находятся вблизи с турбинами и другими нагревающимися агрегатами [9].

Если при пожаре повреждается трубопровод систем смазки, тогда масло выходит под давлением и формирует факел, который разрушает металлические конструкции поблизости [9]. Еще одним местом возгорания может стать котельный цех. В котельном цехе хранится много взрывоопасного топлива. Часто пожары здесь происходят из-за проблем с топливоподачей [9].

Согласно перечню, указанному в [9], в помещениях ТЭС необходимо устанавливать автоматические установки пожаротушения и автоматические установки пожарной сигнализации.

Своевременные принятые меры пожарной безопасности могут предупредить возгорание и не допустить поломок в системе оборудования [9]:

- 1) персонал предприятия должен проходить тренировочные учения для того чтобы знать как действовать в ЧС;
- 2) в обязанности дежурного по смене входит осмотр оборудования в конце каждого рабочего дня. При обнаружении поломок их устраняют в кратчайшие сроки;
- 3) приборы под напряжением и легковоспламеняющиеся вещества необходимо размещать вдали от источника огня;

4) ТЭЦ должна быть оснащена автоматической системой пожарной безопасности, а также датчиками задымления;

В случае возникновения пожара сотрудники предприятия должны предпринять следующую последовательность действий:

1) сотрудник, заметивший воспламенение, должен незамедлительно сообщить о пожаре главному по смене;

2) начальник по смене доносит информацию до пожарной службы;

3) до прибытия спасителей весь персонал, не задействованный в тушении, удаляется с объекта возгорания;

4) электричество во всем здании должно быть отключено, а также прекращены все работы до начала тушения;

5) при поломках в автоматической системе пожаротушения необходимо включить ее ручную;

6) ответственный персонал должен приступить к тушению воспламенения с помощью первичных средств;

7) главный по смене выделяет сотрудников, которые встретят пожарные бригады и укажут им кратчайший путь к очагу возгоранию.

В ходе выполнения данного раздела были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях. Практическая значимость полученных результатов заключается в том, что, соблюдая определенные нормы и правила, возможно наладить стабильное производство, не подвергая опасности окружающую среду и людей.

Раздел направлен на обеспечение комфортных рабочих мест, соблюдение норм вредных воздействий как на окружающую среду, так и на производственный персонал, а также способы предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций и порядок действий при их возникновении.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью работы является проектирование и создание конкурентоспособной разработки, технологии, отвечающей современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научного исследования;
- определение возможных альтернатив проведения научного исследования, отвечающих современным требованиям в области

ресурсоэффективности и ресурсосбережения;

- планирование научно-исследовательской работы;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

6.1.1 Описание потенциальных потребителей результатов исследования

В данном случае потенциальным потребителем данного исследования является энергетическая промышленность. А именно, тепловые электростанции, имеющие в составе устаревшие, маломощные и не эффективные энергоблоки.

6.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ предназначен для выявления сильных, слабых сторон проекта, а также возможностей создаваемого проекта и его угроз. Анализ проводится в два этапа: на первом этапе описываются сильные и слабые стороны разрабатываемой технологии, выявляются возможности и угрозы при реализации проекта; на втором этапе анализа строятся интерактивные матрицы для оценки вариантов стратегического выбора.

Сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы реализации представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Матрица SWOT

<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С):</p> <p>С1. Относительная дешевизна модернизации</p> <p>С2. Наличие внешних инвесторов</p> <p>С3. Высокий спрос на электроэнергию</p> <p>С4. Освоенность конструкции.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл):</p> <p>Сл1.. Высокие цены на оборудование</p> <p>Сл2. Трудоемкость монтажа</p>
<p>Возможности (В):</p> <p>В1. Увеличение экономичности станции на 6-8%.</p> <p>В2. Возможность зарубежного партнерства.</p> <p>В3. Большой выбор установок на мировом рынке.</p> <p>В4. Появление спроса на технологию.</p>	<p>Угрозы (У):</p> <p>У1. Неблагоприятная экономическая ситуация в стране.</p> <p>У2. Низкое финансовое обеспечение технологии.</p> <p>.</p>

После составления матрицы необходимо составить интерактивные матрицы, для выявления сильных и слабых сторон разработанной системы.

При построении интерактивных матриц используются следующие обозначения:

С – сильные стороны проекта; Сл – слабые

стороны проекта; В –

возможности;

У – угрозы;

«+» – сильное соответствие;

«-» – слабое соответствие.

Таблица 16 - Интерактивная матрица возможностей

Возможности проекта	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	+	-
	В2	-	-	+	+
	В3	-	-	+	-
	В4	+	-	-	+
	Слабые стороны проекта				
		Сл1		Сл2	
	В1	-		+	
	В2	-		-	
В3	+		-		
В4	-		-		

Таблица 17 - Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	-	-
	Слабые стороны проекта				
		Сл1		Сл2	
	У1	-		+	
	У2	+		+	

По интерактивным матрицам, представленных в таблицах 2 и 3, видно, что наиболее всего сильные стороны коррелируют с

возможностью увеличения экономичности станции, возможность зарубежного партнерства и возможным появлением спроса на разработанную технологию у других предприятий. Наиболее часто коррелирующие слабые стороны и возможности не были выявлены.

Полученные результаты анализа заносятся в таблицу 18, для наглядной демонстрации возможных корреляционных вариантов.

Таблица 18 - Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта(С):</p> <p>С1. Относительная дешевизна модернизации С2. Наличие внешних инвесторов</p> <p>С3. Высокий спрос на электроэнергию</p> <p>С4. Освоенность конструкции.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл):</p> <p>Сл1.. Высокие цены на оборудование</p> <p>Сл2. Трудоемкость монтажа</p>
<p>Возможности (В):</p> <p>В1. Увеличение экономичности станции на 6-8%.</p> <p>В2. Возможность зарубежного партнерства.</p> <p>В3. Большой выбор установок на мировом рынке.</p> <p>В4. Появление спроса на технологию.</p>	<p>1)Увеличение экономичности станции на 6-8% из-за относительной дешевизны модернизации, наличия внешних инвесторов, а также из-за высокого спроса на электричество</p> <p>2)Возможность зарубежного партнерства благодаря высокому спросу на электричество, а также освоенности конструкции</p> <p>3)Большой выбор установок на мировом рынке, так как высокий спрос на электроэнергию</p> <p>4)Появление спроса на технологию обусловлено относительной дешевизной модернизации и наличием внешних инвесторов</p>	<p>1)Увеличение экономичности станции на 6-8% приведет к трудоемкости монтажа</p> <p>2)Большой выбор установок на мировом рынке влечет за собой высокие цены на оборудование</p>
<p>Угрозы (У):</p> <p>У1. Неблагоприятная экономическая ситуация в стране.</p> <p>У2. Низкое финансовое обеспечение технологии.</p>	<p>1)Неблагоприятная экономическая ситуация в стране способствует высокому спросу на электроэнергию</p> <p>У2 - С3, С5</p> <p>2)Низкое финансовое обеспечение технологии – высокий спрос на электроэнергию</p>	<p>У1 – Сл1,</p> <p>1)Неблагоприятная экономическая ситуация в стране — это высокие цены на оборудование</p> <p>У2 – Сл1,Сл2</p> <p>2)Низкое финансовое обеспечение технологии способствует трудоемкости монтажа и высоким ценам на оборудование</p>

SWOT-анализ показал, что одним из важных направлений в развитии данной технологии являются мероприятия по повышению заинтересованности, а вследствие и спроса на технологию у потенциальных заказчиков. А главными препятствиями для развития технологии является низкое финансовое обеспечение технологии.

Полученный анализ позволяет сказать о том, что данное направление перспективное, так как имеет много сильных сторон.

6.1.3 Экспертная оценка конкурентоспособности

Для строительства мощной и высокоэкономичной парогазовой установки (ПГУ) на тепловой станции (ТЭС), одним из наиболее значимых этапов проектирования является выбор турбоустановки. Для оценки наиболее подходящего типа установки использован метод экспертного оценивания.

Для каждого типа промежуточных перегревов в столбцах с характеристиками необходимо поставить оценку от 1 до 10, показывающую степень совершенства подогревателя относительно данной характеристики.

b_i – важность критерия – в этой строке необходимо было поставить цифру от 1 до 5.

W_i – весовой коэффициент – в этой строке рассчитывается весовой коэффициент каждого фактора конкурентоспособности как отношение

важности критерия к сумме важностей всех факторов b_i .

b_{Σ}

Далее необходимо умножить полученные весовые коэффициенты на оценку эксперта (от 1 до 10), и сумма полученных значений даст

итоговую оценку эксперта по каждому поставщику.

Модель экспертной оценки строится по следующим параметрам:

1. Эффективность. Эффективность турбоустановок характеризуется коэффициентом полезного действия, поэтому высший балл получает турбоустановка с наибольшим КПД.
2. Надежность. Под данным критерием подразумевается стабильная работа турбоустановки на протяжении длительного срока.
3. Экономичность. Влияние на экономичность, при учете дополнительного оборудования.
4. Возможность работы при высоком давлении.
5. Простота конструкции. Простота конструкции обеспечивает более простую эксплуатацию и ремонт.

Таблица 19 - Список компаний - производителей ГТУ

№	Модель ПТУ	Фирма производитель
1	SST-6000	Siemens
2	SST-9000	Siemens
3	К-1000- 60/1500	Турбоатом
4	К-1200- 6,8/25	ЛМЗ
5	TC6F-43	Mitsubishi
6	К-55-90	ЛМЗ

Таблица 20 - Оценка конкурентоспособности первым экспертом

Модель ПТУ	Мощность ПТУ	КПД ПТУ	Начальная температура	Надежность	Маневренность	Сумма
SST-6000	6/1,2	8/2	7/1,05	7/1,75	6/0,9	6,9
SST-9000	8/1,6	8/2	8/1,2	8/2	7/1,05	7,85
K-1000-60/1500	8/1,6	7/1,75	7/1,05	6/1,5	6/0,9	6,8
K-1200-6,8/25	9/1,8	8/2,25	7/1,05	7/1,75	7/1,05	7,65
ТС6F-43	8/1,6	9/2,25	8/1,2	9/2,25	6/0,9	8,2
K-55-90	10/2	8/2	10/1,5	9/2,25	8/1,2	8,95
Важность(b_i)	4	5	3	5	3	20
Вес (W_i)	0,2	0,25	0,15	0,25	0,15	1

Для каждой модели ПТУ в столбцах с факторами конкурентоспособности поставлены оценки от 1 до 10, показывающие степень удовлетворения потребностям заказчика.

b_i – важность критерия – в этой строке необходимо было поставить цифру от 1 до 5 (5 – максимальная важность для заказчика).

W_i – весовой коэффициент – в этой строке рассчитан весовой коэффициент каждого фактора конкурентоспособности как отношение

важности критерия к сумме важностей всех факторов $\frac{b_i}{b_{\Sigma}}$.

Суммарный весовой коэффициент равен единице – значит расчёт произведён верно. Таким образом, весовой коэффициент W_i показывает долю

важности каждого из факторов конкурентоспособности.

Таблица 21 - Оценка конкурентоспособности вторым экспертом

Модель ПТУ	Мощность ПТУ	КПД ПТУ	Начальная температура	Надежность	Маневренность	Сумма
SST-6000	7/1,4	7/1,75	8/1,2	7/1,75	7/1,05	7,15
SST-9000	9/1,8	8/2	9/1,35	8/2	6/0,9	8,05
К-1000-60/1500	7/1,4	7/1,75	8/1,2	7/1,75	7/1,05	7,15
К-1200-6,8/25	8/1,6	9/2,25	7/1,05	8/2	6/0,9	7,8
ТС6F-43	8/1,6	8/2	8/1,2	8/2	7/1,05	7,85
ARABELL E	10/2	9/2,25	9/1,35	9/2,25	7/1,05	8,9
Важность (b _i)	4	5	3	5	3	20
Вес (W _i)	0,2	0,25	0,15	0,25	0,15	-

Таблица 22 - Оценка конкурентоспособности третьим экспертом

Модель ПТУ	Мощность ПТУ	КПД ПТУ	Начальная температура	Надежность	Маневренность	Сумма
1	2	3	4	5	6	7
SST-6000	7/1,4	8/2	7/1,05	9/2,25	8/1,2	7,9
SST-9000	7/1,4	9/2,25	8/1,2	8/2	7/1,05	7,9
К-1000- 60/500	8/1,6	8/2	7/1,05	7/1,75	6/0,9	7,3
К-1200- 6,8/25	9/1,8	7/1,75	7/1,05	9/2,25	8/1,2	8,05
TC6F-43	7/1,4	9/2,25	8/1,2	8/2	6/0,9	7,75
ARABELLE	9/1,8	8/2	10/1,5	8/2	7/1,05	8,35
Важность (b _i)	4	5	3	5	3	20
Вес (W _i)	0,2	0,25	0,15	0,25	0,15	-

Таблица 23 - Итоговые экспертные оценки

Модель ПТУ	Эксперт 1	Эксперт 2	Эксперт 3	Средняя оценка
SST-6000	6,9	7,15	7,9	7,31 7
SST-9000	7,85	8,05	7,9	7,93 3
К-1000-60/1500	6,8	7,15	7,3	7,08 3
К-1200-6,8/25	7,65	7,8	8,05	7,83 3
ТС6F-43	8,2	7,85	7,75	7,84 3
К-55-90	8,95	8,9	8,35	8,73 3

В итоге, по результатам трех независимых экспертных оценок, высший средний бал по предоставленным критериям отбора получила турбина К-55-90 компании Силовые машины.

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Календарный план отражает перечень необходимых

работ для проведения исследования, а также количество исполнителей работ и длительность каждой работы.

Таблица 24 - Перечень работ и загруженность исполнителей

Наименование работ	Исполнители	Загрузка
Постановка целей и задач, получение исходных данных	Научный руководитель	100 %
Анализ литературы	Исполнитель	100 %
	Научный руководитель	30 %
Анализ результатов исследования	Исполнитель	100 %
	Научный руководитель	50 %
Разработка схемотехнической документации, подбор оборудования	Исполнитель	100 %
	Научный руководитель	10 %
Сравнение выбранного оборудования	Исполнитель	100 %
	Научный руководитель	10 %
Оформление пояснительной записки ВКР	Исполнитель	100 %
Проверка проекта	Исполнитель	100 %
	Научный руководитель	80 %

6.2.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования

Ожидаемая продолжительность работ оценивается с помощью опытно-статистического метода. Для расчета ожидаемой продолжительности работ воспользуемся экспертным способом, для этого воспользуемся следующей формулой [12]:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3t_{\text{min}} + 2t_{\text{max}}}{5},$$

где t_{\min} – минимальное значение продолжительности работ, дн.;

t_{\max} – максимальное значение продолжительности работ, дн.

Для построения линейного графика проведения работ необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести ее в календарные дни. Расчет длительности в рабочих днях ведется по формуле:

$$T_{\text{рд}} = \frac{t_{\text{ож}}}{K_{\text{вн}}} \cdot K_{\text{д}},$$

где $t_{\text{ож}}$ – вероятное (ожидаемое) значение продолжительности работ, дн.;

$K_{\text{вн}}$ – коэффициент выполнения работ, учитывающих влияние внешних факторов на соблюдение предварительно определенных длительностей, в частности, принимаем равным 1;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсацию непредвиденных издержек и согласование работ, принимаем равным 1.

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{\text{кд}} = T_{\text{рд}} \cdot T_{\text{к}},$$

где $T_{\text{к}}$ – коэффициент календарности, позволяющий перейти от длительности работ в рабочих днях к их аналогам в календарных днях, и рассчитываемый по формуле:

$$T_{\text{к}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вд}} - T_{\text{пд}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – календарные дни (365);

$T_{\text{вд}}$ – выходные дни (118);

$T_{\text{пд}}$ – праздничные дни (10).

$$T_{\text{к}} = \frac{365}{365 - 118 - 10} = 1,205.$$

По данным таблицы 24 составлена продолжительность этапов работ и их трудоемкость по исполнителям, занятым на каждом этапе (таблица 25). Также построена диаграмма Ганта (таблица 26).

Таблица 25 - Трудозатраты на выполнение проекта

Этап	исполнители	Продолжительность работ, дни			Трудоемкость работ по исполнителям, чел.- дн.			
				$T_{рд}$		$T_{кд}$		
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	НР	И	НР	И
Постановка целей и задач, получение исходных данных	НР	1	2	1,4	1,4	–	1,69	–
Анализ литературы	НР, И	4	7	5,2	1,56	5,2	1,88	6,27
Проведение экспериментальных исследований	И	20	30	24	–	24	–	28,92
Анализ результатов исследования	НР, И	5	10	7	3,5	7	4,22	8,44
Разработка схемотехнической документации, выбор оборудования	НР, И	14	21	16,8	1,68	16,8	2,02	20,24
Сравнение выбранного оборудования	НР, И	7	10	8,2	0,82	8,2	0,99	9,88
Оформление пояснительной записки ВКР	И	5	12	7,8	–	7,8	–	9,4
Проверка проекта	НР, И	5	7	5,8	4,64	5,8	5,6	7
Итого:				76,2	13,6	74,8	16,39	90,14

Таблица 26 - Диаграмма Ганта

Номер этапа	Этап работы	Исполнители	Т _{кд}	Продолжительность выполнения работ										
				Март			Апрель			Май			Июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Постановка целей и задач, получение исходных данных	НР	1,69	■										
2	Анализ литературы	НР	1,88	■										
		И	6,27	■										
3	Проведение экспериментальных исследований	И	28,92		■	■	■							
4	Анализ результатов исследования	НР	4,22					■						
		И	8,44					■						
5	Разработка схемотехнической документации, выбор оборудования	НР	2,02					■						
		И	20,24					■	■					
6	Сравнение выбранного оборудования	НР	0,99							■				
		И	9,88							■	■			
7	Оформление пояснительной записки ВКР	И	9,4									■	■	
8	Проверка проекта	НР	5,6										■	
		И	7										■	

Из диаграммы видно, что практическая часть всего исследования занимает порядка 11 декад, начиная с первой декады марта и заканчивая второй декадой июня. Можно предположить, что объем работ, в ходе исследования, может быть увеличен или наоборот сокращен, в зависимости от полученных результатов.

6.3 Бюджет научно-технического исследования НТИ

6.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по теме [8]. Затраты на оборудование приведены в таблице 27.

Таблица 27 - Расчет бюджета

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Персональный компьютер	1	40 000	40 000
Итого			40 000

Затраты на амортизации используемого ПК, руб./год рассчитываются по формуле:

$$K_{ам} = \frac{T_{исп.пк} \cdot C_{пк}}{T_{кал} \cdot T_{сл}}, \quad (6)$$

где $T_{исп.пк}$ – время использования ПК; $C_{пк}$ – цена ПК; $T_{кал}$ – календарное время; $T_{сл}$ – срок службы ПК.

$$K_{ам} = \frac{110 \cdot 40000}{365 \cdot 3} = 2411 \text{ руб./год.}$$

6.3.2 Основная заработная плата исполнителей проекта

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоёмкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок [2].

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату [2]:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (7)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата; $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия рассчитывается по следующей формуле [8]:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (8)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [8]:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (9)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 28 раб. дня $M=11,1$ месяца, 5-дневная рабочая неделя; в 48 раб.дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная рабочая неделя; F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно технического персонала, раб. дн. (таблица 28).

Таблица 28 - Балан рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные, праздничные дни)	66	18
Потери рабочего времени (отпуск, невыходы по болезни)	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Месячный должностной оклад работника [2]:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (10)$$

где Z_{TC} – заработная плата по тарифной ставке, руб.; $k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{TC}); k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,15-0,2 (т.е. 15-20% от Z_{TC}); k_p – районный коэффициент, равный 1,3 для Томска.

Месячный должностной оклад руководителя и инженера:

$$Z_M^{рук} = Z_{TC}^{рук} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 30000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 58500 \text{ руб.}$$

$$Z_M^{инж} = Z_{TC}^{инж} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 16000 \cdot (1 + 0,3 + 0,15) \cdot 1,3 = 30160 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата руководителя и инженера:

$$Z_{дн}^{рук} = \frac{Z_M^{рук} \cdot M}{F_d} = \frac{58500 \cdot 10,1}{243} = 2431,5 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн}^{инж} = \frac{Z_M^{инж} \cdot M}{F_d} = \frac{30160 \cdot 11,07}{219} = 1524,5 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата руководителя и инженера:

$$Z_{осн}^{рук} = Z_{дн}^{рук} \cdot T_p = 2431,5 \cdot 8 = 19452 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}}^{\text{инж}} = Z_{\text{дн}}^{\text{инж}} \cdot T_p = 1524,5 \cdot 47 = 71651,5 \text{ руб.}$$

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 29

Таблица 29 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	30000	0,3	0,2	1,3	58500	2431,5	8	19452
Инженер	16000	0,3	0,15	1,3	30160	1524,5	47	71651,5
Итого $Z_{\text{осн}}$								91103,5

6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодно оплачиваемого отпуска и т.д.) [8].

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле [2]:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (11)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

$$Z_{\text{доп}}^{\text{рук}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}^{\text{рук}} = 0,12 \cdot 19452 = 2334,2 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{доп}}^{\text{инж}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}^{\text{инж}} = 0,12 \cdot 71651,5 = 8598,2 \text{ руб.}$$

6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и

медицинского страхования (ФОМС) от затрат на оплату труда работников [8].

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы [2]:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (12)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). В 2021 году коэффициент отчислений составил 30%, для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность – 27,1%.

Величина отчислений во внебюджетные фонды руководителя и инженера:

$$З_{\text{внеб}}^{\text{рук}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}}^{\text{рук}} + З_{\text{доп}}^{\text{рук}}) = 0,302 \cdot (19452 + 2334,2) = 6535,9 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{внеб}}^{\text{инж}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}}^{\text{инж}} + З_{\text{доп}}^{\text{инж}}) = 0,302 \cdot (71651,5 + 8598,2) = 24074,9 \text{ руб.}$$

6.3.5 Услуги сторонних организаций

Оплата услуги, сторонних организаций включает расходы, связанные с выполнением каких-либо работ по теме сторонними организациями [2].

В данном случае к ним относятся печатные услуги, включающие в себя печать листов различного формата, в том числе чертежей, и брошюровка.

$$З_{\text{контр}} = 800 \text{ руб.}$$

6.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле [8]:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (13)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16% [7].

Величина накладных расходов:

$$З_{\text{накл}} = (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}} + З_{\text{контр}} + А) \cdot k_{\text{нр}} =$$

$$= 91103,5 + 10932,4 + 30610,8 + 800 + 2411) \cdot 0,16 = 21737,2 \text{ руб.}$$

6.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции [8].

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 30.

Таблица 30 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб	Примечание
1. Амортизационные отчисления	2411	Пункт 3.1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	91103,5	Пункт 3.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	10932,4	Пункт 3.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	30610,8	Пункт 3.4
5. Услуги сторонних организаций	800	Пункт 3.5
6. Накладные расходы	21737,2	Пункт 3.6
7. Бюджет затрат НИИ		157594,9 руб.

6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

6.4.1 Интегральный показатель ресурсоэффективности

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения проекта можно определить следующим образом [2]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (14)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности; a_i – весовой коэффициент;

b_i – бальная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Для проведения сравнительной оценки рассмотрим три варианта реализации турбинной установки:

- Парогазовая установка – исп. 1;
- Паротурбинная установка - исп. 2;
- Газотурбинная установка – исп. 3.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проведен с помощью таблицы 31.

Таблица 31 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Уменьшение вредных выбросов	0,2	5	3	4
2. Уменьшение издержек на производство энергии	0,2	5	4	4
3. Безопасность	0,15	5	5	5
4. Энергосбережение	0,2	4	4	4
5. Надежность	0,15	5	3	4
6. Материалоемкость	0,1	3	4	3
Итого:	1,00			

Интегральный показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 3 = 4,6,$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 = 3,8,$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 3 = 4,05.$$

Показатели ресурсоэффективности для 1 варианта исполнения проекта равен 4,6 из 5, что говорит об эффективности использования ресурсов. Для 1 варианта исполнения большая надежность и уменьшенное количество выбросов, но при это для создания затрачивается больше материалов.

Заключение

В выпускной квалификационной работе был выполнен анализ эксплуатационных характеристик паровых турбин ПГУ и как они влияют на тепловую экономичность и КПД. Представлено описание и характеристики перспективных разработок паротурбинных установок для ТЭС.

Проведенные расчетные исследования двухконтурной схемы ПГУ показали, что двухконтурная схема парогазовой установки эффективнее, а также имеет больший КПД по сравнению с одноконтурной схемой ПГУ.

Проведен выбор паротурбинной установки для полученных расчетов парогазовой установки. В результате была выбрана турбина К-55-90 компании Силовые машины.

Список литературы

1. Паровые и газовые турбины для электростанций: учебник для П 185 вузов- 3-е изд., перераб. и доп. / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; под ред. А.Г.Костюка. –М.: Издательский дом МЭИ, 2008.-556, [4] с.: ил.
2. Теплоэнергетика; журнал, выпуск №2 ,ООО МАИК «Наука/интерпериодика», 2010.-80 с.
3. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева.- 2-е изд., стереот.- М.: Издательский дом МЭИ, 2006.- 584с.: ил.
4. **Maekawa A., Magoshi R., Iwasaki Y.** Development and In-house Shop Load Test Results of M701G2 Gas Turbine // Proc. of the Intern. Gas Turbine Congress, 2003, Tokyo. November 2—7, 2003.
5. **Davison J., Bressan L., Domenichini R.** CO₂ Capture In Coal- Based IGCC Power Plants // Greenhouse Gas Control Technologies. 2005. №7. P. 167—175.
6. **Fjellerup J.** System Modelling of Integrated Gasification Combined Cycle Power Plants. Roskilde, 1993.
7. Трухний А.Д., Петрунин С.В. Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа. – М.: Издательство МЭИ. – 2001. – 24 с.
8. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация – М.: Государственный комитет стандартов Совета Министров СССР, 1974.
9. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение – утв. постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995
10. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Параметры общей вибрации – М.: Минздрав России, 1996.
11. Силовые машины. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.http://www.power-m.ru>.
12. <http://www.vrednost.ru/2241191-03.php>

13. http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=663
14. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов. – М., 1987.
15. Щегляев А. В. Паровые турбины: Учеб. для вузов: 6-е изд, перераб., доп. подгот. К передачи Б. М. Трояновским. – М.: Энергоатомиздат, 1993.