

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

---

Институт: Энергетический  
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника  
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ показателей работы конденсационной установки парогазовой ТЭС</b>

УДК 621.175:621.18:621.438:621.311.22.001.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<b>5Б2А</b>	<b>Асанов Илья Александрович</b>		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>доцент кафедры атомных и тепловых электростанций</b>	<b>А.М. Антонова</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>доцент кафедры менеджмента</b>	<b>С.Н. Попова</b>	<b>к.э.н., доцент</b>		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</b>	<b>Гусельников М.Э.</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых электростанций</b>	<b>М.А. Вагнер</b>			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>атомных и тепловых электростанций</b>	<b>А.С. Матвеев</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

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

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
Р1	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.
Р2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
Р3	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.
Р4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
Р5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
Р6	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>	
Р7	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.
Р8	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.
Р9	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.
Р10	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.
Р11	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 образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт Энергетический  
 Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника  
 Кафедра Атомных и тепловых электростанций

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Матвеев А.С.  
 (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
5Б2А	Асанову Илье Александровичу

Тема работы:

Анализ показателей работы конденсационной установки парогазовой ТЭС
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.05.2016 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Данные учебных, специальных справочных и периодических источников.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обоснование темы</li> <li>2. Обзор перспективных ПГУ</li> <li>3. Анализ эффективности конденсационных установок ПГУ (параметры, оборудование, технические характеристики)                         <ol style="list-style-type: none"> <li>3.1. Конденсационные установки конденсационных турбин ПГУ</li> <li>3.2. Конденсационные установки теплофикационных турбин ПГУ</li> <li>3.3. Компонировочные решения для конденсационных установок с подвальным расположением конденсатора</li> <li>3.4. Компонировочные решения для</li> </ol> </li> </ol>

	<p>конденсационных установок с аксиальным расположением конденсатора</p> <p>3.5. Конденсационные установки с воздушным охлаждением конденсатора</p> <p>3.6. Расчетный анализ влияния температуры охлаждающей воды на эксплуатационные характеристики конденсатора</p> <p>4. Раздел «Социальная ответственность»</p> <p>5. Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Попова Светлана Николаевна, доцент каф. МЕН, к.э.н.
Социальная ответственность	Гусельников Михаил Эдуардович, доцент каф. ЭБЖ, к.т.н.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	09 декабря 2015 г.
---	--------------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Антонова А.М.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5Б2А	Асанов И.А.		

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа – 110 страниц, 14 таблицы, 24 рисунка, 4 графика, 53 источника, 7 приложений.

Ключевые слова: конденсационная установка, конденсатор, парогазовая установка, тепловая электрическая станция, паровая турбина, газотурбинная установка, компоновка.

Целью работы является анализ показателей работы конденсационной установки парогазовой ТЭС.

Объектом исследования является конденсационная установка.

Предметом исследования выступают показатели работы конденсационной установки.

В работе представлены сведения, касающиеся конденсационных установок парогазовых КЭС и ТЭЦ. Также приведена информация о типах конденсаторов и о их возможных компоновках. Говорится о конструктивных особенностях конденсаторов в зависимости от типа паровой турбины. Проведен расчетный анализ конденсационной установки парогазовой ТЭС.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1. ОБОСНОВАНИЕ ТЕМЫ.....	11
2. ОБЗОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПГУ .....	15
2.1. ПГУ фирмы Mitsubishi.....	16
2.2. ПГУ фирмы General Electric .....	17
2.3. ПГУ фирмы Siemens .....	18
2.4. ПГУ российских производителей .....	18
3. АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК КОНДЕНСАЦИОННЫХ УСТАНОВОК ПГУ .....	19
3.1. Конденсационные установки конденсационных турбин ПГУ .....	25
3.2. Конденсационные установки теплофикационных турбин ПГУ.....	28
3.3. Компоновочные решения для конденсационных установок с подвальным расположением конденсатора .....	36
3.4. Компоновочные решения для конденсационных установок с аксиальным расположением конденсатора .....	40
3.5. Конденсационные установки с воздушным охлаждением конденсатора .....	47
3.6. Расчетный анализ влияния температуры охлаждающей воды на эксплуатационные характеристики конденсатора .....	52
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	54
4.1. Обоснование хозяйственных целей научного исследования .....	54
4.2. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	54
4.2.1. Потенциальные потребители результатов исследования .....	54
4.3. Планирование научно-исследовательских работ .....	55
4.3.1. Структура работ в рамках научного исследования .....	55
4.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ .....	55
4.3.3. Разработка графика проведения научного исследования .....	56
4.3.4. Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	59
4.3.4.1. Расчет материальных затрат НТИ .....	59
4.3.4.2. Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	59
4.3.4.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	60
4.3.4.4. Накладные расходы.....	61
4.3.4.5. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ....	61
4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	61
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	63
5.1. Производственная безопасность .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации конденсационной установки парогазовой ТЭС .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.2. Электробезопасность при эксплуатации конденсационной установки парогазовой ТЭС .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

5.2. Экологическая безопасность при эксплуатации конденсационной установки	
<b>Ошибка! Залка не определена.</b>	
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации конденсационной установки .....	<b>Ошибка! Залка не определена.</b>
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	<b>Ошибка!</b>
<b>Залка не определена.</b>	
5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	<b>Ошибка!</b>
<b>Залка не определена.</b>	
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	<b>Ошибка!</b>
<b>Залка не определена.</b>	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	64
Список используемых источников.....	65
Приложение А Основные характеристики конденсаторов для конденсационных и теплофикационных турбин .....	66
Приложение Б Дополнительные сведения о ГТУ производителей .....	67
Приложение В Принципиальные тепловые схемы и технические характеристики конденсационных ПТУ .....	68
Приложение Г Принципиальные тепловые схемы, технические характеристики и компоновочные решения теплофикационных ПТУ.....	69
Приложение Д Расчетный анализ влияния температуры охлаждающей воды на эксплуатационные характеристики конденсатора .....	70
Приложение Е Методика расчета раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» .....	71
Приложение Ж Таблицы и вспомогательная информация раздела «Социальная ответственность» .....	72



## ВВЕДЕНИЕ

Неотложной задачей по обеспечению высокоэкономичного и надежного электроснабжения страны является ускоренный ввод энергетических мощностей на базе широкого внедрения газотурбинных и парогазовых технологий, как при новом строительстве, так и при техническом перевооружении ТЭЦ и ГРЭС и в первую очередь – при замене физически изношенного оборудования. Это создаст условия существенного повышения эффективности использования природного газа и предпосылки для перспективного, опережающего наращивания генерирующих мощностей, без которого невозможно прогрессивное, цивилизованное развитие государства.

Широкое распространение получили бинарные парогазовые установки, в которых применяются паровые турбины, отличающиеся от турбин традиционных паросиловых установок (ПСУ). Ввиду их различия появляется необходимость анализа работы турбоустановки парогазовой ТЭС. Существует достаточное количество источников, в которых приводится информация о паровых турбинах ПГУ. Меньшее внимание уделяется низкопотенциальному комплексу ПГУ, поэтому данная работа посвящена конденсационным установкам парогазовых ТЭС.

Всем известно, что экономичность конденсационных паротурбинных установок в большей степени зависит от конечных параметров пара, то есть от разрежения в конденсаторе. Последнее, в свою очередь, зависит от температуры и расхода охлаждающей воды, условий теплообмена в конденсаторе, эффективности отсоса паровоздушной смеси, паровой нагрузки конденсатора и др. Опыт эксплуатации энергоблоков показывает, что отклонения в работе конденсационной установки (снижение расхода и увеличение начальной температуры охлаждающей воды, рост присосов воздуха в вакуумную систему, наличие отложений на поверхности трубок и их засорение) вызывают повышение давления в конденсаторе и снижение КПД энергоблока. В отдельных случаях нарушения в работе конденсаторов приводят к вынужденному снижению мощности энергоблока и существенной недовыработке электроэнергии.

Растущая потребность и международная конкуренция в снабжении потребителей энергоносителями приводят к существенному увеличению их стоимости. В этих условиях крайне необходимым является повышение КПД электростанций. Важно подчеркнуть, что при увеличении КПД и использовании в

качестве топлива природного газа снижаются выбросы углекислого газа в атмосферу, что является актуальной проблемой современного общества.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ показателей работы конденсационной установки парогазовой ТЭС.

Можно выделить несколько задач научно-технического исследования, решение которых помогут достичь поставленной цели:

- провести теоретический анализ эффективности конденсационных установок ПГУ;
- исследовать применяемые конденсационные установки на ПГУ, их особенности и конструктивное исполнение;
- провести расчетный анализ конденсатора перспективной ПГУ, выявить взаимосвязь эксплуатационных характеристик конденсатора.

## 1. ОБОСНОВАНИЕ ТЕМЫ

Перспективный путь развития энергетики связан с парогазовыми установками (ПГУ), на которых основным элементом являются газотурбинные установки. В первое время газотурбинные агрегаты создавались для транспорта и авиации, но позднее – для выработки электроэнергии. Активными участниками в этом стали такие компании как Westinghouse, General Electric, Siemens, Alstom, Rolls-Royce и др. Россия также участвовала в создании газотурбинных технологий.

В настоящее время в энергетике России принят курс на обновление ТЭС с помощью парогазовых технологий. Переход на профиль ПГУ пропагандируется давно, однако в последние годы это стало более актуально в связи с реальным и планируемым строительством новых энергетических объектов и возможностью значительного увеличения экономичности и экологичности выработки электро- и теплоэнергии. Это реализуется на базе мощных высокотемпературных газовых турбин, работа которых надёжна и практична. Перечень ПГУ, которые были введены или только на этапе ввода, говорит о «энергетическом буме» парогазовых технологий. Появление таких ПГУ на мировом рынке стало следствием конкуренции, в связи с чем обострились научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в области высокотемпературных газотурбинных технологий.

Внедрение в энергетику современных парогазовых технологий кардинально улучшило технико-экономические показатели строительства и эксплуатации электростанций. За период 2010-2014 гг. на территории России были введены в эксплуатацию 83 ГТУ в диапазоне единичных мощностей 30-125 МВт. Условно эти турбины можно разделить по электрической мощности на три группы: от 100 до 125 МВт, от 60 до 99 МВт и от 30 до 59 МВт. В таблице 1.1 представлено их количественное соотношение.

Таблица 1.1 – Количество введенных газовых турбин за 2010-2014 гг.

Объединенные энергетические системы	Общее количество введенных газовых турбин, шт.	Количество газовых турбин по диапазонам мощностей, МВт		
		100-125	60-99	30-59
Северо-Запад	8	—	8	—
Центр	23	2	2	19
Средняя Волга	9	—	7	2
Урал	16	—	4	12
Сибирь	2	—	—	2
Восток	8	—	—	8
Юг	17	—	8	9
Итого	83	2	29	52

В таблице 1.2 представлены обобщенные по всем объединенным энергетическим системам средние удельные капиталовложения в строительство ПГУ. Следует отметить, что на величину удельных капиталовложений влияют региональные и местные отличия в условиях строительства. Наблюдается значительный их рост в регионах с более холодным климатом [4].

Таблица 1.2 – Обобщенные удельные капиталовложения в строительство ПГУ

Показатель	Диапазон мощностей газовых турбин, входящих в состав ПГУ, МВт		
	100-125	60-99	30-59
Средние удельные капиталовложения в строительство ПГУ, долл./кВт	1206,3	1287,8-1882,2	733,2-2039,1

Строительство новых ТЭС требует больших капитальных капиталовложений по сравнению с модернизацией существующих, следовательно, средние удельные капиталовложения в строительство новых ПГУ имеют более высокие значения.

С помощью модульной и комплектной поставки энергетического оборудования и строительных материалов заводской готовности существенно снижены сроки ввода в эксплуатацию ПГУ и ГТУ. Эксплуатация ПГУ на полную мощность начинается не позже, чем через 24 месяца после заключения контракта или через 20 месяцев после начала строительства [2].

Согласно прогнозам, развитие экономики и рост населения будут в значительной мере оказывать давление на спрос энергоносителей, но использование энергии в мире станет более эффективным и сместится в сторону видов топлива с низким содержанием углерода. Предполагается, что с 2010 по 2040 г. спрос на все виды энергии увеличится в среднем на 0,9 % в год. Природный газ останется главным источником энергии в мире. Наиболее быстроразвивающимися из основных источников энергии будет природный газ, мировой спрос на который до 2040 г. увеличится примерно на 60 %. Мировой спрос на топливо с меньшим содержанием углерода значительно вырастет [5].

Повышение КПД ТЭС приведет к снижению выбросов CO<sub>2</sub>, что будет способствовать выполнению поставленной задачи России: снижение к 2020 г. выбросы CO<sub>2</sub> на 20 %. КПД некоторых ТЭС представлены на рисунке 1.1.

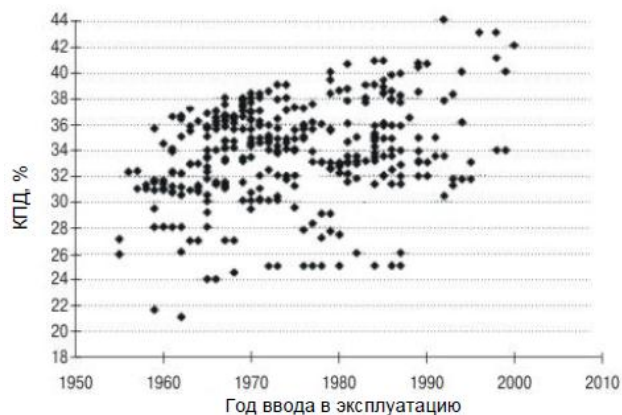


Рисунок 1.1 – Поле КПД европейских ТЭС в зависимости от года ввода в эксплуатацию

Важной задачей по надежному и высокоэкономичному энергообеспечению страны является: замена устаревшего физически и морально оборудования, что обеспечит повышение эффективности использования природного газа; ввод новых энергообъектов на базе парогазовых и газотурбинных технологий как при «переворужении» ТЭЦ и ГРЭС, так и при новом строительстве.

Выделяют четыре основных направления использования ГТУ и ПГУ в энергетике [2]:

- Бинарные ПГУ;
- Двухпоточные схемы ПГУ (аналог параллельной схемы) прежде всего для технического перевооружения ТЭЦ и ГРЭС;
- Газотурбинные надстройки энергоблоков;
- Небольшие ГТУ малой мощности (до 30 МВт )

Наилучшую перспективу имеют бинарные парогазовые установки (ПГУ), КПД которых находится на уровне  $59 \div 62,8$  процентов. В них используются паровые турбины с пониженными параметрами свежего пара по сравнению с традиционными паросиловыми установками. Наиболее масштабно применяются ПГУ с паровыми турбинами мощностью  $60 \div 250$  МВт. Эти турбины хорошо сочетаются с многими газотурбинными установками в одновальном и многовальном исполнении. К другим особенностями ПГУ можно отнести отсутствие системы регенеративного подогрева питательной воды и конденсата и наличие в парогенераторе нескольких контуров генерации пара, который подводится к разным цилиндрам паровой турбины. В таблице 1.3 приведены примерные параметры рабочего тела в контурах парогенератора [3].

Наличие нескольких контуров генерации пара повышает КПД парогенератора, а отсутствие системы регенеративного подогрева питательной воды приводит к значительному уменьшению капитальных затрат на строительство и эксплуатацию ПГУ. По причине этих особенностей ПТУ происходит увеличение расхода пара в части низкого давления (ЧНД) по сравнению с подводимым расходом свежего пара на турбину. Из-за чего в последней ступени ЦНД требуется лопатка с большей пропускной способностью, то есть с большей длиной, нежели в турбинах ТЭС традиционного типа с аналогичной мощностью.

Таблица 1.3 – Параметры рабочего тела в контурах котла-утилизатора

ПГУ	Пар ВД		Пар СД		Пар НД	
	Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа	Температура, °С
Одного давления	5 ÷ 8	490 ÷ 540	—	—	—	—
Двух давлений	5 ÷ 8	490 ÷ 540	—	—	0,5 ÷ 0,7	200 ÷ 230
Трех давлений	11 ÷ 14	500 ÷ 560	2 ÷ 3,5	500 ÷ 540	0,4 ÷ 0,6	200 ÷ 230

Конденсационные установки и конденсаторы паровых турбин утилизационных ПГУ не имеют принципиальных отличий по назначению и функционированию от аналогичных элементов ПСУ традиционных энергоблоков. Конденсационное устройство служит для двух основных целей: конденсации отработавшего пара, покидающего турбину, и установления и поддержания вакуума за последней ступенью турбины. Для обеспечения конденсации поступающего пара конденсатор оснащается системой технического прямого или обратного водоснабжения. За рубежом для ПГУ достаточно широко используются для конденсации пара воздушные конденсаторы. Помимо всего этого, конденсатор оснащается пароструйными или водоструйными эжекторами для постоянного отсоса паровоздушной смеси и поддержания глубокого разряжения. Для откачки образующегося конденсата устанавливаются конденсатные насосы. В целом сам конденсатор и все его вспомогательное оборудование образует конденсационную установку.

Настоящая работа нацелена на изучение конденсационных установок ПГУ (анализ показателей работы и эффективности применения на разных ПГУ; конструктивное исполнение; компоновка; сравнительный анализ основных параметров, определяющих эффективность работы конденсатора).

## 2. ОБЗОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПГУ

В связи с ростом потребностей и международной конкуренции в энергоснабжении потребителей происходит увеличение стоимости энергоносителей. Выходом из сложившейся ситуации является ускоренный ввод перспективных высокоэкономичных ПГУ на базе высокотемпературных ГТУ. Это также позволит снизить вредные выбросы  $\text{CO}_2$  и тем самым улучшить экологическую обстановку.

Рассматривая проблему повышения экономичности газотурбинных установок, следует отметить, что она может быть решена как за счет повышения аэродинамического совершенствования основного оборудования указанных установок (компрессор, камера сгорания, газовая турбина), так и за счет совершенствования их тепловых схем (многоступенчатое расширение рабочего тела в газовой турбине и регенерация теплоты уходящих газов, многоступенчатое сжатие с промежуточным охлаждением и пр.), а также изменением параметров цикла. Наибольшее влияние на увеличение КПД ГТУ оказывает температура перед газовой турбиной.

Однако при всей актуальности обозначенной проблемы ее даже частичное решение в части дальнейшего повышения экономичности газовых турбин представляет исключительно сложную задачу.

Например, традиционные пути повышения экономичности и надежности проточных частей мощных энергетических газовых турбин практически себя исчерпали. КПД их проточной частей достигает 91-92 %, что вплотную приблизило указанные значения к теоретически возможным величинам [6].

На тепловых электрических станциях вместо охлаждения и подогрева воздуха в регенераторе было реализовано использование теплоты выходных газов ГТУ для генерации пара в котлах-утилизаторах в целях дальнейшего использования электрической энергии в паротурбинном цикле.

Не нашли широкого применения в практике строительства мощных газотурбинных установок и схемы с многоступенчатым сжатием и расширением рабочего тела, в первую очередь, из-за резкого усложнения схемы установки и, как следствие, ее удорожания.

Стремление повысить начальную температуру связано, в первую очередь, с выигрышем в экономичности, который это повышение дает. Подобная тенденция наблюдается на всех создаваемых ГТУ (рисунок Б.4, приложение Б), и, в общем-то,

температура 1350–1400 °С считается уже «стандартной». В настоящее время уже есть промышленные образцы с начальной температурой 1600 °С (и даже 1700 °С), например ГТУ фирмы Mitsubishi M701J мощностью 470 МВт [6].

Использование таких температур привело к необходимости применения дорогостоящих композитных жаропрочных материалов и разработки сложных систем охлаждения проточной части газовых турбин.

Дальнейшее повышение мощности и экономичности газотурбинных установок за счет повышения начальной температуры в настоящее время довольно сильно сдерживается, в первую очередь, отсутствием новых жаропрочных материалов и их высокой стоимостью.

В этой связи наиболее перспективными с точки зрения повышения внутреннего относительного КПД газовой турбины и ее мощности являются разработки, связанные со снижением безвозвратных потерь кинетической энергии потока рабочих тел, покидающих последние ступени этих турбин [6].

Далее будут рассмотрены перспективные ПГУ на основе современных высокотемпературных ГТУ мировых лидеров.

## **2.1. ПГУ фирмы Mitsubishi**

Фирма Mitsubishi является одним из представителей мировых лидеров по созданию мощных высокотемпературных ГТУ для парогазовых установок. Чтобы наглядно представить их широкую линейку продукции и достижения в области газотурбинных технологий приведем график (рисунок Б.1, приложение Б) со ссылкой на источник.

Как видно из рисунка Б.1 (приложение Б), на сегодняшний день существует J-серия ГТУ (50 и 60 Гц), которые могут работать при температуре на входе в турбину 1600 °С (на 100 °С выше чем у ГТУ G-серии) и КПД которых при комбинированном цикле находится на уровне 62% [7].

Представителем этой серии является ГТУ M701J (50 Гц).

На базе этой ГТУ может быть реализовано два компоновочных варианта ПГУ: энергоблок с компоновкой 1×1 и 2×1. Производительность первого составляет: мощность – 680 МВт и КПД – 61,7%. Производительность ПГУ конфигурацией 2×1 не приведена.



По информации с сайта производителя в 2016-2017 гг. планируется ввод комбинированного блока ПГУ (M701J x 2) в Kawasaki (Япония). Заказчиком является Tokyo Electric Power. Информация о производительности данного энергоблока не предоставляется.

ГТУ M701J разработана на основе новейших методов проектирования и является наиболее эффективной и экологичной технологией среди ГТУ Mitsubishi (таблица Б.1, приложение Б).

## 2.2. ПГУ фирмы General Electric

General Electric Power является крупнейшим в мире поставщиком ГТУ для парогазовых установок. Компания имеет огромное количество оборудования для удовлетворения самых сложных энергетических требований [8].

Мощные ГТУ GE поддерживают операцию простого и комбинированного цикла для чистого производства электроэнергии, когенерации, механического привода и теплоснабжения. Компанией введены технологии E-класса, F-класса и H-класса (рисунок Б.2, приложение Б).

Представителем H-класса является ГТУ 9HA.01/.02 (50 Гц).

На базе этой ГТУ может быть реализовано два компоновочных варианта ПГУ: энергоблок с компоновкой 1×1 и 2×1. Производительность ПГУ в зависимости от их компоновочного решения представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические данные ГТУ 9HA.02 в комбинированном цикле

Конфигурация ПГУ	1×1	2×1
Частота	50 Гц	50 Гц
Мощность	774 МВт	1552 МВт
КПД	62,70 %	62,80 %
Удельный расход теплоты топлива	5739 кДж/кВт×ч	5729 кДж/кВт×ч
Прирост нагрузки	70 МВт/мин	140 МВт/мин
Время пуска	< 30 минут	< 30 минут

Информация о характеристиках ГТУ 9HA.02 приведена в таблице Б.2 (приложение Б).

### 2.3. ПГУ фирмы Siemens

Парогазовые установки создаются фирмой Siemens на базе ГТУ мощностью от 4 до 400 МВт, которые полностью удовлетворяют высоким требованиям самых различных областей применения в плане надежности, эффективности, экологической безопасности и гибкости, обеспечивая низкие затраты полного срока эксплуатации и высокую отдачу от инвестиций (рисунок Б.3, приложение Б).

Из представленного рисунка Б.3 (приложение Б) лидером по вырабатываемой мощности среди ГТУ является SGT5-8000H.

На базе этой ГТУ может быть реализовано два компоновочных варианта ПГУ: энергоблок с компоновкой 1×1 и 2×1. Производительность ПГУ в зависимости от их компоновочного решения представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические данные SGT5-8000H в комбинированном цикле [9]

Конфигурация ПГУ	1×1	2×1
Мощность	600 МВт	1200 МВт
КПД	> 60 %	> 60 %
Удельный расход теплоты топлива	< 6000 кДж/кВт×ч	< 6000 кДж/кВт×ч

Основные характеристики Siemens SGT5-8000H в простом цикле приведены в таблице Б.3 (приложение Б).

### 2.4. ПГУ российских производителей

К сожалению, по многим причинам российское энергомашиностроение, занимавшее в 70-х годах прошлого столетия передовые позиции в области энергетического газотурбостроения, в настоящее время не готово к коммерческим поставкам современных мощных конкурентоспособных отечественных ГТУ высокого технического уровня. Ввод газотурбинных и парогазовых технологий происходит крайне медленно, что не может не повлиять на прогрессирующий дефицит выработки электроэнергии и тепла в России. Это дает все основания энергогенерирующим компаниям заказывать более прогрессивное энергооборудование у зарубежных производителей.

### 3. АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК КОНДЕНСАЦИОННЫХ УСТАНОВОК ПГУ

Повышение энергоэффективности энергоблоков ПГУ возможно прежде всего путем совершенствования термодинамического цикла ПТУ. Это может быть достигнуто за счет повышения начальных параметров пара или снижения давления пара, отработавшего в турбине. При этом первый путь возможен исключительно для новых ТЭС. Получение и поддержание оптимального давления пара, отработавшего в турбине, обеспечивается работой низкопотенциального комплекса (НПК) ТЭС, в состав которого входит конденсационная установка. От эффективности работы НПК напрямую зависит экономичность энергоблока (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Изменение мощности турбин и экономичности ПТУ при изменении давления отработавшего пара на  $\pm 1$  кПа [16]

Марка турбины	Номинальная мощность турбины, МВт	Изменение мощности турбины, МВт	Изменение экономичности ПТУ, %
К-300-240 ХТЗ	300	3,34	1,11
К-500-240 ХТЗ	500	3,88	0,78
Т-110/120-130 ТМЗ	120	1,25	0,73

В большинстве случаев проблемы при работе НПК, связанные с ограничениями расходов охлаждающей воды, повышенной ее температурой на входе в конденсатор, с недостаточной эффективностью теплообмена, приводят к ограничению мощности энергоблока и существенной недовыработки электроэнергии.

Конденсатор должен не только обеспечивать необходимые теплогидравлические показатели и надежность, но и иметь определенные размеры и рациональную компоновку, позволяющие поместить его в отведенном месте.

Паровые турбины большой мощности имеют большое число выхлопных патрубков (до восьми), которые направляют пар в конденсаторы.

В конструктивных решениях можно выделить два основных варианта включения конденсаторов по пару: связки «выхлопной патрубок – корпус конденсатора» и «несколько выхлопных патрубков – на один корпус конденсатора».

По числу отдельных корпусов, в которых размещена все поверхность охлаждения, различаются однокорпусные и многокорпусные конденсаторы. В практике наиболее часто реализуется вариант одно- и двухкорпусного выполнения конденсаторов с параллельными потоками пара.

По расположению конденсаторов относительно турбины все известные схемы могут быть классифицированы по двум основным признакам – местоположению конденсатора относительно турбины и расположению оси трубного пучка конденсатора относительно продольной оси турбоагрегата [16].

По первому признаку различают три типа конденсаторов:

- подвальный (конденсатор расположен под турбиной, обычно в пределах фундамента агрегата);
- боковой или бесподвальный (корпус конденсатора расположен сбоку от турбины за пределами ее фундамента);
- интегральный (трубный пучок komponуется во внешнем корпусе ЦНД или в его части).

По второму признаку различают два варианта:

- конденсаторы с поперечным (по нормали к оси турбины) расположением;
- конденсаторы с аксиальным (параллельно оси турбины) расположением.

Наиболее часто применяется подвальное поперечное расположение конденсатора (рисунок 3.1). В большинстве случаев для мощных турбин один корпус конденсатора объединяется в блок с одним ЦНД. Такая схема позволяет на базе отработанного блока «ЦНД — конденсатор» с наименьшими затратами наращивать единичные мощности турбин за счет унифицированных блоков.

По условиям компоновки турбоагрегата ширина подвального поперечного конденсатора ограничена осевой длиной ЦНД. Данная схема не накладывает ограничений на длину конденсатора, которая обычно ограничена сортаментом (длиной) применяемых в конденсаторе трубок. В этих условиях увеличение габаритов аппарата может осуществляться только за счет высоты, что существенно влияет на величину парового сопротивления конденсатора и напор циркуляционного насоса из-за возрастания некомпенсированной сифоном геодезической высоты подачи охлаждающей воды.

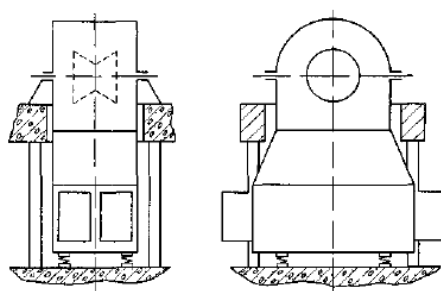


Рисунок 3.1 – Схема подвального поперечного расположения конденсатора

[16]

Для подачи пара из выхода ЦНД корпус конденсатора соединен с нижней частью цилиндра переходным патрубком (с помощью сварки), который в общем случае имеет форму усеченной пирамиды. Минимально возможная высота переходного патрубка обычно определяется по условиям компоновки трубопроводов регенеративных отборов турбины, которые выводятся из ЦНД. При этом необходимо учитывать, что с увеличением угла раскрытия патрубка потери давления и неравномерность потока по входному сечению корпуса конденсатора возрастают.

По схеме с одним подвальным поперечным конденсатором выполнены ПТУ ТЭС с турбинами К-50-8,8, ПТ-50-8,8/1,3, Т-50-12,8, ПТ-60-12,8/1,3, ПТ-80/100-12,8/1,3, К-300-23,5 ЛМЗ; ПТ-140/165-12,8, Т-250/300-23,5 ТМЗ; К-300-23,5 ХТЗ и со всеми турбинами КТЗ. По схеме с двумя подвальными поперечными конденсаторами, подключенными параллельно по охлаждающей воде, выполнены ПТУ с турбинами К-100-8,8, К-200-12,8 ЛМЗ; Т-110/120-12,8, Т-175/215-12,8 ТМЗ и К-100-8,8, К-160-12,8 ХТЗ [17].

Подвальный продольный конденсатор отличается от поперечного тем, что обычно один корпус конденсатора принимает пар из нескольких выхлопов, в том числе и от нескольких ЦНД. Габариты подвального продольного конденсатора по ширине ограничены шириной фундамента, а по длине — длиной ЦНД (рисунок 3.2). Так как протяженность ЦНД часто больше длины охлаждающих трубок, то корпус конденсатора изготавливают из двух-трех частей, которые соединяют по воде промежуточными водяными камерами. Для сборки трубок в такой конденсатор (при его монтаже) используют пространство под ЦВД и генератором.

Общей характерной особенностью подвальных компоновок конденсаторов является то, что поток пара за последней ступенью турбины для того, чтобы попасть в конденсатор, должен развернуться на угол до  $90^\circ$ , а это приводит к потерям давления в выхлопном патрубке.

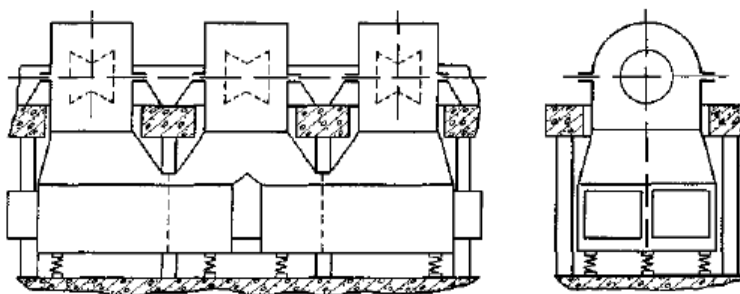


Рисунок 3.2 – Схема подвального продольного расположения конденсатора  
[16]

По схеме с двумя подвальными продольными конденсаторами, подключенными параллельно по охлаждающей воде, выполнены ПТУ с турбинами К-500-23,5, К-800-23,5 и К-1200-23,5 ЛМЗ. Каждый из этих конденсаторов состоит из двух секций, подключенных последовательно по охлаждающей воде. В каждую секцию из турбины К-500-23,5 поступает два потока пара, а из более мощных турбин – три потока [17].

Боковая продольная компоновка конденсатора (рисунок 3.3) дает возможность свободного размещения поверхности охлаждения при обеспечении необходимого уровня скоростей пара в трубном пучке, гарантирующего удовлетворительные тепловые характеристики конденсатора.

Другим преимуществом боковой компоновки являются низкие потери в выхлопном патрубке турбины за счет меньшего угла поворота потока. Кроме того, боковая компоновка позволяет снизить общую высоту турбоагрегата. Длина бокового продольного конденсатора ограничена, ширина явных ограничений не имеет, а высоту обычно выбирают в соответствии с вертикальным размером ЦНД. Для уменьшения затрат на прокачку охлаждающей воды деление конденсатора на потоки по воде обычно осуществляют по высоте, что позволяет иметь у насоса нижнего потока меньший напор.

Боковая продольная компоновка предусматривает, как правило, применение для одного ЦНД двух конденсаторных корпусов, расположенных по обе стороны от турбины. Каждый из корпусов соединен с выхлопами ЦНД не менее чем двумя переходными патрубками, конфигурация и размеры которых должны обеспечивать равномерный подвод пара к трубным пучкам и низкие потери давления.

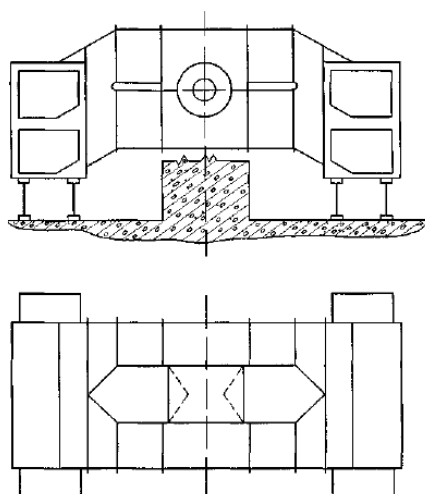


Рисунок 3.3 – Схема бокового продольного расположения конденсатора [16]

Для размещения бокового конденсатора в машинном зале необходимо резервировать дополнительную площадь (в соответствии с его габаритами).

К числу недостатков данной компоновки следует отнести также и то, что размещение конденсатора вдоль турбины затрудняет доступ к ЦНД для обслуживания и ремонта, а боковой подвод пара усложняет процесс проверки гидравлической плотности парового пространства конденсатора при монтаже и ремонтах.

Основное отличие интегральной продольной компоновки конденсатора (рисунок 3.4) заключается в том, что поверхность охлаждения компоуется непосредственно во внешнем корпусе ЦНД. При таком решении отпадает необходимость в переходных патрубках, а это обеспечивает минимальные металлоемкость и габариты всего блока «ЦНД — конденсатор». В остальном интегральная продольная компоновка имеет те же особенности, что и схема с боковыми продольными конденсаторами.

Выбор варианта компоновки блока «ЦНД — конденсатор» обычно осуществляется на основе технико-экономического анализа низкопотенциального комплекса конкретной электростанции. В качестве функции цели в этом случае рассматривается сумма расчетных приведенных затрат на систему «турбина — конденсатор — водоохладитель». Существенное значение при этом имеют схемы включения конденсаторов по охлаждающей воде.

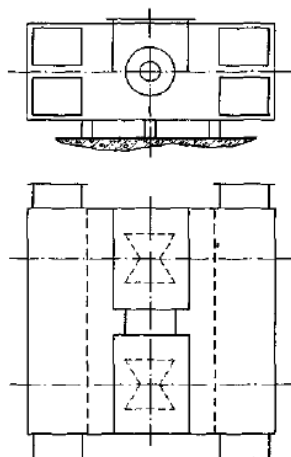


Рисунок 3.4 – Схема интегрального продольного расположения конденсатора  
[16]

В турбоустановках большей единичной мощности широкое распространение получили схемы с аксиальным расположением конденсаторов (параллельно или вдоль оси паровой турбины).

Проектирование крупных конденсаторов мощных паровых турбин потребовало поиска новых технических решений для обеспечения интенсивной теплопередачи тепла от конденсируемого пара к охлаждающей воде при сохранении уровня надежности и удовлетворении эксплуатационных требований.

Аксиальная компоновка имеет дополнительное преимущество в том, что позволяет разделить конденсатор на секции с различным давлением пара (секционированные конденсаторы). Такие отсеки образуются при последовательном пропуске охлаждающей воды через корпуса конденсаторов как при продольном, так и при поперечном их размещении относительно оси турбины ( рисунок 3.5, 3.6 ).

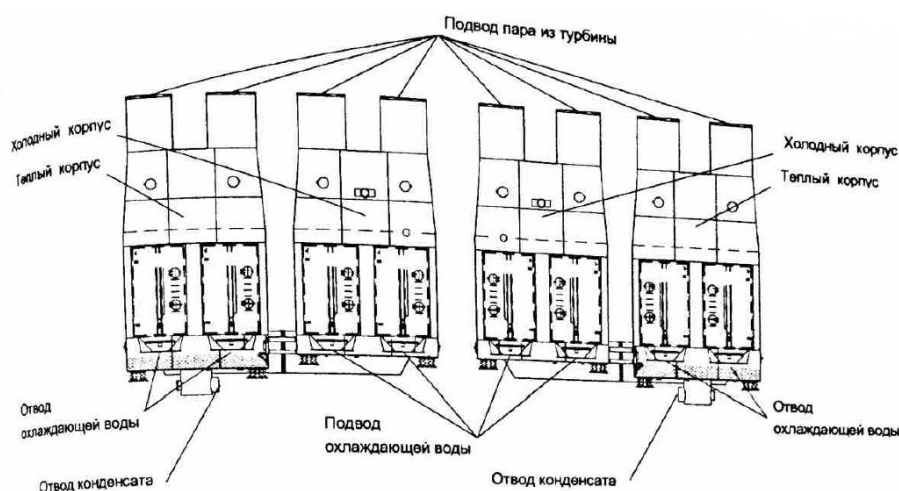


Рисунок 3.5 – Конденсатор с поперечным расположением относительно оси турбины мощностью 1000 МВт [18]

Количество отсеков может быть два и более (вплоть до числа выхлопов турбины), а различное давление пара в них позволяет применять рабочие лопатки разной длины, в соответствии с объемным расходом пара через последние ступени. Некоторым конструктивным усложнением конденсатора при секционировании является устройство подогрева конденсата, перепускаемого из холодного отсека в теплый с повышенным давлением насыщенного пара. Прирост мощности турбины при ступенчатой конденсации пара может достигать 0,1...0,5 % в зависимости от температуры охлаждающей воды, а также от кратности охлаждения. Увеличение числа отсеков давления в конденсаторе свыше двух на приросте мощности турбины сказывается незначительно. В то же время повышение температуры охлаждающей воды и снижение кратности охлаждения делают все более оправданной ступенчатую конденсацию отработавшего пара турбины. Общая тенденция ухудшения условий водоснабжения (повышение температуры охлаждающей воды и ее дефицит)



свидетельствует о целесообразности использования преимуществ разделения конденсаторов по давлению при разработке новых проектов мощных ПТУ [18].

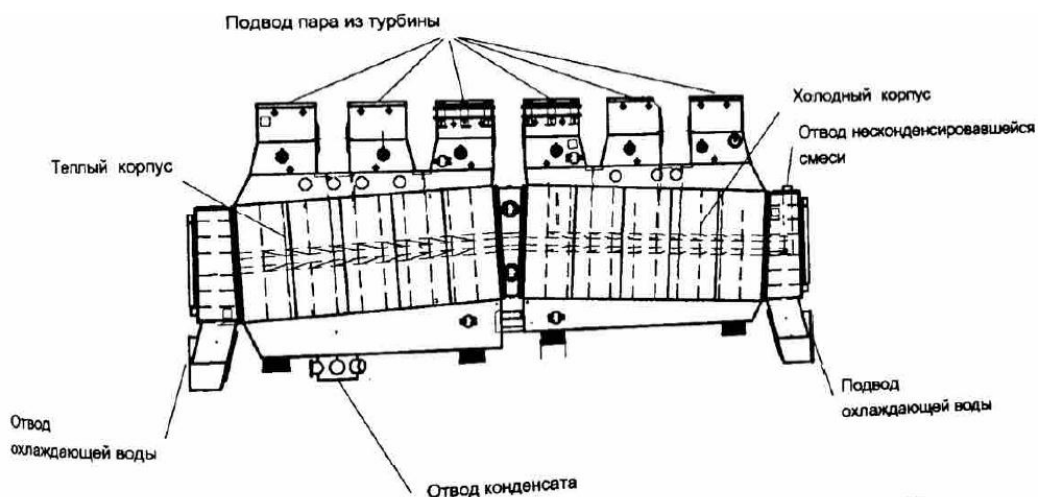


Рисунок 3.6 – Конденсатор с продольным расположением относительно оси турбины мощностью 800 МВт [18]

В приложении А приведены основные характеристики конденсаторов для конденсационных и теплофикационных турбин [17].

### 3.1. Конденсационные установки конденсационных турбин ПГУ

На примере ПТУ, в которую входит паровая турбина К-245-13,3, рассмотрим конструкцию конденсатора 300-КЦС-1 (3) [17]. ПТУ предназначена для работы в составе энергоблока №6 ПГУ-800 Киришской ГРЭС.

На рисунке 3.7 показан общий вид конденсатора 300-КЦС-1 (3). Компоновка трубного пучка данного конденсатора изображена на рисунке 3.8.

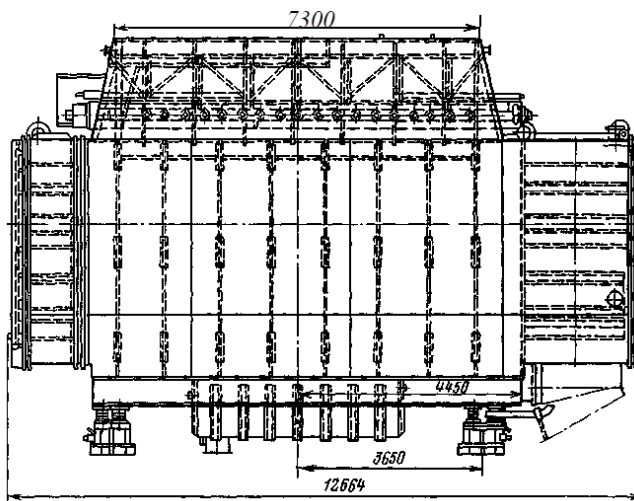


Рисунок 3.7 – Общий вид конденсатора 300-КЦС-1 (3) ЛМЗ



Рисунок 3.8 – Компоновка трубного пучка конденсатора 300-КЦС-1 (3) ЛМЗ

Трубный пучок имеет ленточную компоновку с вертикальным расположением петель ленты, обеспечен широкий фронт натекания пара. Воздухоохладитель выделен в нижней части пучка, отсос боковой. Охлаждающие трубки завальцованы в трубные доски толщиной 28 мм и уплотнены после этого битумом или специальным резиновым покрытием.

Корпус конденсатора практически прямоугольной формы сваривается при монтаже из шестнадцати отдельных блоков.

Конденсатор выполнен двухходовым с двумя отдельными потоками циркуляционной воды. Для этого каждая из передних водяных камер разделена вертикальной перегородкой. Подвод циркуляционной воды выполнен во внешние части корпуса, в зону, где расположен воздухоохладитель. Крышки водяных камер и трубные доски скреплены анкерными связями.

Конденсатор имеет два деаэрационных конденсатосборника. Для подогрева в них конденсата используется пар из шестого отбора турбины.

Конденсатор оборудован солевыми отсеками для обнаружения и улавливания конденсата, загрязненного присосами циркуляционной воды, отсеки расположены между основными трубными досками и ближайшими к ним промежуточными перегородками. На основе периодически проводимого химического анализа воды из солевых отсеков делается заключение о герметичности вальцовочного соединения труб конденсатора.

В горловине конденсатора установлен ряд вспомогательных устройств, необходимых для работы ПТУ. Два пускосбросных устройства служат для сброса пара в конденсатор при пусках и остановках турбины. Каждое из устройств представляет собой трубу диаметром 600 мм с большим количеством отверстий, проходя через которые, пар снижает свое давление, и внутри трубы помещена вторая труба диаметром 150 мм, из которой через большое количество мелких

сверлений распыливается конденсат, подаваемый из напорной линии конденсатных насосов. Этим достигается охлаждение сбрасываемого во внешнюю трубу пара.

По двум трубопроводам, установленным в горловине, подводится обессоленная вода для подпитки водяного контура турбоустановки, деаэрация этого потока воды производится в конденсаторе. Через горловину конденсатора проходят и трубопроводы последних отборов ЦНД, из которых пар поступает в подогреватели регенеративной системы подогрева питательной воды.

Далее приведена информация о конденсационных ПТУ, входящих в состав действующих парогазовых КЭС. Максимально возможно представлены сведения о конденсационных установках конденсационных паровых турбин. Так как многие характеристики конденсатора полностью зависят от паровой турбины (от вида, конструкции и т.д), то необходимо кратко пояснить о ее особенностях. Также приводятся принципиальные тепловые схемы турбоустановки парогазовой КЭС.

**ПТУ К-153-11,0** [10]. Работает в составе двухконтурной ПГУ-450 ТЭЦ нового завода в Мурманской области, включает двухцилиндровую турбину. Цилиндр низкого давления – новый сварной и разработан на базе ЦНД турбины К-110-1,6. Турбина разработана на базе серийных турбин ЗАО УТЗ.

Турбоустановка комплектуется конденсаторной группой КГ-12000 с расходом охлаждающей воды до  $27000 \text{ м}^3 / \text{ч}$ .

В приложении В представлены технические характеристики турбоустановки (таблица В.1) и принципиальная тепловая схема (рисунок В.1).

**ПТУ К-74-6,8** [10]. Предназначена для работы в составе двухконтурной ПГУ-230 для Заинской ГРЭС. Турбина одноцилиндровая, выхлопная часть ЧНД унифицирована с турбиной ПТ-90/125-130/10-2.

Турбоустановка комплектуется конденсатором К-6000 (площадь поверхности теплообмена составляет  $6000 \text{ м}^2$ , расход охлаждающей воды –  $13500 \text{ м}^3 / \text{ч}$ ).

В приложении В представлены технические характеристики турбоустановки (таблица В.2) и принципиальная тепловая схема (рисунок В.2).

**ПТУ К-245-13,3** [1]. Паротурбинная установка, модернизированная специалистами филиала ОАО «Силловые машины» - ЛМЗ из существующей турбины К-300-23,5-1, предназначена для работы в составе энергоблока №6 ПГУ-800 Киришской ГРЭС. Также в состав ПГУ-800 входят две ГТУ SGT5-4000F.

Для работы установки в составе энергоблока ПГУ в результате изменения тепловой схемы потребовалась модернизация верхней части конденсатора 300КЦС-3 с установкой четырех новых пароприемных устройств: двух ППУ-700 высокого

давления и двух ППУ-300 низкого давления. Пароприемные устройства рассчитаны на прием и охлаждение полного расхода пара, сбрасываемого через БРОУ СД и БРОУ НД. В остальном конденсатор конструктивно не изменился. Расчетное давление в конденсаторе – 2,26 кПа.

В состав конденсационной установки входят две группы конденсатных насосов: первого подъема – КсВ-500-85 (4 шт.); второго подъема – КсВ-500-150-IT (3 шт.) (рисунок В.3, приложение В).

Повышенные присосы воздуха в конденсатор приводят к недовыработке мощности примерно 2,7 МВт. В пересчете на удельные показатели это соответствует снижению КПД брутто паротурбинной установки на 0,4%, снижение КПД брутто энергоблока на 0,2%, повышению удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии на 0,7 г/(кВт·ч) [1].

**ПТУ SST-600** [19]. Одноцилиндровая турбина мощностью до 100 МВт может работать в конденсационном режиме, а также в режимах с регулируемыми отборами пара и противодавлением. Входит в состав ПГУ-200 Юго-Западной ТЭЦ (Санкт-Петербург). В энергоблок ПГУ-200 входит две ГТУ SGT-1000F Ansaldo Energia.

В конденсатор в зависимости от режима эксплуатации по мощности и тепловой нагрузке направляется отработавший пар с расходом 18-239 т/ч.

Двухходовой конденсатор с площадью теплообмена 4968 м<sup>2</sup> обеспечен шариковой системой очистки конденсаторных трубок. Поддержание разряжения в нем осуществляется водоструйными эжекторами.

### **3.2. Конденсационные установки теплофикационных турбин ПГУ**

В отличие от конденсаторов конденсационных турбин, конденсаторы теплофикационных турбин помимо основного трубного пучка имеют встроенный пучок со своими водяными камерами и независимыми подводами и отводами охлаждающей воды. Обычно поверхность теплообмена встроенного трубного пучка составляет 15-25% от общей поверхности теплообмена конденсатора. Необходимость в дополнительном пучке можно объяснить следующими особенностями.

В теплофикационных турбинах на режимах работы с тепловой нагрузкой имеется пропуск пара в конденсатор, служащий для охлаждения ступеней ЦНД. Потери теплоты в конденсаторе на этих режимах работы могут быть сведены к минимуму или полностью исключены, в частности, использованием теплоты пара,

поступающего в конденсатор, в цикле электростанции, например, для подогрева обратной сетевой воды или подпиточной воды тепловых сетей.

К основному трубному пучку конденсатора предусматривается подвод циркуляционной воды, а к встроенному пучку циркуляционной воды и воды тепловых сетей (обратной сетевой или подпиточной).

На режиме работы турбины с конденсационной выработкой электроэнергии в основной и встроенный трубные пучки (или только в основной пучок) поступает циркуляционная вода, подвод сетевой воды к встроенному пучку на этом режиме работы турбины отключен.

При работе турбины на теплофикационном режиме с ограниченным пропуском пара в конденсатор отключается подвод циркуляционной воды к основному и встроенному пучкам, а встроенный пучок охлаждается сетевой или подпиточной водой. Переход с одного режима на другой производится на ходу, без останова турбины.

На рисунке 3.9 в качестве примера показана конструкция конденсатора К2-14000-1 турбины Т-250/300-240-2 ТМЗ. Конденсатор установлен так, что его ось перпендикулярна оси турбины, аппарат приварен к ее выходному патрубку и дополнительно опирается на пружинные опоры. Основные трубные пучки 3 размещены симметрично относительно оси турбины; компоновка трубок в пучке ленточная с треугольной разбивкой. Воздухоохладитель 6 выделен в самостоятельный пучок (с помощью направляющих щитов по паровой стороне конденсатора). Конденсатор – двухпоточный, двухходовой. Перегородки 7 передних водяных камер делят трубный пучок на две части таким образом, что трубный пучок воздухоохладителя 6 охлаждается первым ходом воды.

Встроенный трубный пучок 4 расположен на оси конденсатора, имеет свои водяные камеры и индивидуальный отсос воздуха. Разбивка трубного пучка также треугольная. Основные трубные доски конденсатора общие как для основного трубного пучка, так и для встроенного. Встроенный пучок – однопоточный, четырехходовой по воде (возможен переход на двухходовой вариант).

Корпус конденсатора – цельносварной с приваренными водяными камерами. Фланцевые соединения предусмотрены только на крышках водяных камер. В горловину конденсатора, кроме пускосбросного устройства и подвода химически очищенной воды, встроен подогреватель низкого давления (ПНД-1).

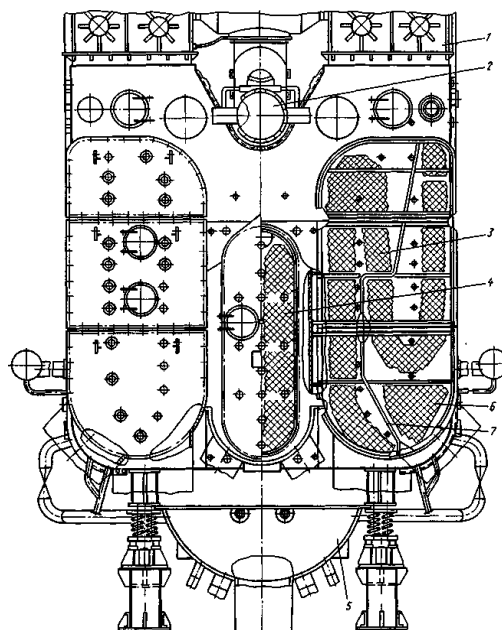


Рисунок 3.9 – Конденсатор K2-14000-1 ТМЗ [17]

Далее приведена информация о ПТУ, входящих в состав действующих парогазовых ТЭЦ. Максимально возможно представлены сведения о конденсационных установках паровых турбин. Так как многие характеристики конденсатора полностью зависят от паровой турбины (от вида, конструкции и т.д), то необходимо кратко пояснить о ее особенностях. Также приводятся принципиальные тепловые схемы турбоустановки парогазовой ТЭЦ.

Необходимо отметить, что доля теплофикационных энергоблоков, предполагаемых к строительству в составе ПГУ, составляет 80% общего количества строящихся парогазовых установок [26].

**ПТУ Т-22/28-2,8** [10]. Турбоустановка предназначена для работы в составе одноконтурной ПГУ-75. Турбина одноцилиндровая, выхлопная часть выполнена на базе турбины ПТ-30. Разработана на базе серийных паровых турбин ЗАО УТЗ. Основные характеристики этой турбины приведены в таблице Г.1 (приложение Г).

Турбоустановка комплектуется конденсатором К-2000 (площадь поверхности теплообмена составляет  $2000 \text{ м}^2$ , расход охлаждающей воды –  $5000 \text{ м}^3 / \text{ч}$ ). При работе по тепловому графику расход пара в конденсатор не превышает 4 т/ч.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки изображена на рисунке Г.1 (приложение Г).

**ПТУ ПТ-22/35-7,5** [10]. Турбоустановка предназначена для работы в составе двухконтурной ПГУ-90. Турбина одноцилиндровая, выхлопная часть разработана на

базе турбины Т-50/60-130. Разработана на базе серийных паровых турбин ЗАО УТЗ. Основные характеристики этой турбины приведены в таблице Г.1 (приложение Г).

Турбоустановка комплектуется конденсатором К-2000 (площадь поверхности теплообмена составляет  $2000 \text{ м}^2$ , расход охлаждающей воды –  $5000 \text{ м}^3 / \text{ч}$ ). При работе по тепловому графику расход пара в конденсатор не превышает 4 т/ч.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки изображена на рисунке Г.2 (приложение Г).

**ПТУ Т-58/77-6,7** [11]. Турбоустановка предназначена для работы в составе двухконтурной ПГУ-230 для ТЭЦ на площадке «Молжаниновка» (Москва). Турбина двухцилиндровая, цилиндр низкого давления двухпоточный и полностью унифицирован с ЦНД турбины Т-110. Основные характеристики турбины приведены в таблице Г.2 (приложение Г).

Турбоустановка комплектуется конденсатором К-6200 (площадь поверхности теплообмена составляет  $6200 \text{ м}^2$ , расход охлаждающей воды –  $16000 \text{ м}^3 / \text{ч}$ ). Конденсатор имеет встроенный пучок для пропуска циркуляционной, подпиточной или сетевой воды. При работе по тепловому графику расход пара в ЦНД и конденсатор не превышает 10 т/ч.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки изображена на рисунке Г.3 (приложение Г).

**ПТУ Т-114/148-7,5** [11]. Турбоустановка предназначена для работы в составе двухконтурной ПГУ-500 одной из ТЭЦ г. Санкт-Петербурга. Турбина трехцилиндровая, цилиндр низкого давления двухпоточный и полностью унифицирован с ЦНД турбины Т-185. Основные характеристики турбины приведены в таблице Г.2 (приложение Г).

Турбоустановка комплектуется конденсатором К-12000 (площадь поверхности теплообмена составляет  $12000 \text{ м}^2$ , расход охлаждающей воды –  $27000 \text{ м}^3 / \text{ч}$ ).

Принципиальная тепловая схема турбоустановки изображена на рисунке Г.4 (приложение Г).

**ПТУ Т-113/145-12,8** [12]. Турбоустановка предназначена для работы в составе трехконтурной ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ. Эта парогазовая установка включает в себя также газовую турбину фирмы Mitsubishi M701F4 мощностью 303 МВт.

Паровая турбина представляет из себя трехцилиндровый агрегат. Выхлопные части ЦНД по конструкции унифицированы с выхлопными частями турбины Т-250.

Основные характеристики ПТУ приведены в таблице Г.3 (приложение Г).

С учетом работы турбоустановки в блоке с КУ осуществляется прием из него в конденсаторы редуцированного и охлажденного пара после быстродействующих редуционно-охладительной установки из контуров ВД и ПП, а также пара из контура НД как в период пусковых операций, так и при возникновении других ситуаций, например сброса электрической нагрузки. При этом случае конденсационная установка готова принять полный расход пара на турбину, что позволяет исключить значительные потери пара при его выхлопе в атмосферу, снизить уровень шума на территории ТЭЦ и в окружающих ее зонах, сохранить в норме экологическую ситуацию в районе ТЭЦ.

Конструкция конденсаторов в конденсаторной группе КГ2-12000-IV и обвязка их трубопроводами обеспечивают прокачку циркуляционной воды через основные и встроенные пучки в два хода. Через встроенные пучки на Краснодарской ТЭЦ пропускается только циркуляционная вода, и давление в основных и во встроенном пучках одинаково. Благодаря этому установлен один, общий на все пучки, эжектор циркуляционной системы. Входные-выходные камеры циркуляционной воды расположены слева от оси турбоагрегата. Циркуляционная вода также используется для охлаждения масла в маслоохладителях общей системы смазки турбины и генератора, в воздухоохладителях генератора, а также в охладителе конденсата системы регулирования.

На сливе конденсата из конденсаторов установлено три вертикальных конденсатных насоса КсВ-320-160-2, один из которых является резервным.

Конденсаторы имеют подвальное расположение (рисунок Г.5, приложение Г).

**ПТУ Т-48/62-7,4/0,12** [13]. Турбоустановка предназначена для работы в составе ПГУ-180 Адлерской ТЭС. Эта парогазовая установка включает в себя также две ГТУ АЕ64.3А мощностью 65,8 МВт производства Ansaldo Energia (Италия). Введено два энергоблока ПГУ-180.

Турбоустановка комплектуется одноходовым двухпоточным конденсатором КП-3000-2, в котором в качестве охлаждающей жидкости используется химически очищенная вода с температурой не более 41 °С. Конденсатор имеет два дроссельно-увлажнительных устройства высокого давления (ДУУ ВД) и два дроссельно-увлажнительных низкого давления (ДУУ НД) для приема



редуцированного пара от быстродействующих редуционно-охладительных установок.

Сухая градирня каждого энергоблока состоит из 10 секций и образует сплошной блок, размеры которого составляют 66×32×33 м. В каждой секции объединено пять дельт высотой 24 м. Кроме того, в ее контуре имеются восемь дельт высотой 18 м (по четыре в каждом секторе), расположенных на торцевой стороне градирни.

Тепло передается атмосферному воздуху в алюминиевых водовоздушных теплообменниках типа Форго, специально разработанных для того, чтобы избежать коррозионных повреждений, наблюдавшихся при применении биметаллических оребренных труб и вызывавших снижение производительности и надежности градирни.

Для охлаждения циркуляционной воды помимо воздушно-конденсационной установки (ВКУ) в системе имеется контур вспомогательного охлаждения – аппараты воздушного охлаждения (АВО). Контур ВКУ и АВО гидравлически независимы один от другого и имеют свои расширительные баки объемом 32 м<sup>3</sup>, каждый из которых обеспечивает:

- избыточное давление на всасывающем патрубке циркуляционных насосов;
- компенсацию теплового расширения воды;
- необходимый запас воды для заполнения градирни;

Для защиты теплообменников от обмерзания охлаждающие дельты оснащены жалюзийным устройством с электромеханическим приводом.

При высоких температурах наружного воздуха (свыше 27 °С) для повышения интенсивности охлаждения производится орошение дельт.

Производительность ВКУ может изменяться путем изменения частоты вращения работающих вентиляторов частотными преобразователями (максимальная скорость 90 об/мин).

**ПТУ Т-63/76-8,8** [14]. Турбоустановка предназначена для работы в составе ПГУ-230 вместе с газовой турбиной ГТЭ-160-4(7) производства ОАО ЛМЗ или V94.2А производства фирмы Siemens (рисунок Г.6, приложение Г). Проект ПГУ разработан для Ижевской ТЭЦ-1, Владимирской ТЭЦ-2, Новобогословской ТЭЦ и Кировской ТЭЦ-3.

В комплекте с турбоустановкой поставляется конденсатор К-6000, площадь поверхности теплообмена которого составляет 6000 м<sup>2</sup>, расход охлаждающей воды

– 13500 м<sup>3</sup>/ч. Конденсатор имеет подвальное расположение (рисунок Г.7, приложение Г).

Первоначально предполагалось, что на базе турбины и генератора, работающих в составе ПГУ-230, должна быть разработана турбоустановка с типовой бесподвальной компоновкой для размещения на ряде вновь возводимых объектов. Однако уже на первых стадиях разработки появилась необходимость учитывать конкретные условия практически каждого объекта в отдельности. В результате только для Ижевской ТЭЦ-1 и Новобогословской ТЭЦ удалось использовать одну, так называемую типовую, компоновку. На Владимирской ТЭЦ-2 пришлось адаптировать типовую компоновку к условиям машинного зала с подвалом – установить турбоагрегат (турбину и генератор) на фундаменте, опирающемся на существующую в машинном зале нижнюю фундаментную плиту. Наиболее существенно отличающейся от типовой оказалась компоновка с развернутым на 180 ° конденсатором (с подводом, отводом циркуляционной воды со стороны, противоположной маслобаку), что является нетрадиционным для турбин УТЗ решением. Необходимость в таком решении возникла на Кировской ТЭЦ-3 из-за ограниченных размеров площадки, выделенной под главный корпус ТЭЦ. В результате по сравнению с типовой компоновкой часть вспомогательного оборудования турбоустановки пришлось размещать в новом месте, часть трубопроводов перетрассировывать.

Поскольку турбоустановка работает с КУ в конденсаторе организован прием пара, сбрасываемого из КУ как в период пусковых операций, так и при возникновении других ситуаций, например, сброса электрической нагрузки. В этом случае конденсационная установка готова принять полный расход пара на турбину, что позволит исключить значительные потери пара при выхлопе его в атмосферу, снизить шумность на территории ТЭЦ и в окружающих зонах, сохранить экологическую ситуацию в районе ТЭЦ в норме.

Конструкция конденсатора и обвязка его трубопроводами обеспечивают прокачку циркуляционной воды через основные и встроенный пучки в два хода. Через встроенный пучок пропускается только циркуляционная вода; таким образом, давление в основных и встроенном пучках одинаково. Поэтому установлен один, общий на все пучки, эжектор циркуляционной системы. Входные и выходные камеры циркуляционной воды расположены на стороне маслобака, слева от оси турбоагрегата. Циркуляционная вода также используется для охлаждения масла в

маслоохладителях общей системы смазки турбины и генератора и в воздухоохладителях генератора.

На сливе конденсата из конденсаторов установлено два вертикальных конденсатных насоса КсВ-320-160-2, один из которых является резервным.

Существует два варианта компоновки ПГУ: подвальная и бесподвальная.

Основные характеристики ПТУ приведены в таблице Г.4 (приложение Г).

**ПТУ Т-40/50-8,8.** [15]. Турбоустановка предназначена для работы в составе ПГУ-115 вместе с газовой турбиной типа PG6111FA фирмы General Electric.

В комплекте с турбоустановкой поставляется конденсатор К-3100, площадь поверхности теплообмена которого составляет  $3100\text{ м}^2$ . Конденсатор имеет подвальное расположение.

Основной конденсат сливается из конденсато-сборника конденсатора тремя вертикальными насосами КсВ-125-140-1. Один из них находится в резерве. В работе могут находиться как оба насоса (при максимальном конденсационном режиме), так и один насос (при работе в теплофикационном режиме или в режимах с частичным пропуском пара в конденсатор).

При режимах с частичным пропуском пара в конденсатор минимальный расход конденсата, необходимый для обеспечения нормальной работы охлаждающих устройств основных эжекторов, эжектора уплотнений и сальникового подогревателя, обеспечивается рециркуляцией конденсата. Конденсационная установка снабжена двумя основными эжекторами, которые обеспечивают удаление неконденсирующихся газов из парового пространства конденсатора. Кроме того, в состав турбоустановки входят пусковой эжектор и эжектор расхолаживания. Первый предназначен для дополнительного создания вакуума в конденсаторе в процессе пуска, второй – для ускорения останова турбины.

Основные характеристики ПТУ приведены в таблице Г.5 (приложение Г).

**ПТУ Тп-35/40-8,8** [20]. Турбоустановка разработана для Новокуйбышевской ТЭЦ-1. Турбина представляет собой одноцилиндровый агрегат (рисунок Г.8, приложение Г).

Из ЧНД пар поступает в конденсатор поверхностного типа К-3100 с площадью поверхностного теплообмена  $3090\text{ м}^2$  и расходом охлаждающей воды до  $8000\text{ м}^3/\text{ч}$ , привариваемый непосредственно к выхлопному патрубку турбины при монтаже. В конструкции конденсатора не предусмотрено пароприемное устройство.

Выхлопная часть турбины полностью унифицирована с выхлопной частью турбины Т-50/60-8,8.

Для откачки основного конденсата из конденсатосборника конденсатора установлено три конденсатных насоса КсВ-125-140-1, два из которых могут находиться в работе, один всегда в резерве.

Конденсатор имеет подвальное расположение. Это связано с тем, что разработка компоновки данной турбоустановки производилась для размещения в существующем машзале, в котором демонтируемая турбина была установлена на фундаменте и конденсатор располагался под ней.

### **3.3. Компоновочные решения для конденсационных установок с подвальным расположением конденсатора**

При глубоком вакууме в конденсаторе, обусловленным холодным климатом России, для паровой турбины следует использовать двухпоточный ЦНД и требуется либо установка всего одновального турбоагрегата на высокий рамный фундамент, что существенно удорожает стоимость блока, либо использование двухвальной конструкции с низким расположением ГТА и отдельным размещением паровой турбины на высоком фундаменте. Турбины с подвальным расположением конденсатора нашли более практическое применение и обширно используются на территории России.

Подвальные конденсаторы устанавливаются в помещении под машинным залом между колоннами фундамента, на которых располагается верхняя фундаментная плита с установленной на ней турбиной. Отработавший пар поступает в них по одному или нескольким выходным патрубкам ЦНД.

Рамный фундамент с высокой отметкой установки турбоагрегата является универсальным. Он пригоден для паровых турбин с одним выходом пара в конденсатор, с одним или несколькими ЦНД. Рамный фундамент также должен использоваться для одновальных турбоагрегатов с теплофикационной паровой турбиной, непосредственно под которой целесообразно размещать сетевые подогреватели, что обеспечивает малое гидравлическое сопротивление паропроводов и большую мощность паровой турбины при том же нагреве сетевой воды.

Для одновальных теплофикационных ПГУ необходим рамный фундамент даже при использовании бокового конденсатора, так как основные сетевые подогреватели, пиковый сетевой подогреватель, подогреватель для гарантированного обеспечения потребителя теплотой при неработающей паровой турбине необходимо размещать в непосредственной близости от места отбора пара.

При установке теплофикационной паровой турбины на нулевой отметке ее сетевые подогреватели можно устанавливать только рядом с ней. При этом возникает две проблемы при ее эксплуатации. Во-первых, при расположении сетевых подогревателей сбоку от турбины паропроводы, соединяющие их, имеют большее гидравлическое сопротивление по сравнению с подвальным расположением подогревателей. Во-вторых, при боковом расположении возможен заброс влаги в проточную часть турбины при сбоях в работе оборудования. Это может повлечь за собой тяжелую аварию турбины. Эти проблемы решаются при расположении сетевых подогревателей непосредственно под турбиной, то есть при использовании рамного фундамента.

Использование рамного фундамента сказывается и на стоимости монтажа котла-утилизатора. Он оказывается более дорогим за счет более высоких опор его корпуса.

При двухвальном исполнении ПГУ паротурбинный агрегат может устанавливаться рядом с ГТА на нулевой отметке, и тогда паровая турбина должна выполняться с осевым или боковым выходом. При отказе от бокового выхлопа и использовании двухпоточного ЦНД или теплофикационной паровой турбины ПТА устанавливают на рамный фундамент, а паровую турбину выполняют с нижним выходом в конденсатор.

При трехвальной ПГУ, как правило, паровая турбина выполняется с нижним выходом и устанавливается на рамный фундамент (в частности, если турбина теплофикационная). Это объясняется тем, что мощность ПТ трехвальной ПГУ находится на уровне мощности одной ГТУ и объемный расход пара на выходе уже существенный. Таким образом, газовые турбины устанавливают рядом на слябных фундаментах, а паровую турбину отдельно на высоком фундаменте.

В случае подвального расположения конденсаторов, их размещают либо в поперечном, либо в продольном направлении относительно оси турбины (см. приложение А). При поперечном расположении (рисунок 3.5) пространство, используемое для размещения конденсаторов, больше, и сами конденсаторы могут иметь один, два или большее число ходов воды. При продольном расположении

места для их размещения меньше и обычно применяются одноходовые конденсаторы (рисунок 3.6). Такие конденсаторы поставляются с турбинами мощностью 500, 800, 1200 МВт и некоторыми другими.

Конденсационное устройство, как обычно, включает в себя трубную систему, систему удаления неконденсирующихся газов, камеры подвода и отвода охлаждающей воды, конденсатосборник, верхние части конденсаторов с паросбросными устройствами. Принципиально конструкции конденсаторов близки по исполнению, имеют модульную конструкцию трубной системы (раздельную компоновку трубных пучков) и различаются только верхней и нижней частями (подводы, отводы пара и конденсата, наличие встроенных подогревателей и др.). Согласно традиционному техническому требованию конструкция конденсаторов разрабатывается двухпоточной: один из потоков может быть отключен при работающей турбине, для чего водяные пространства каждого из потоков разобщены. Это позволяет производить чистку и ремонт трубной системы без останова паровой турбины, но со снижением ее нагрузки относительно номинальной. В этих конденсаторах осуществлено секционирование корпусов по давлению пара, способствующее увеличению КПД турбоустановки. Корпуса конденсаторов устанавливаются на пружинные опоры, которые воспринимают вес конденсатора, не заполненного охлаждающей водой [18].

Для примера приведем несколько турбоустановок, в которых выполняется нижний выход отработавшего пара.

**ПТУ SST-800.** SST-800 — смонтированная в едином корпусе паровая турбина с центральным впуском пара, пригодная для работы в конденсационном исполнении, а также с противодавлением до 72 бар. При приводе генераторов турбина работает на частоте 3000 или 3600 мин<sup>-1</sup> с мощностью до 250 МВт.

Хотя типовые компоновки стандартизированы, турбоустановку можно спроектировать под любые конкретные требования. При установке на уровне пола турбоустановка оснащается осевым выпуском или выпуском вверх, что заметно экономит расходы на строительство фундамента. В условиях нехватки места возможно применение варианта с выпуском, направленным вниз, и подвальным расположением конденсатора (рисунок 3.10).

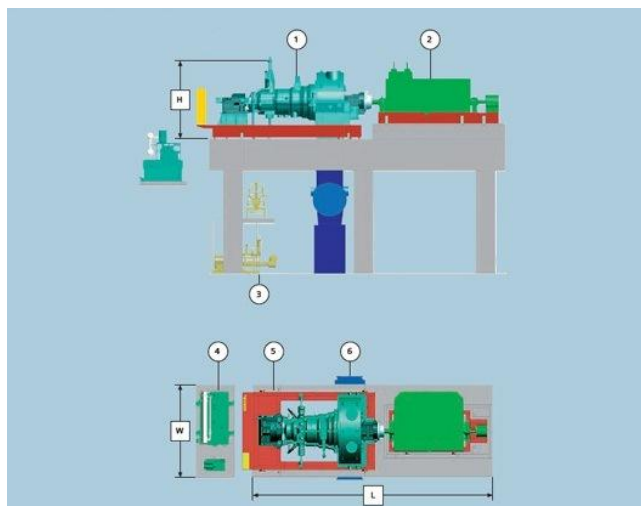


Рисунок 3.10 – Компоновка турбоустановки SST-800

1 – паровая турбина; 2 – генератор; 3 – Конденсационный отвод пара и откачка пара вакуумным насосом; 4 – система смазки; 5 – базовая рама; 6 – конденсатор

**ПТУ отечественного производства.** Они выполняются в большинстве случаев с подвальным расположением конденсационной установки (приложение А). Это объясняется более холодным климатом некоторых территорий страны и накопленным опытом при эксплуатации. Также это связано с тем, что большинство турбоустановок, работающих в составе ПГУ, являются теплофикационными, а как было отмечено выше, они размещаются на высоком рамном фундаменте.

**ПГУ на базе перспективной ГТУ M701J.** Существует две компоновки данной ПГУ: одновальная и трехвальная. Трехвальная компоновка включает в себя два ГТА M701J и один ПТА (рисунок 3.11).

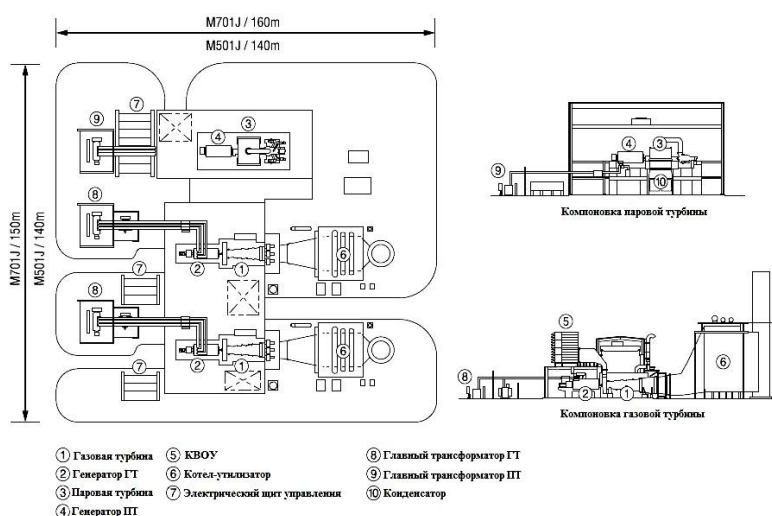


Рисунок 3.11 – Компоновка трехвальной ПГУ на базе ГТУ M701J

Как видно из компоновки паровая турбина располагается на рамном фундаменте и, как следствие этого, с подвальным конденсатором. Газовые турбины установлены параллельно друг другу на нулевой отметке и на одной фундаментной плите. Причина такого размещения паровой турбины описана выше.

#### **3.4. Компоновочные решения для конденсационных установок с аксиальным расположением конденсатора**

Компоновка одновального турбоагрегата возможна как на высотной отметке (турбина установлена на рамном фундаменте), так и на нулевой (турбина и вспомогательное оборудование установлены на одной фундаментной плите). Выбор типа фундамента не всегда однозначен, и он определяется типом и конструкцией паровой турбины.

Размещение ГТУ, турбоустановки и электрического генератора на одном уровне говорит о возможности выполнения паровой турбины с аксиальным (осевым) конденсатором. Осевое расположение конденсатора способствует улучшению аэродинамических характеристик выхлопного патрубка (нет потерь с поворотом потока на  $90^\circ$ ) и повышению экономичности благодаря увеличению располагаемого теплового перепада паровой установки. Также осевое расположение позволяет получить некоторый выигрыш в стоимости монтажа фундамента и невысокий машинный зал, в котором высота фундамента определяется только высотным положением конденсатора. (рисунок 3.12) [3].

Еще одним условием такого монтажа турбины и конденсатора является один выходной поток пара из турбины и только при его малом объемном расходе. То есть, необходимо применение однопоточной турбины с умеренной мощностью. Примером этому является строительство уникальной ПГУ-ТЭС ТЕРСО «Футсю» из 14 одновальных энергоблоков общей мощностью 1155 МВт за период 1986-1988 гг. на базе ГТУ MS9001E фирмы GE Energy [21].



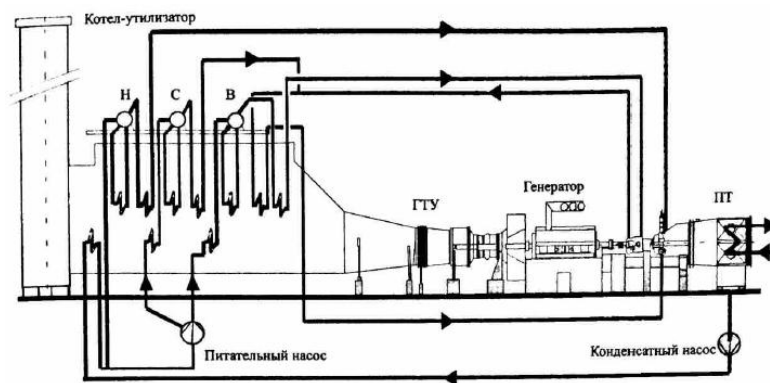


Рисунок 3.12 – Схема компоновки одновальной ПГУ с паровой турбиной и осевым конденсатором

Однако, не всегда реализуется такое расположение конденсатора. Это связано с традиционными исполнениями и накопленным опытом эксплуатации разных фирм и заводов. В частности, для мощных одновальных ПГУ даже с одним выходом фирма GE Energy предпочитает использовать высокий рамный фундамент и паровую турбину с подвальным, а не осевым конденсатором. Компания считает, что при сокращении длины турбоагрегата за счет применения подвального расположения конденсатора и применения жестких муфт вместо расцепной муфты окупаются расходы на рамный фундамент (сокращение длины на 12 м в результате чего площадь машзала уменьшается на 420 м<sup>2</sup> [21]).

Одновальные ПГУ с турбоустановкой, имеющей один выход и с аксиальным расположением конденсатора, целесообразно использовать только в регионах с теплым климатом, в которых высокая температура охлаждающей воды обуславливает высокое давление в конденсаторе, малый объемный расход пара и, следовательно, возможность выполнить турбину в одном потоке. К территориям с таким климатом можно отнести страны Средиземноморья, Юго-Восточной Азии и большинство стран Западной Европы, что и объясняет широкое распространение таких ПГУ. Этому же способствует нехватка охлаждающей воды, использование воздушных конденсаторов и вентиляторных градирен, позволяющих выполнить осевой выхлоп отработавшего пара из турбины.

При более холодном климате в целях сохранения экономичности ЦНД паровой турбины необходимо выполнять двухпоточным. При желании сохранить бесподвальную компоновку для ПГУ с паровой турбиной, имеющей двухпоточный ЦНД, возможно исполнение ЦНД с боковым конденсатором (рисунок 3.13).

Выполнение конденсатора односторонним мотивируется сокращением поперечного размера машзала.

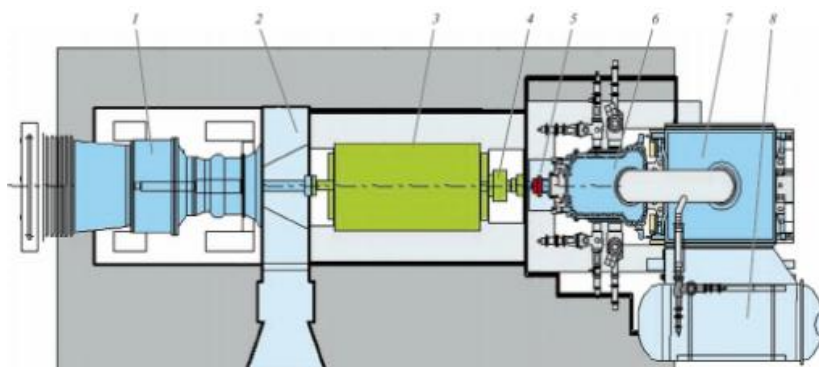


Рисунок 3.13 – Вид в плане на ГТА с ПГУ SGT5-4000F с двухцилиндровой паровой турбиной [21]

1 – ГТУ; 2 – КВОУ; 3 – генератор; 4 – возбудитель; 5 – расцепная муфта; 6 – ЦВСД; 7 – ЦНД; 8 – боковой конденсатор

Рассмотрим в качестве примера аксиальный конденсатор ПТУ фирмы Siemens.

На рисунке 3.14, а представлен общий вид аксиального конденсатора, а на рисунке 3.14, б – его продольный разрез. Корпус 4 конденсатора имеет прямоугольную форму. Пар из последней ступени турбины поступает в осевой диффузор (на рисунке не изображен), который с помощью круглого фланцевого разъема 1 многочисленными болтами присоединяется к горловине конденсатора. Между ними установлен компенсатор, не передающий усилия от перемещений конденсатора на корпус турбины.

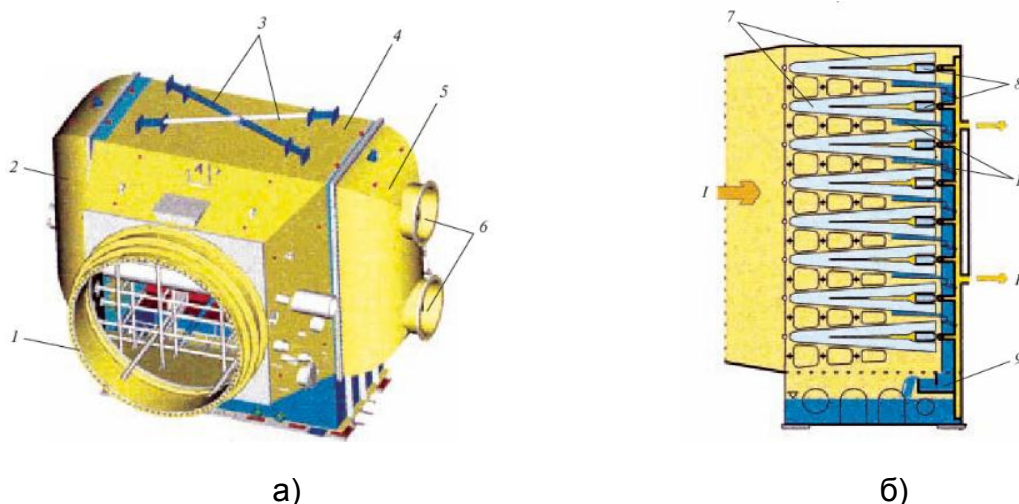


Рисунок 3.14 – Аксиальный конденсатор для одновальной ПГУ фирмы Siemens

С помощью фланцев и болтов справа к корпусу присоединяется передняя водяная камера 5 с патрубками 6 подвода и отвода охлаждающей воды, а слева – поворотная водяная камера 2. Таким образом, конденсатор является двухпоточным по охлаждающей воде. Водяные камеры присоединяются с помощью фланцев и болтов.

К верхней поверхности корпуса привариваются рымы 3, соединенные для жесткости поверхности трубами. К рымам присоединяются крановые стропы, с помощью которых осуществляется установка конденсатора в машинном зале.

Теплообменная поверхность конденсатора содержит отдельные модули 7, каждый из которых имеет трубный пучок, состоящий из двух лент конденсаторных трубок. Под каждым модулем располагается лист, улавливающий конденсат и не допускающий его слива на трубные пучки модулей, установленных ниже. Это уменьшает переохлаждение конденсата и гидравлическое паровое сопротивление трубных пучков. Конденсат скапливается в сборнике 9, из которого он вытекает на дно корпуса конденсатора. При этом происходит регенеративный подогрев конденсата, его освобождение от кислорода, уменьшается переохлаждение. Каждый из модулей имеет свои зоны 8 отсоса паровоздушной смеси в общую камеру, из которой она удаляется по двум трубопроводам воздушными насосами.

**Siemens.** Проведем анализ компоновки конденсаторов промышленных ПТУ компании Siemens мощностью от 50 до 250 МВт.

**ПТУ SST-300.** Смонтированная в едином корпусе паровая турбина, предназначенная для приводов редукторов и генераторов в диапазоне частот вращения от 1500 до 1800 мин<sup>-1</sup>. Турбина установлена на базовой раме. Модульная конструкция установки позволяет наиболее экономичным образом создавать большое количество вариантов исполнения. Развиваемая турбоустановкой мощность – до 50 МВт.

Все узлы и вспомогательные системы, включая топливную систему, устанавливаются на общую раму. Установленный на раме агрегат с турбиной SST-300 можно установить на бетонное основание на уровне земли, или на поднятый фундамент. Турбины серии SST-300 выпускаются с отводом отработавшего пара вверх, вниз или по оси в зависимости от выбранного способа монтажа. Таким образом, конденсатор может иметь осевое, подвальное и аксиальное расположение.

Как видно из компоновки турбоустановки (рисунок 3.15) конденсатор имеет поперечное осевое расположение. Он размещен на расстоянии от турбины и

соединен с ней с помощью перепускной трубы. Турбина и конденсатор устанавливаются на единой базовой раме.

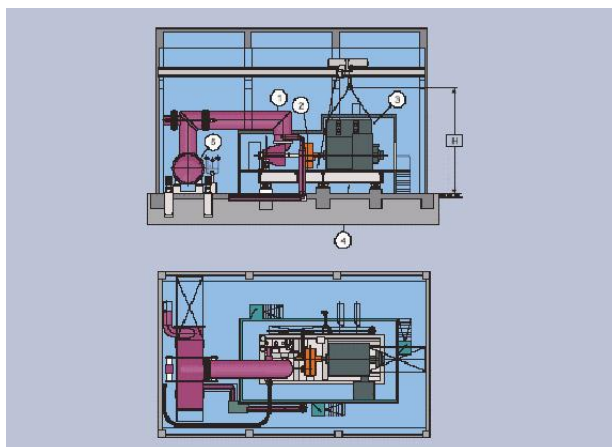


Рисунок 3.15 – Компоновка турбоустановки SST-300

1 – паровая турбина; 2 – понижающий редуктор; 3 – генератор; 4 – базовая рама; 5 - конденсатор

**ПТУ SST-400.** Модель SST-400 с единым корпусом модульной конструкции позволяет наиболее экономичным образом создавать большое количество вариантов исполнения. Турбины серии SST-400 выпускаются с отводом отработавшего пара вверх, вниз или по оси в зависимости от выбранного способа монтажа, что позволяет конденсатору иметь осевое, подвальное или аксиальное расположение. Базовую раму турбины можно дополнить стандартным редуктором с системой смазки и четырехполюсными генераторами, получив полноценный турбоагрегат.

Мощность турбоустановки – до 65 МВт.

На рисунке 3.16 представлено исполнение с аксиальным конденсатором.

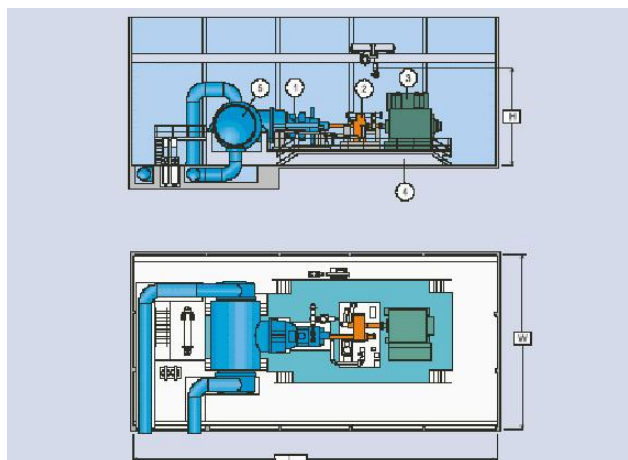


Рисунок 3.16 – Компоновка турбоустановки SST-400

1 – паровая турбина; 2 – понижающий редуктор; 3 – генератор; 4 – базовая рама; 5 - конденсатор

**ПТУ SST-600.** SST-600 — смонтированная в едином корпусе паровая турбина, предназначенная для работы в диапазоне частот вращения от 3000 до 18 000 мин<sup>-1</sup> и привода генераторов либо механических устройств с потребляемой мощностью до 150 МВт. Турбоустановка выпускается в исполнении с противодавлением или конденсационном. Возможно как прямое соединение с механизмами, так и через редуктор.

Турбина предлагается в двух вариантах конструкции, где в обоих возможен как радиальный, так и осевой выход пара. Она устанавливается на специальных подставках, если применяется стандартное исполнение с направлением потока отработавшего пара вниз для создания противодавления. При установке на уровне пола турбина оснащается осевым выхлопом или выхлопом пара вверх. Конденсатор имеет аксиальное расположение.

**ПТУ SST-700.** SST-700 — смонтированная в двойном корпусе паровая турбина выходной мощностью 175 МВт. Она специально разработана для производства электроэнергии. Для наилучшего использования значительных изменений объемных расходов от входа к выходу расширение пара в турбине SST-700 разделено на два модуля: одна турбина высокого давления и одна турбина низкого давления.

Турбина высокого давления и понижающий редуктор находятся на одной стороне генератора, а турбина низкого давления с прямой передачей и конденсатор — с другой стороны.

Конденсатор имеет аксиальный вид компоновки (рисунок 3.17).

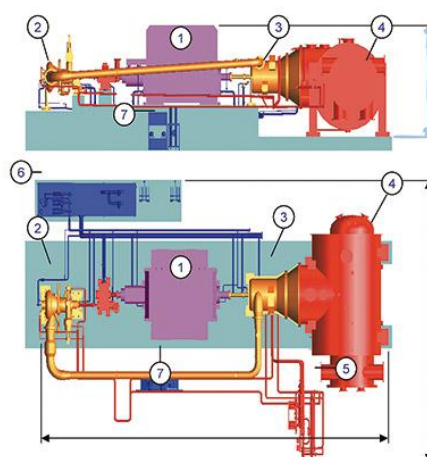


Рисунок 3.17 – Компоновка турбоустановки SST-700

1 – генератор; 2 – турбина высокого давления; 3 – турбина низкого давления;  
4 – конденсатор; 5 – конденсатор пара уплотнения; 6 – блок смазочного масла; 7 – гидравлический блок

**ПТУ SST-900.** SST-900 — смонтированная в едином корпусе паровая турбина с выходной мощностью 250 МВт, обеспечивающая прямой привод генератора с частотой вращения 3000 или 3600 об/мин. Паровые турбины серии SST-900 разработаны и изготавливаются в соответствии с конкретными требованиями производства электроэнергии без повторного перегрева или в комбинации с модулем высокого давления для циклов с повторным перегревом.

Турбина предусматривает осевой отвод отработавшего пара (рисунок 3.18). Турбоустановка комплектуется аксиальным конденсатором.

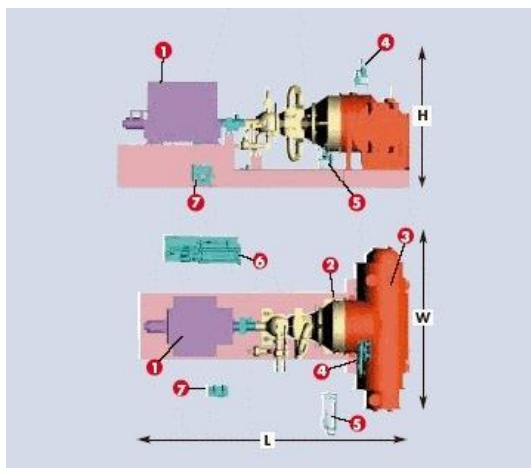


Рисунок 3.18 – Компоновка турбоустановки SST-900

1 – генератор; 2 – паровая турбина; 3 – конденсатор; 4 – конденсатор пара уплотнения; 5 – конденсатор пара уплотнения; 6 – блок смазочного масла; 7 – гидравлический блок

**ПГУ на базе перспективной ГТУ M701J.** Одновальная компоновка включает в себя один ГТА M701J и один ПТА (рисунок 3.19).

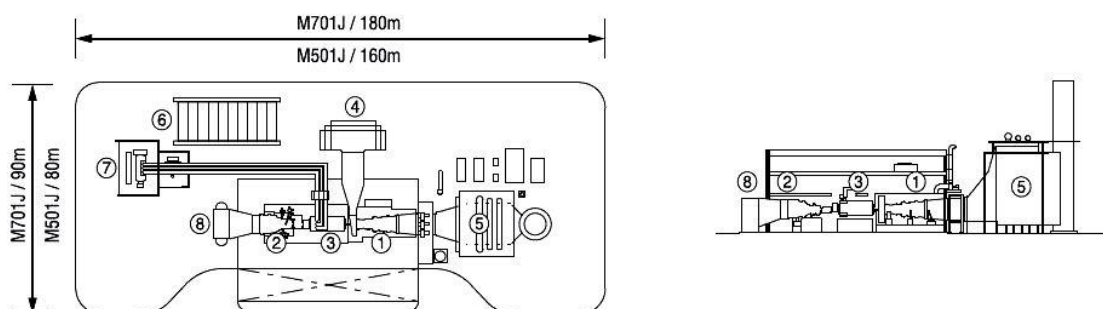


Рисунок 3.19 – Компоновка одновальной ПГУ на базе ГТУ M701J

1 – газовая турбина; 2 – паровая турбина; 3 – генератор; 4 – КВОУ; 5 – котел-утилизатор; 6 – электрический щит управления; 7 – главный трансформатор; 8 – конденсатор

Как видно из компоновки турбоустановка располагается на одной отметке с газовой турбиной. Генератор установлен между ГТУ и паровой турбиной и скорее всего связь роторов генератора и паровой турбины осуществляется с помощью расцепной муфты. Аксиальный конденсатор установлен на полу машинного зала. Такая схема широко используется для мощных одновальных энергоблоков фирмами Siemens, Alstom Power и MHI [21].

### 3.5. Конденсационные установки с воздушным охлаждением конденсатора

В настоящее время в энергетике все большее внимание при разработке новых технологий уделяется вопросам экологии. В этом плане большой интерес вызывают воздушно-конденсационные установки (ВКУ) для тепловых электростанций.

В энергетической практике применяются три типа схем ВКУ. Первый тип схем – с конденсацией отработавшего пара внутри труб с наружным оребрением, охлаждаемых окружающим воздухом (рисунок 3.20).

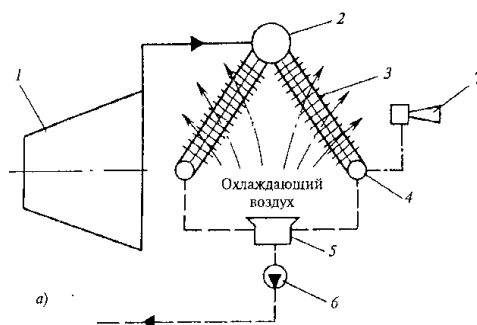


Рисунок 3.20 – Схема конденсационной установки с воздушным охладителем [25]

- 1- Паровая турбина; 2 – коллектор входной; 3 – поверхность теплообмена; 4 – коллектор выходной; 5 – конденсатосборник; 6 – конденсатный насос; 7 – воздухоудаляющее устройство

Второй тип – с использованием конденсаторов смешительного типа и охлаждением воды окружающим воздухом в оребренной поверхности теплообмена (рисунок 3.21).

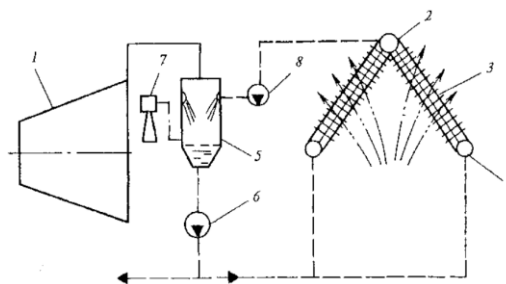


Рисунок 3.21 – Схема конденсационной установки со смешительным конденсатором [25]

1 – Паровая турбина; 2 – коллектор входной; 3 – поверхность теплообмена; 4 – коллектор выходной; 5 – смешительный конденсатор; 6 – конденсатный насос; 7 – воздухоудаляющее устройство; 8 – гидротурбина, дроссель

Третий тип предполагает использование обычных поверхностных конденсаторов, для которых охлаждающая вода подается из теплообменника, охлаждаемого воздухом (рисунок 3.22).

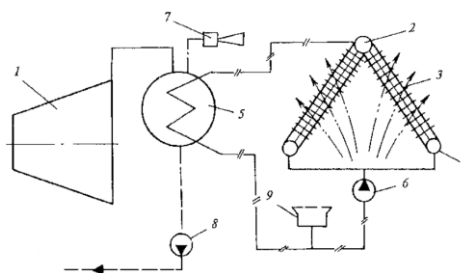


Рисунок 3.22 – Схема конденсационной установки с поверхностным водоохлаждаемым конденсатором [25]

1 – Паровая турбина; 2 – коллектор входной; 3 – поверхность теплообмена; 4 – коллектор выходной; 5 – поверхностный конденсатор; 6 – конденсатный насос; 7 – воздухоудаляющее устройство; 8 – циркуляционный насос; 9 – расширительный бак

Теплообменные аппараты воздушного охлаждения паротурбинных установок предназначены, как и водяные конденсаторы, для конденсации отработавшего пара. Не смотря на их большие размеры и значительную стоимость по сравнению с водяными конденсаторами, им нет альтернативы на территориях, где отсутствует в необходимых количествах вода, которую можно использовать в технических целях (районы Севера, Средней Азии и др.). В крупных городах также наблюдается недостаток воды и в некоторых случаях запрещаются выбросы воды в атмосферу из-за экологических требований: установлено, что выброс водяных паров в атмосферу является одной из причин возникновения парникового эффекта. Еще



одним преимуществом ВКУ является уменьшение платы за водоиспользование, стоимость которого быстро растет.

Об этом свидетельствуют многочисленные сообщения о строительстве ВКУ и сухих градирен в различных странах мира, в том числе и в России [23].

Термодинамический анализ схем отвода тепла с использованием аппаратов воздушного охлаждения показал, что наиболее энергоэффективная технология включает в себя воздушные конденсаторы (ВК) с конденсацией отработавшего пара внутри труб [22].

Основными факторами, от которых зависят параметры ВК при заданных геометрических характеристиках, являются:

- наличие коллекторного эффекта, влияющего на расходы пара, поступающего в теплообменные модули;
- скорость течения воздуха в межтрубном пространстве и его влажность;
- температура охлаждающего воздуха на входе в трубный пучок и выходе из него;
- организация течения конденсирующегося пара внутри труб;
- расход пара (тепловая мощность);
- наличие участков теплообменной поверхности, заполненных парогазовой смесью с высокой концентрацией НКГ;
- характеристика эжектора;
- расход НКГ, поступающих в конденсатор;
- наличие и направление ветра.

Опыт эксплуатации ВК свидетельствует о низком коэффициенте теплопередачи по сравнению с его расчетными значениями. Это связано с тем, что часть теплообменных труб заполнена паровоздушной смесью с высокой концентрацией воздуха и фактически не участвует в теплообмене.

С помощью расчетных исследований с использованием программных комплексов не удалось учесть реальные физические процессы, происходящие внутри ВК. Поэтому для комплексного исследования теплогидравлической и акустической характеристик ВК был создан экспериментальный стенд для его испытания (рисунок 3.23).

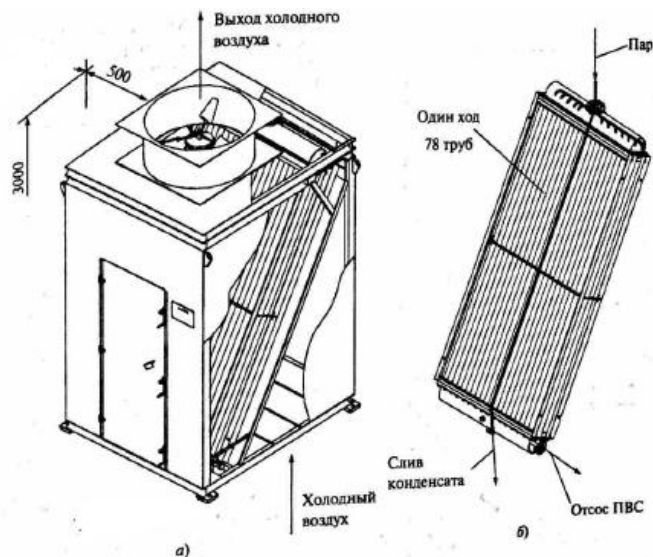


Рисунок 3.23 – Принципиальная схема макета ВК (а) и теплообменного модуля (б) [22]

Проведенные испытания и анализ работы эксплуатируемых ВК позволили создать требования по созданию энергоэффективных секций [22]:

- высокая (до 75 м/с) скорость водяного пара по всему тракту его движения при условии отсутствия эрозии стали;
- скорость воздуха в узком сечении трубного оребренного пучка 6-7 м/с, что соответствует перепаду статического давления на теплообменной поверхности 160-180 кПа, характерному для осевых вентиляторов больших диаметров;
- коэффициент оребрения 17-20 по отношению у наружному диаметру трубы;
- гидравлическое сопротивление со стороны конденсирующегося пара не более 500 кПа, так как увеличение давления на 1 кПа приводит к снижению мощности турбины примерно на 1%;
- количество рядов по воздуху не более четырех (ограничение перепада статического давления);
- установка вентилятора над трубным пучком, чтобы не было намерзания льда на лопастях и их разрушения;
- постоянная (заданная) скорость пара по ходу должна быть обеспечена в результате использования многоходового конденсатора;
- трубы с увеличенным расходом НКГ должны охлаждаться воздухом, нагретым в предыдущих рядах;
- устранение коллекторного эффекта должно обеспечиваться специальной конструкцией паропровода;

- обеспечение газоплотности развитой вакуумной системы ВК. При этом следует отметить, что использование многоходовых модулей существенно уменьшает влияние присосов воздуха.

По причине больших размеров ВК долгое время применялись на блоках малой мощности. Первая ВКУ была установлена для работы на ТЭС в 1970 г. на энергоблоке мощностью 160 МВт в Испании. На основе эксплуатации данной ВКУ были разработаны и применены подобные конденсаторы на более мощных электростанциях. На сегодняшний день существуют блоки с такими установками мощность выше 600 МВт.

Накопленный опыт в эксплуатации ВК свидетельствует о надежном использовании их при температурах от  $-55$  до  $+55^{\circ}\text{C}$  [24]. Следует отметить, что при более низкой температуре окружающей среды КПД парогазовой ТЭС максимален. Это говорит о том, что применение ВК на ПГУ в районах с низкой температурой наружного воздуха будет более эффективно.

Как отмечалось выше существенным недостатком ВК является малый коэффициент теплопередачи, а из этого уже появляется необходимость в больших площадях теплообмена, то выгодно применять их на ТЭС, в которых имеется небольшой расход пара в конденсатор. К ним относятся ТЭЦ и утилизационные парогазовые установки. При этом парогазовую ТЭС наиболее выгодно располагать в районе, где производится добыча топлива.

Данный тип конденсатора применяется в ПТУ Т-48/62-7,4/0,12. Теплофикационная турбина предназначена для работы в составе ПГУ-180 Адлерской ТЭС [13].

### **3.6. Расчетный анализ влияния температуры охлаждающей воды на эксплуатационные характеристики конденсатора**

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5Б2А	Асанову Илье Александровичу

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>АТЭС</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника</b>

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, наблюдение.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование хозяйственных целей научного исследования, определение потенциального потребителя результатов исследования
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование этапов работы, определение календарного графика и трудоемкости работы, расчет бюджета
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка ресурсоэффективности проекта

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Попова С.Н	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5Б2А	Асанов Илья Александрович		

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Целью данного раздела является анализ перспективности проведенных в ВКР проектных работ, определение продолжительности работ над проектом, а также определение финансовых затрат для реализации проекта.

### **4.1. Обоснование хозяйственных целей научного исследования**

Настоящая работа нацелена на изучение конденсационных установок парогазовых ТЭС.

В связи с ускоренным ростом парогазовых технологий (ПГУ) появилась необходимость в информации о работе конденсационной установки на парогазовых ТЭС.

В исследовании приводится анализ показателей работы конденсационной установки парогазовой ТЭС, информация о компоновке конденсатора относительно паровой турбины, сведения о применяемых конденсаторах на парогазовых электростанциях, типы и конструкция исследуемого объекта.

Произведен расчетный анализ влияния температуры охлаждающей воды на эксплуатационные характеристики конденсатора. За основу взят расчет перспективной ПГУ на базе высокотемпературной ГТУ. Для этой схемы был произведен конструкторский и поверочный расчет конденсатора. Построена характеристика конденсатора.

### **4.2. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **4.2.1. Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевым рынком выполненной работы является компании занимающиеся разработкой, производством и продажей энергетического оборудования. Второй

косвенной целевой группой являются люди (преподаватели, студенты), занимающиеся исследованиями в области энергетики.

Сегментом этого рынка являются мелкие и средние коммерческие организации имеющие отношение к разработке энергетического оборудования. Значимыми критериями для данного сегмента рынка, являются размер предприятия и выпускаемая продукция.

#### 4.3. Планирование научно-исследовательских работ

##### 4.3.1. Структура работ в рамках научного исследования

Таблица 4.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение темы технического задания	Научный руководитель
	2	Анализ актуальности темы	
Выбор направления исследования	3	Поиск и изучение материала по теме	Студент
	4	Выбор направления исследований	Научный руководитель, студент
	5	Календарное планирование работ	
Теоретические исследования	6	Изучение литературы по теме	Студент
	7	Проведение теоретических расчетов и обоснований	
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Студент
Разработка технической документации и проектирование	9	Конструкторский и поверочный расчет	Студент
	10	Составление пояснительной записки	
Оформление отчета по НИР	11	Оформление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации, графического материала)	Научный руководитель, студент

##### 4.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Методика расчета представлена в приложении Е.

#### 4.3.3. Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни.

Методика расчета представлена в приложении Е.

Все рассчитанные значения сводим в таблицу (таблица 4.2).

После заполнения таблицы 4.2 строим календарный план-график (таблица 4.3). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 4.2 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работы			Исполнитель	Длительность работы в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работы в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни	$t_{max}$ , чел-дни	$t_{ож}$ , чел-дни			
Составление и утверждение темы технического задания	1	3	1,8	Руководитель	1,8	3
Поиск и изучение материала по теме	1	2	1,4	Руководитель	0,7	1
	3	5	3,8	студент	1,9	3
Выбор направления исследований	1	2	1,4	Руководитель	1,4	2
Календарное планирование работ	3	5	3,8	Руководитель	3,8	6
Изучение литературы по теме	21	30	24,6	Студент	24,6	36



Продолжение таблицы 4.2

Проведение теоретических расчетов и обоснований	14	17	15,2	Студент	15,2	22
Конструкторский и поверочный расчет	7	9	7,8	Студент	7,8	12
Оценка эффективности и полученных результатов	2	3	2,4	Руководитель	1,2	2
	3	5	3,8	студент	1,9	3
Составление пояснительной записки	14	16	14,8	Студент	14,8	22
Оформление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации, графического материала)	2	3	2,4	Руководитель	1,2	2
	3	4	3,4	студент	1,7	3
Проверка пояснительной записки	2	3	2,4	Руководитель	2,4	4
Рецензия НИР	1	2	1,4	Рецензент	1,4	2
Защита проекта	1	1	1	Студент	1	1
Итого						124

Таблица 4.3 – Календарный план-график проведения ВКР по теме

Наименование работ	Исполнитель	Тк	Февраль					Март					Апрель					Май					Июнь				
			1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Начало работ		0																									
Оставление и утверждение темы задания	Руководитель	3																									
Поиск и изучение материала по теме	Руководитель	1																									
	Студент	3																									
Выбор направления исследований	Руководитель	2																									
Календарное планирование работ	Руководитель	6																									
Изучение литературы по теме	Студент	36																									
Проведение теор. расчетов и обоснование	Студент	22																									
Конструкторский и поверочный расчеты	Студент	12																									
Оценка эффек. полученных результатов	Руководитель	2																									
	Студент	3																									
Составление пояснительной записки	Студент	22																									
Оформление пояснительной записки	Руководитель	2																									
	Студент	3																									
Проверка пояснительной записки	Руководитель	4																									
Рецензия НИР	Рецензент	2																									
Защита проекта	Студент	1																									

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 102 дня, начиная с середины февраля, заканчивая концом мая. Основной объем работы выполняется студентом, а самой продолжительной работой над проектом является изучение литературы по теме ВКР, занимающая 36 дней.

#### 4.3.4. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

##### 4.3.4.1. Расчет материальных затрат НТИ

Методика расчета приведена в приложении Е.

Таблица 4.4 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Затраты на материалы ( $Z_M$ ), руб.
Бумага	Пачка (500 листов)	1	290	333,5
Картридж для принтера	шт.	1	1000	1150
Интернет	М/бит (пакет)	1	350	402,5
Ручка	шт.	1	20	23
Папка	шт.	1	50	57,5
Калькулятор	шт.	1	500	575
Тетрадь	шт.	1	10	11,5
Итого				2553

##### 4.3.4.2. Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудо-емкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение темы технического задания	Руководитель	1,8	2,4	4,32
2	Поиск и изучение материала по теме	Руководитель	0,7	2,4	1,68
		Студент	1,9	0,8	1,52
3	Выбор направления исследований	Руководитель	1,4	2,4	3,36
4	Календарное планирование работ	Руководитель	3,8	2,4	9,12
5	Изучение литературы по теме	Студент	24,6	0,8	19,68
6	Проведение теоретических расчетов и	Студент	15,2	0,8	12,16
7	Конструкторский и поверочный расчет	Студент	7,8	0,8	6,24
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	1,2	2,4	2,88
		Студент	1,9	0,8	1,52
9	Составление пояснительной записки	Студент	14,8	0,8	11,84
10	Оформление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации, графического материала)	Руководитель	1,2	2,4	2,88
		Студент	1,7	0,8	1,36
11	Проверка пояснительной записки	Руководитель	2,4	2,4	5,76
12	Рецензия НИР	Рецензент	1,4	0,57	0,8
13	Защита проекта	Студент	1	0,8	0,8
Итого					85,918

Методика расчета приведена в приложении Е.

#### 4.3.4.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Методика расчета приведена в приложении Е.

Таблица 4.6 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб
	Исп.1	Исп.1
Руководитель проекта	30000	3600
Студент-дипломник	55120	6614
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого: 26052 руб.		

#### 4.3.4.4. Накладные расходы

Методика расчета приведена в приложении Е.

#### 4.3.4.5. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Таблица 4.7 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НИИ	2553
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	0
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	85920
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	10214
5. Отчисления во внебюджетные фонды	26052
6. Накладные расходы	20000
7. Бюджет затрат НИИ	144739

#### 4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Методика расчета приведена в приложении Е.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы (таблица 4.8).

Таблица 4.8 – Оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Актуальность	0,2	5
2. Качество и доступность описания	0,15	4
3. Практическая значимость	0,25	3
4. Структурированность	0,05	4
5. Осведомленность	0,2	4
6. Доказательность	0,15	5
Итого:	1,00	

$$I_p = 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,15 = 4,1$$

Оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному критерию, дает хороший результат (4,1 по 5-бальной шкале), что говорит об эффективности реализации технического проекта.

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**



## Список используемых источников

Приложение А  
(обязательное)  
**Основные характеристики конденсаторов для конденсационных и  
теплофикационных турбин**

Приложение Б  
(рекомендуемое)  
**Дополнительные сведения о ГТУ производителей**

Приложение В  
(рекомендуемое)

**Принципиальные тепловые схемы и технические характеристики  
конденсационных ПТУ**

Приложение Г  
(рекомендуемое)

**Принципиальные тепловые схемы, технические характеристики и  
компоновочные решения теплофикационных ПТУ**

Приложение Д

(обязательное)

**Расчетный анализ влияния температуры охлаждающей воды на  
эксплуатационные характеристики конденсатора**

Приложение Е  
(рекомендуемое)

**Методика расчета раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность  
и ресурсосбережение»**

Приложение Ж  
(Рекомендуемое)

**Таблицы и вспомогательная информация раздела «Социальная  
ответственность»**