

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

Школа Инженерная школа энергетики  
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника  
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПАРОГАЗОВОЙ            УСТАНОВКИ ДЛЯ ПОКРЫТИЯ ГРАФИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК</b>

УДК 621.18:621.438

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Параев Марк Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	С.А. Цибульский	к.т.н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	–		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Теплоэнергетика и теплотехника	В.И. Максимов	к.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать критерии оценки
ОПК(У)-2	Способен применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-1	Способен проектировать и организовывать учебный процесс по образовательным программам с использованием современных образовательных технологий
ПК(У)-2	Способен осуществлять научное руководство в области энергетики
ПК(У)-3	Способен организовывать и осуществлять работу по эксплуатации ТЭС и АЭС с учетом требований экономичности, экологической и технологической безопасности
ПК(У)-4	Способен участвовать в разработке комплексных проектов ТЭС и АЭС, их оборудования и технологических систем
ПК(У)-5	Способен ставить и решать инновационные задачи по совершенствованию технологии производства и отпуска электроэнергии и теплоты

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

Школа Инженерная школа энергетики  
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника  
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ В.И. Максимов  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ92	Параеву Марку Алексеевичу

Тема работы:

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПОКРЫТИЯ ГРАФИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---------------------------------------------	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
------------------------------------------	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Целью диссертации является исследование переменных режимов работы трехконтурной парогазовой установки для покрытия графика электрических нагрузок.</p> <p>Объектом исследования является разработанный алгоритм расчета трехконтурной парогазовой установки.</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Текущее состояние и перспективы развития ПГУ в России</li> <li>2. Особенности тепловых схем ПГУ с КУ трех давлений</li> <li>3. Проведенные модернизации ПГУ в России</li> <li>4. Актуальные исследования в области парогазовых установок</li> <li>5. Особенности режимов работы ПГУ в режимах регулирования нагрузки</li> <li>6. Исследование регулировочного диапазона ПГУ различной мощности</li> <li>7. Разработка алгоритма расчета трехконтурной ПГУ</li> <li>8. Тестирование разработанного алгоритма расчета трехконтурной ПГУ</li> <li>9. Исследование работы ПГУ с целью покрытия пиковой части графика электрической нагрузки</li> <li>10. Социальная ответственность;</li> <li>11. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>12. Заключение.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент</b></p>	<p>Е.С. Киселева, к.э.н., доцент ОСГН ШБИП</p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p>М.С. Черемискина, ассистент</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ</p>	<p>С.А. Цибульский</p>	<p>к.т.н., доцент</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>5БМ92</p>	<p>Параев Марк Алексеевич</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ92	Параеву Марку Алексеевичу

Инженерная школа энергетики		Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова	
Уровень образования	Магистр	Направление подготовки	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	30% премии; 20% надбавки; 16% накладные расходы; 30% районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30,2 %

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Анализ и оценка конкурентоспособности НИ; SWOT-анализ.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Формирование четкого видения конечного результата проекта
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Формирование плана управления научно-технического проекта. Формирование бюджета затрат на научное исследование. Организация структуры проекта. Формирование матрицы ответственности. Формирование плана коммуникации проекта. Создание реестра рисков. Формирование закупок.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение эффективности проекта (оценка результатов)

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Диаграмма сегментирования рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
6. Потенциальные риски

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Параев Марк Алексеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5БМ92	Параев Марк Алексеевич

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	13.04.01. Теплоэнергетика и теплотехника

Тема ВКР:

**Исследование переменных режимов работы парогазовой установки для покрытия графика электрических нагрузок**

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: рабочее место, расположенное в офисном помещении, в котором проводится исследование работы ПГУ. Область применения: парогазовые электростанции
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. ГОСТ Р ИСО 9241-1-2007. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDTs). СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>2. Производственная безопасность:</b>  2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов  2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:  – отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения;  – повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;  – повышенный уровень шума;  – физические перегрузки, связанные с рабочей позой;  – умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой;</p> <p>Опасные факторы:  – возможность поражения электрическим током;  – возникновение возгораний и пожаров.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Атмосфера: выбросы вредных веществ.  Гидросфера: загрязнение сточных вод.  Литосфера: офисные отходы, утилизация компьютерной и оргтехники.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Возможные ЧС: подтопления, землетрясения, техногенные, экологические, биологические, социальные.  Наиболее типичная ЧС: пожар, взрыв, оголение токоведущих частей, распространение инфекционных заболеваний.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.02.2021
------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	—		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Параев Марк Алексеевич		

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация 165 с., 57 рис., 54 табл., 54 источников, 1 прил.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы следующие программные средства: Microsoft Office 2016, Mathcad 15, Microsoft Excel 2016.

Ключевые слова: трёхконтурная парогазовая установка, газотурбинная установка, энергосистема, электростанция, регулировочный диапазон.

Объектом исследования является работа энергоблока трехконтурной парогазовой установки при переменной нагрузке.

Цель работы – исследовать работу трёхконтурной парогазовой установки по переменному графику электрической нагрузки, рассмотреть изменение ее основных характеристик в зависимости от внешних условий. Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать текущее состояние и перспективы развития ПГУ в России;
2. Рассмотреть особенности тепловых схем трёхконтурных ПГУ;
3. Проанализировать режимы регулирования нагрузки ПГУ;
4. Исследовать регулировочный диапазон ПГУ различной мощности;
5. Разработать алгоритм расчета трехконтурной ПГУ при переменной нагрузке;
6. Исследовать с помощью разработанного алгоритма работу трехконтурной ПГУ по графику электрических нагрузок.

Область применения и значимость работы: полученные результаты магистерской диссертации могут быть использованы проектными и научно-исследовательскими организациями для обоснования возможностей использования трёхконтурных ПГУ в регулировании мощности в энергосистеме. Так же результаты диссертации могут быть использованы эксплуатационным персоналом парогазовых электростанций для повышения их компетенций.

## **Список принятых сокращений**

**ПГУ** – парогазовая установку

**ГТУ** – газотурбинная установка

**КУ** – котел-утилизатор

**ПТ** – паровая турбина

**ГТ** – газовая турбина

**КС** – камера сгорания

**ВД** – высокое давление (контур)

**СД** – среднее давление (контур)

**НД** – низкое давление (контур)

**ПТУ** – паротурбинная установка

**ТЭС** – тепловая электрическая станция

**ТЭЦ** – теплоэлектроцентраль

**ЕЭС** – единая энергетическая система

**ГРЭС** – государственная районная электрическая станция

**ИВД** – испаритель высокого давления

**ИСД** – испаритель среднего давления

**ИНД** – испаритель низкого давления

**ППВД** – пароперегреватель высокого давления

**ППСД** – пароперегреватель среднего давления

**ППНД** – пароперегреватель низкого давления

**ПСУ** – паросиловая установка

**ВГЦ** – внутрицикловая газификация

**ЦВД** – цилиндр высокого давления

**ЦСД** – цилиндр среднего давления

**ЦНД** – цилиндр низкого давления

**ЭВД** – экономайзер высокого давления

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	12
1. Текущее состояние и перспективы развития ПГУ в России .....	13
Выводы по разделу.....	27
2. Особенности тепловых схем ПГУ с КУ трех давлений .....	28
Выводы по разделу.....	30
3. Проведенные модернизации ПГУ в России .....	30
Выводы по разделу.....	35
4. Актуальные исследования в области парогазовых установок .....	36
Выводы по разделу.....	43
5. Особенности режимов работы ПГУ в режимах регулирования нагрузки .....	44
Выводы по разделу.....	48
6. Исследование регулировочного диапазона ПГУ различной мощности.....	49
6.1. Исследование работы газотурбинной части ПГУ .....	49
6.2.1. Исследование работы паротурбинной части ПГУ .....	58
Выводы по разделу.....	61
6.3. Анализ факторов, ограничивающий регулировочный диапазон ПГУ .....	61
Выводы по разделу.....	65
7. Разработка алгоритма расчета трехконтурной ПГУ.....	65
7.1 Алгоритм расчета ГТУ .....	65
7.2 Алгоритм расчета КУ и ПТ .....	74
8. Тестирование разработанного алгоритма расчета трехконтурной ПГУ .....	89
Выводы по разделу.....	99
9. Исследование работы ПГУ с целью покрытия пиковой части графика электрической нагрузки.....	101
Выводы по разделу.....	109
10 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	111
10.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	112
10.2 Анализ конкурентных технических решений .....	112
10.3 SWOT – анализ .....	114
10.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	116

10.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования.....	118
10.6 Инициация проекта .....	119
10.7 Планирование управления научно-исследовательского проекта .....	122
10.8 Бюджет научного исследования .....	125
10.9 Распределение ответственности .....	128
10.10 План управления коммуникациями проекта.....	129
10.11 Реестр рисков проекта .....	130
11 Социальная ответственность .....	133
Введение.....	133
11.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	134
11.2 Производственная безопасность .....	134
11.3 Экологическая безопасность.....	146
11.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	147
Выводы по разделу .....	149
Список литературы .....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	157

## Введение

В настоящий момент на существующих отечественных тепловых электростанциях ведутся изменения в составе действующего генерирующего оборудования в связи с развитием и ужесточением требований энергосистем к работе электростанций происходит активное внедрение мощных ПГУ с трёхконтурными котлами утилизаторами. Данный тип ПГУ обладает высокой экономичностью и является наиболее распространенным в мировой энергетике. Стоит отметить что большинство существующих трехконтурных ПГУ проектировались для работы в базовом режиме покрытия электрической нагрузки энергосистемы, что означает минимальное количество пусков и изменений нагрузки данных установок. В действительности в современных энергосистемах существует большая потребность в изменении нагрузки генерирующих установок в течении суток. Пониженный тариф на электроэнергию в ночное время привел к потребности снижать вырабатываемую мощность энергосистемы. Данную потребность может обеспечить оборудование с широким регулировочным диапазоном нагрузки для возможности разгрузки в ночное время и последующего нагружения в дневное. Энергоблоки с ПСУ не обладают необходимыми характеристиками для повышения экономичности при работе по диспетчерскому графику электрической нагрузки, в отличии от ПГУ, которые обладают явными преимуществами по сравнению с традиционными ТЭС. Из-за изначального проектирования ПГУ для покрытия базовой части графика электрической нагрузки на данный момент существует ряд неизученных вопросов, связанных с работой в режиме переменной нагрузки, которые необходимо изучить.

## 1. Текущее состояние и перспективы развития ПГУ в России

На данный момент в энергетике наиболее распространено электрогенерирующее оборудование, работающее на органическом топливе (уголь, природный газ, мазут и т.д.). При сжигании органического топлива выделяется тепловая энергия, которая преобразуется в электрическую. В России на данный способ получения электроэнергии приходится около 60%. [19]. На рисунке 1 представлена диаграмма структуры генерации электроэнергии в России на 2020 год.

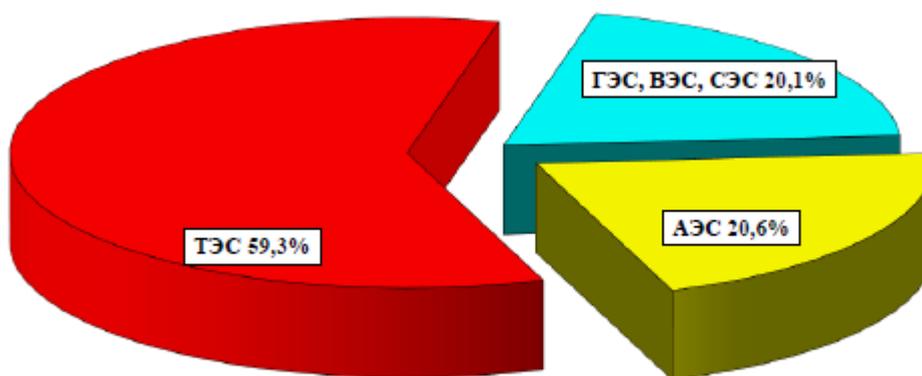


Рисунок 1 – Структура выработки электроэнергии по типам электростанций  
ЕЭС России на 2020 год [19]

Развитие Единой Энергосистемы России связано с решением задач по повышению показателей энергетических установок. К таким показателям относятся:

- Надежность
- Капиталоемкость
- Экологические показатели

Оптимальным вариантом решения поставленных задач является внедрение парогазовых установок в российскую энергетику. Выбор именно ПГУ объясняется рядом ее преимуществ по сравнению с другими когенерационными установками. Одним из основных преимуществ является ее маневренные характеристики, от которых зависит экономичность работы всей энергосистемы.

Структура установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России на конец 2020 года по типам генерирующего оборудования представлена на рисунке 2 [19].

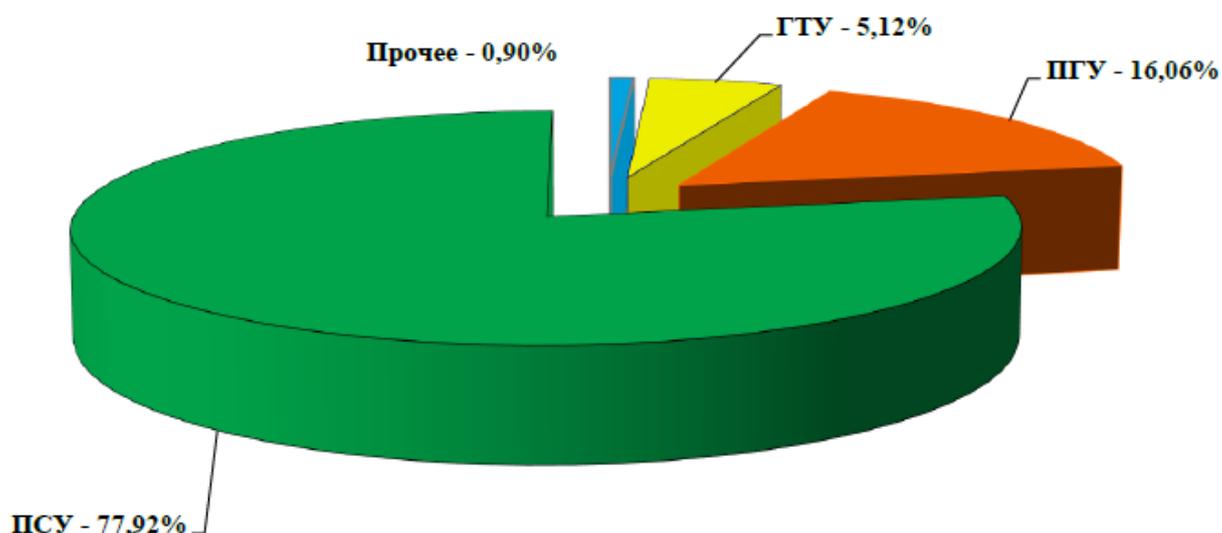


Рисунок 2 – Структура установленной мощности ТЭС ЕЭС России в 2020 году [19]

Отличные показатели эффективности ПГУ, полученные на основе эксплуатации, говорят о том, что необходимо дальнейшее внедрение и развитие парогазовых установок в широких масштабах. Полученные значения эффективности парогазовых установок превосходят значения показателей паросиловых блоков. Стоит отметить, что также преимуществом блоков ПГУ является меньшее время строительства и капиталовложений, меньшая потребность в охлаждающей воде

Рассмотрим реальные стоимости строительства и эксплуатации ПГУ и ПСУ в Европе.

### **ПГУ 400**

Конфигурация рассматриваемой ПГУ 400 имеет следующий вид:

- Газовая турбина GE 9351FA
- Паровая турбина
- Трехконтурный котел утилизатор

Таблица 1 – Инвестиции ПГУ 400 МВт в Европе [30]

#	Наименование	Инвестиционная стоимость в т. Евро
1	ГТ+ПТ оборудование вкл. генератор	81,446
2	Котел-утилизатор	26,034
3	Система охлаждения	2,599
4	Вспомогательное оборудование	9,047
5	Электрооборудование	14,677
6	КИПиА	1,299
7	Строительство вкл. транспорт на стройплощадке	27,405
8	Инжиниринг	6,448
9	ПНР	1,708
10	Переменные затраты подрядчика	40,374
11	Переменные затраты заказчика	27,670
	Всего:	240,609

### ПСУ 330 МВт

Таблица 2 – Инвестиции ПСУ 330 МВт в Европе [30]

#	Наименование	Инвестиционная стоимость в т. Евро
1	Котельный остров	89,667
2	Переменные затраты подрядчика	87,828
3	Вспомогательное оборудование	87,541
4	Переменные затраты заказчика	66,058
5	Строительство вкл. транспорт на стройплощадке	55,374
6	ПТ оборудование вкл. генератор	52,444
7	Очистка уходящего газа	84,439
8	Инжиниринг	18,496

Продолжение таблицы 2

9	Электрооборудование	14,935
10	Система охлаждения	11,890
11	ПНР	4,308
12	КИПиА	27,670
	Всего:	574,417

Анализируя информацию в таблице 1,2 можно сделать вывод что затраты на строительство ПСУ превышают затраты на ПГУ по всем смежным пунктам. Отличительными пунктами является пункты 1 и 7 таблицы 2., которые составляют 16% и 15% соответственно от полной суммы инвестиций. Таким образом строительство ПГУ мощностью 400 МВт дешевле чем ПСУ меньшей мощности 330 МВт.

Согласно Энергетической стратегии России [31] в электроэнергетике России в период до 2030 г. предполагается создание газотурбинных установок мощностью 300-350 МВт и на их основе высокоэффективных конденсационных парогазовых установок мощностью 500 - 1000 МВт, работающих на природном газе, с коэффициентом полезного действия выше 60 процентов. Также в стратегию развития входит замена газомазутных паросиловых энергоблоков на парогазовые и выводом из работы старого оборудования. В целом, в результате развития, генерирующие мощности, работающие на газе, действия 53 - 55 процентов, газотурбинные установки или в необходимых случаях сочетание последних с котлом-утилизатором [31].

Большой опыт внедрения в мире имеют ПГУ утилизационного типа различных исполнений, их разделяют по числу контуров генерации пара в котле утилизаторе: одноконтурные, двухконтурные и трёхконтурные. Рассмотрим перечисленные исполнения ПГУ ниже.

Принципиальная схема одноконтурной ПГУ представлена на рисунке 3.

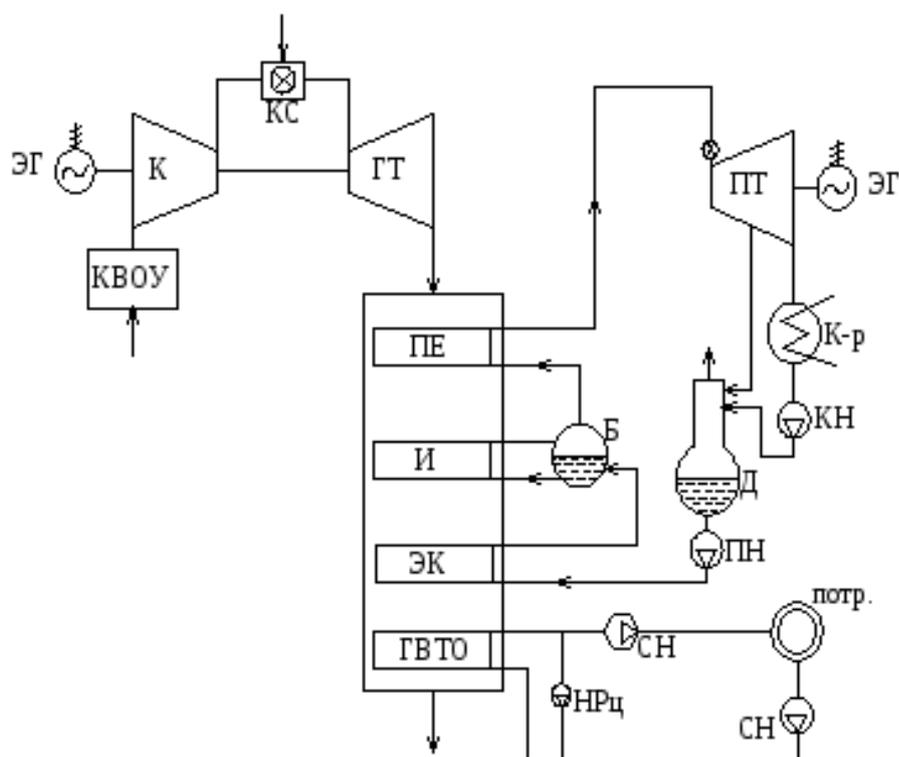


Рисунок 3 – Принципиальная схема одноконтурной утилизационной ПГУ

ЭГ – электрогенератор, К – компрессор, ГТ – газовая турбина, КВОУ – комплексное воздухоочистительное устройство, КС – камера сгорания, ПЕ – пароперегреватель, ЭК – экономайзер, И – испаритель, ГВТО – газо-водяной теплообменник, Б – барабан питательной воды, СН – сетевой насос, ПН – питательный насос, Д – деаэратор, КН – конденсатный насос, К-р – конденсатор, ПТ – паровая турбина, НРц – насос рециркуляции, потр. – потребитель.

Выхлопные газы газотурбинной установки поступают в котел-утилизатор. КУ состоит из следующих поверхностей нагрева, представляющие собой реберные трубы: экономайзер, испаритель и пароперегреватель. В состав испарителя входит барабан, опускные трубы и трубы непосредственно испарителя. В экономайзер поступает питательная вода и нагревается практически до температуры кипения.

Из барабана сухой насыщенный пар поступает в пароперегреватель, где перегревается сверх температуры насыщения. Температура пара на выходе из

КУ меньше чем температура выхлопных газов из-за существующего температурного напора.

Пар полученный в КУ поступает в паровую турбину, где, в процессе расширения, совершает работу. После турбины отработавший пар поступает в конденсатор, где конденсируется, после чего полученный конденсат перекачивается питательным насосом снова в КУ.

Основной недостаток одноконтурной ПГУ состоит в том, что количество подаваемой питательной воды в КУ не может охладить выхлопные газы до низкой температуры, таким образом происходит потеря тепла, что означает снижение КПД КУ. С другой стороны, подача большего количества питательной воды в КУ может обеспечить низкую температуру уходящих газов, но в таком случае параметры генерируемого пара окажутся низкими параметрами, что приводит к снижению КПД паровой турбины. Исходя из данных соображений появляется идея об использовании двухконтурного котла-утилизатора в составе ПГУ, которые имеют КПД от 50 до 52%.

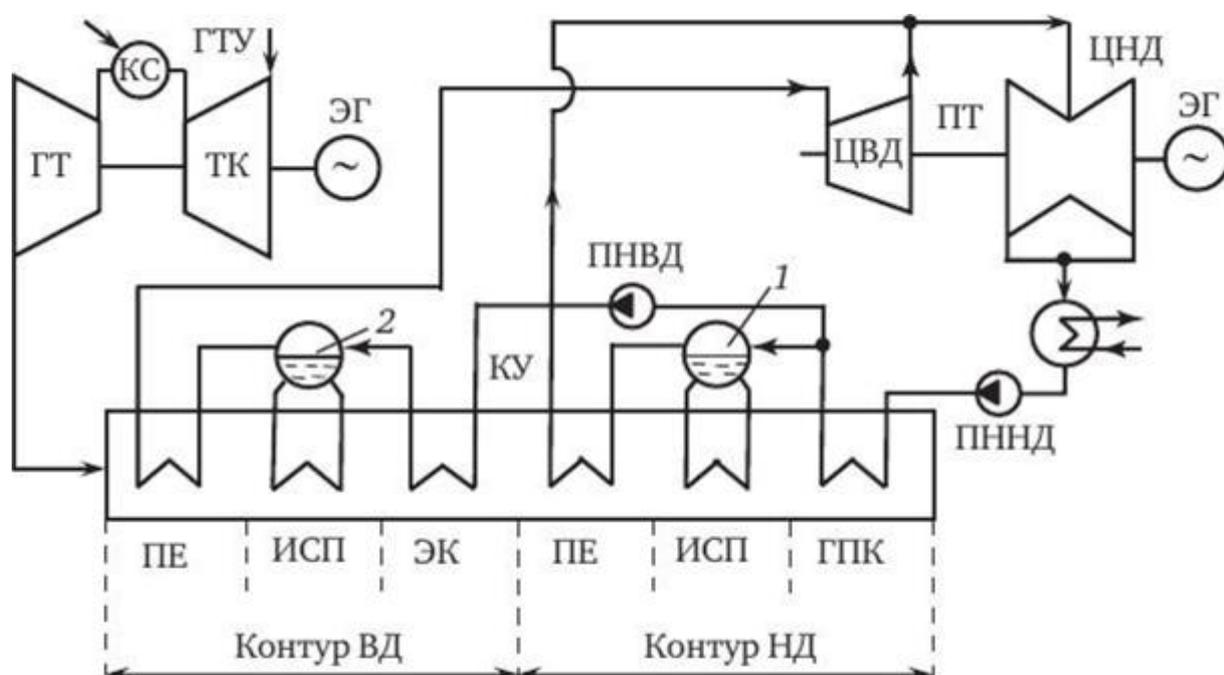


Рисунок 4 – Принципиальная схема двухконтурной утилизационной ПГУ

В современных ПГУ используются трехконтурные котлы-утилизаторы. Большее число контуров является нецелесообразным так как полученный

прирост экономичности не покрывает увеличение капиталовложений. [29]. Трехконтурные и двухконтурные котлы-утилизаторы могут быть выполнены с промежуточным перегревом пара так и без него. В большинстве случаев промежуточный перегрев используется на трехконтурных КУ. Целью использования промежуточного перегрева является повышение параметров пара для обеспечения необходимой степени сухости пара в последних ступенях паровой турбины.

Важным требованием при работе утилизационной ПГУ является иметь в составе газовую турбину, обеспечивающую высокую температуру выхлопных газов. Данное требование обусловлено зависимостью эффективности работы котла-утилизатора от температуры уходящих газов. Высокие температуры выхлопных газов ГТУ обеспечивают необходимые параметры генерируемого пара котлом-утилизатором для паротурбинной установки. Современные ГТУ, отвечающие этим требованиям, пока могут работать либо на природном газе, либо на легких сортах жидкого топлива. Установки данного типа получили наиболее широкое распространение благодаря своей простоте и высокой экономичности. На территории России преимущественно устанавливаются газовые турбины зарубежного производства, т.к. они имеют более высокие показатели надежности и экономичности, а котлы-утилизаторы и паровые турбины – отечественного производства

В российской энергетике опыт по внедрению парогазовых установок начинает свой отсчет с 2000 г. и лавинообразно нарастает по сегодняшний день. Рассмотрим развитие внедрения ПГУ в период с 2009 по 2020 год.

На конец 2009 года в составе ЕЭС России работали семь Объединенных энергосистем. Параллельно работают ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири [8].

В 2009 году доля установленной мощности электростанций ПГУ и ГТУ составляла 2,9%.

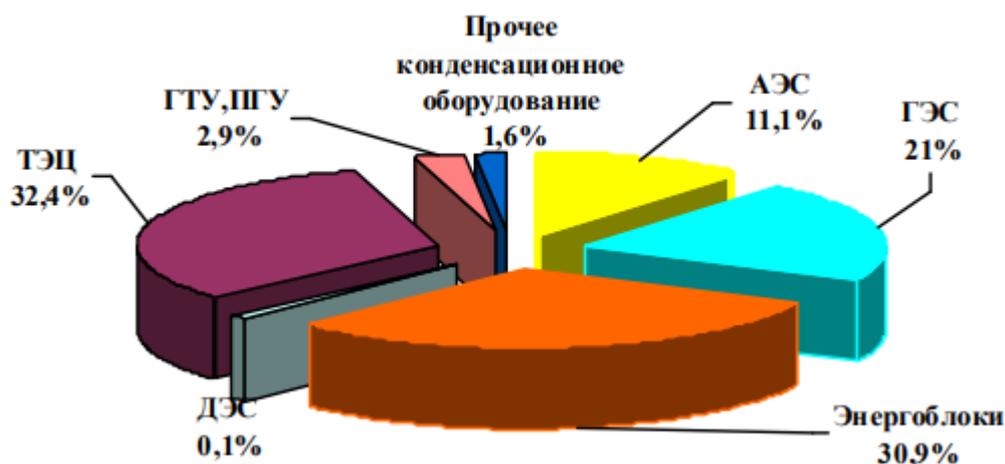


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России [8]

В 2009 году были введены следующие парогазовые энергоагрегаты на электростанциях:

Таблица 3 – Вводы энергоблоков ПГУ в энергосистему России в 2009 году [8]

Электростанции отрасли	Марка турбины	Установленная, мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА		
ТЭС «Международная» (1 очередь)	ПГУ	116,0
Елецкая ТЭЦ	ПГУ	52,0
ОЭС ЮГА		
Сочинская ТЭЦ	ПГУ	80,0

В 2009 году происходил ввод ПГУ малой мощности. Наибольшее количество вводов наблюдалось в ОЭС Центра.

В 2011 году доля установленной мощности электростанций ПГУ и ГТУ составляла 6,0% [10].

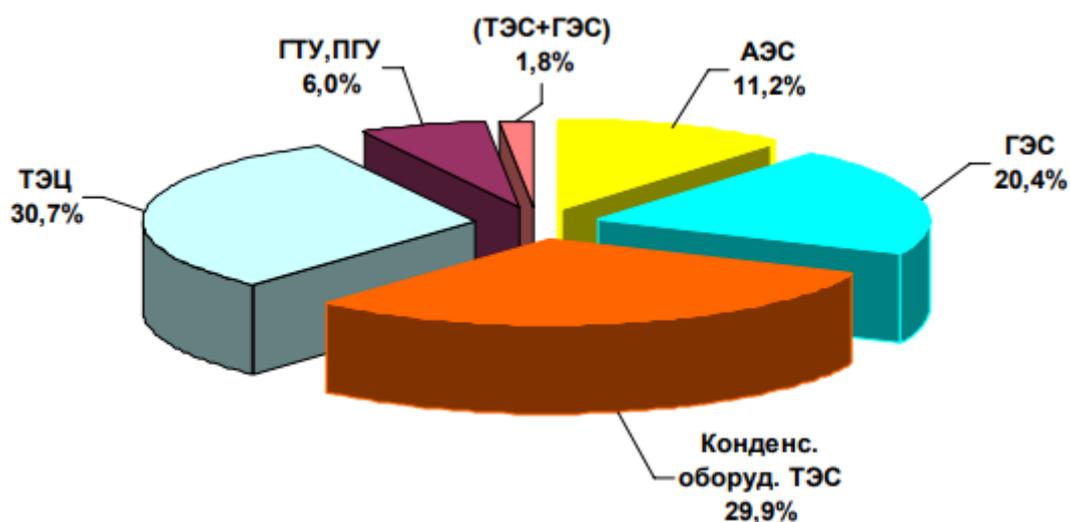


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2011 году [10]

В 2011 году были введены следующие парогазовые энергоагрегаты на электростанциях:

Таблица 4 – Вводы энергоблоков ПГУ в энергосистему России в 2011 году [10]

Электростанции отрасли	Марка турбины	Установленная, мощность, МВт
<b>ОЭС ЦЕНТРА</b>		
ТЭЦ-26 Мосэнерго	ПГУ	420,9
Курская ТЭЦ СЗР	ПГУ	116,9
<b>ОЭС УРАЛА</b>		
Тюменская ТЭЦ-1	ПГУ	190,0
Челябинская ТЭЦ-3	ПГУ	206,3
Сургутская ГРЭС-2	ПГУ	396,9
Сургутская ГРЭС-2	ПГУ	400,2
Яйвинская ГРЭС	ПГУ	424,6
Среднеуральская ГРЭС	ПГУ	419,0
<b>ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА</b>		
Южная ТЭЦ-22	ПГУ	425,0
Первомайская ТЭЦ-14	ПГУ	180,0
Юго-Западная ТЭЦ	ПГУ	185,0
<b>ОЭС ЮГА</b>		
Астраханская ГРЭС	ПГУ	101,5
Невинномысская ГРЭС	ПГУ	410,2

Анализируя таблицу 4 можно сказать о том, что в 2011 году происходил ввод ПГУ малой, средней и большой мощности. Наибольшее количество вводов наблюдалось в ОЭС Урала.

В 2013 году доля установленной мощности электростанций ПГУ и ГТУ составляла 8,7% [12].

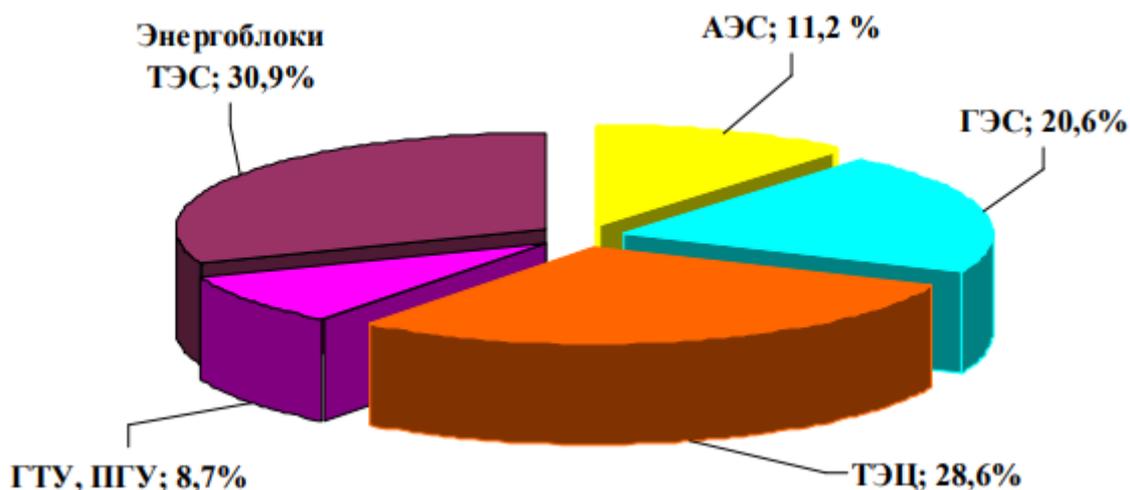


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2013 году [12]

В 2013 году были введены следующие парогазовые энергоагрегаты на электростанциях:

Таблица 5 – Вводы энергоблоков ПГУ в энергосистему России в 2013 году [12]

Электростанции отрасли	Марка турбины	Установленная, мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА		
Новомосковская ГРЭС	ПГУ	187,65
ГТЭС «Терешково»	ПГУ	170
ОЭС УРАЛА		
Курганская ТЭЦ-2	ПГУ	113,1
Няганская ГРЭС	ПГУ	420,90
Курганская ТЭЦ-2	ПГУ	112,077
Няганская ГРЭС	ПГУ	424,24
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА		
Новоколпинская ТЭЦ	ПГУ	110
ОЭС ЮГА		
ПГУ Центральной Астраханской котельной	ПГУ	116

Продолжение таблицы 5

ПГУ Центральной Астраханской котельной	ПГУ	106
ОЭС СИБИРИ		
Омская ТЭЦ-3	ПГУ-90	81,9

Анализируя таблицу 5 можно сказать о том, что в 2013 году происходил ввод ПГУ малой, средней и большой мощности. Наибольшее количество вводов наблюдалось в ОЭС Урала.

В 2015 году доля установленной мощности электростанций ПГУ и ГТУ составляла 16,4% [14].

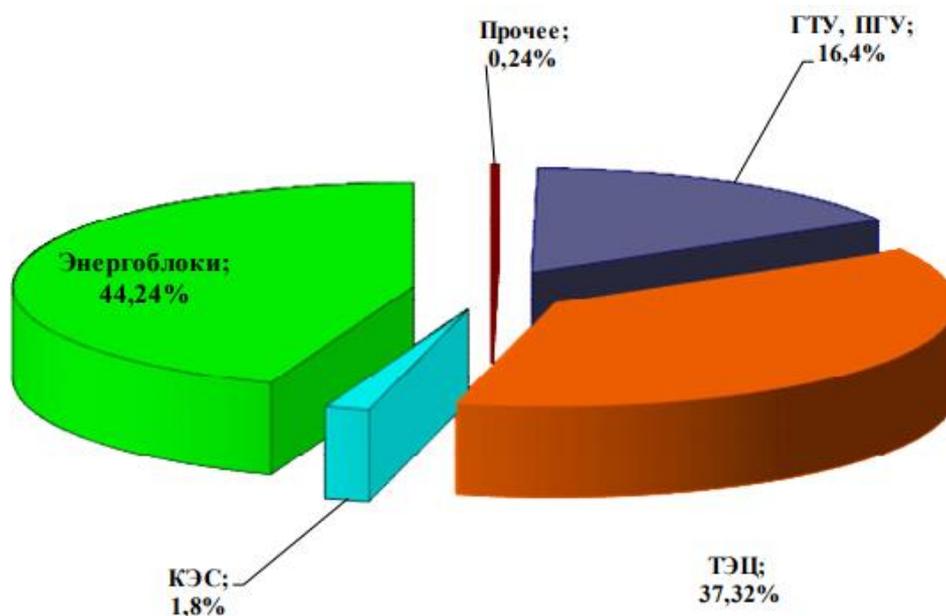


Рисунок 8 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2015 году [14]

В 2015 году были введены следующие парогазовые энергоагрегаты на электростанциях:

Таблица 6 – Вводы энергоблоков ПГУ в энергосистему России в 2015 году [14]

Электростанции отрасли	Марка турбины	Установленная, мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА		
ТЭЦ-12 Мосэнерго	ПГУ	211,6
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ПГУ	424,2
ОЭС УРАЛА		
Нижнетуринская ГРЭС	ПГУ	242,0
Нижнетуринская ГРЭС	ПГУ	230,0

Продолжение таблицы 6

Челябинская ГРЭС	ПГУ	247,0
Серовская ГРЭС	ПГУ	420,0
ОЭС ЮГАпра		
Буденновская ТЭС	ПГУ	153,0
ПГУ Центральной Астраханской котельной	ПГУ	106
ОЭС СИБИРИ		
Омская ТЭЦ-3	ПГУ-90	81,9

Анализируя таблицу 6 можно сказать о том, что в 2015 году происходил ввод ПГУ средней и большой мощности. Наибольшее количество вводов наблюдалось в ОЭС Урала.

В 2017 году доля установленной мощности электростанций ПГУ и ГТУ составляла 19,1%.

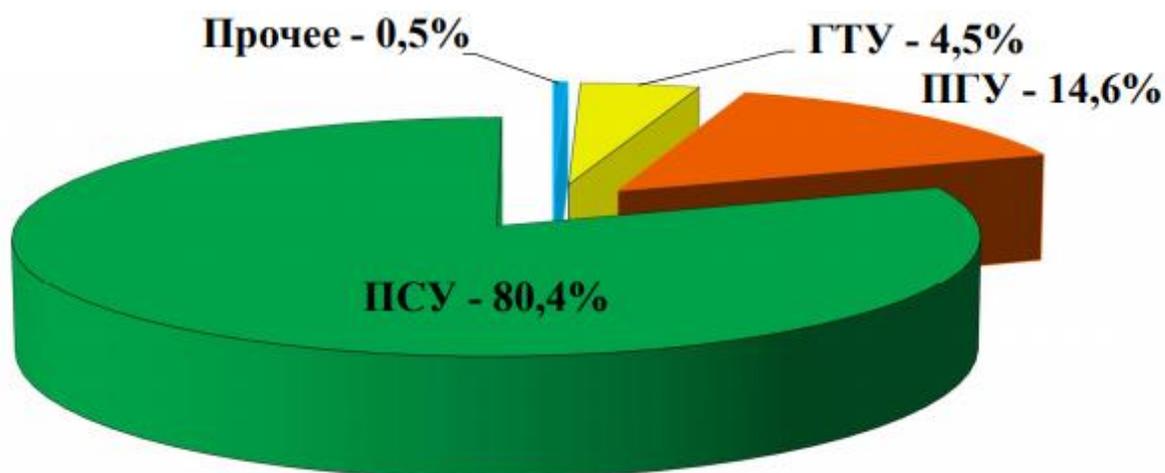


Рисунок 9 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2017 году [16]

В 2017 году были введены следующие парогазовые энергоагрегаты на электростанциях:

Таблица 7 – Вводы энергоблоков ПГУ в энергосистему России в 2017 году [16]

Электростанции отрасли	Марка турбины	Установленная, мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА		
Ярославская ТЭС	ПГУ	463,9
ОЭС УРАЛА		
Челябинская ГРЭС	ПГУ	247,50

Продолжение таблицы 7

Верхнетагильская ГРЭС	ПГУ	447,15
Новоуренгойская ГТЭС	ПГУ	120,00
Пермская ГРЭС	ПГУ	861,00

Анализируя таблицу 7 можно сказать о том, что в 2017 году происходил ввод ПГУ малой, средней и большой мощности. Наибольшее количество вводов наблюдалось в ОЭС Урала.

В 2019 году доля установленной мощности электростанций ПГУ и ГТУ составляла 21,1% [18].

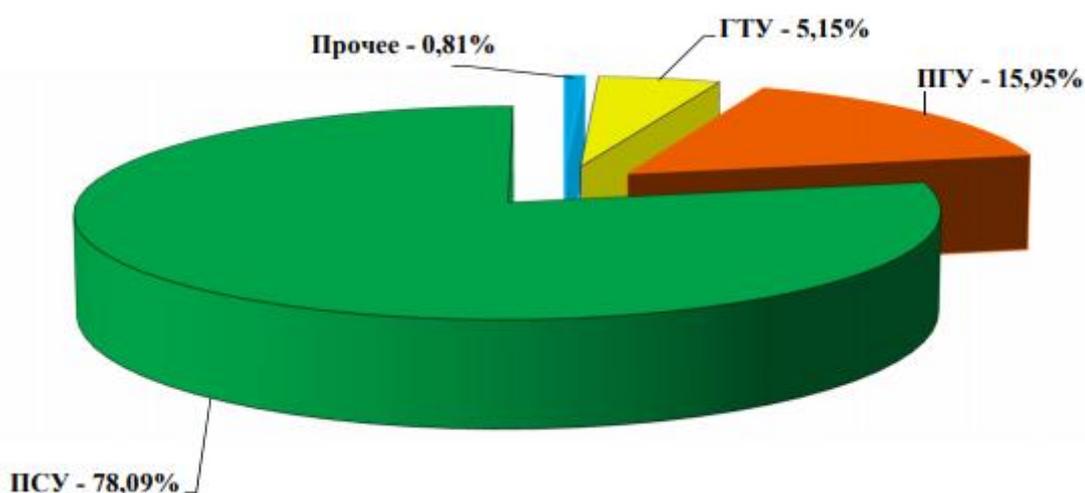


Рисунок 10 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2019 году [18]

В 2019 году были введены следующие парогазовые энергоагрегаты на электростанциях:

Таблица 8 – Вводы энергоблоков ПГУ в энергосистему России в 2019 году [18]

Электростанции отрасли	Марка турбины	Установленная, мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА		
Алексинская ТЭЦ	ПГУ	113,5
ОЭС Юга		
Балаклавская ТЭС	ПГУ	251,445
Таврическая ТЭС	ПГУ	244,743

Анализируя таблицу 8 можно сказать о том, что в 2019 году происходил ввод ПГУ малой, средней мощности. Наибольшее количество вводов наблюдалось в ОЭС Юга.

В 2020 году доля установленной мощности электростанций ПГУ и ГТУ составляла 21,18%. [19]

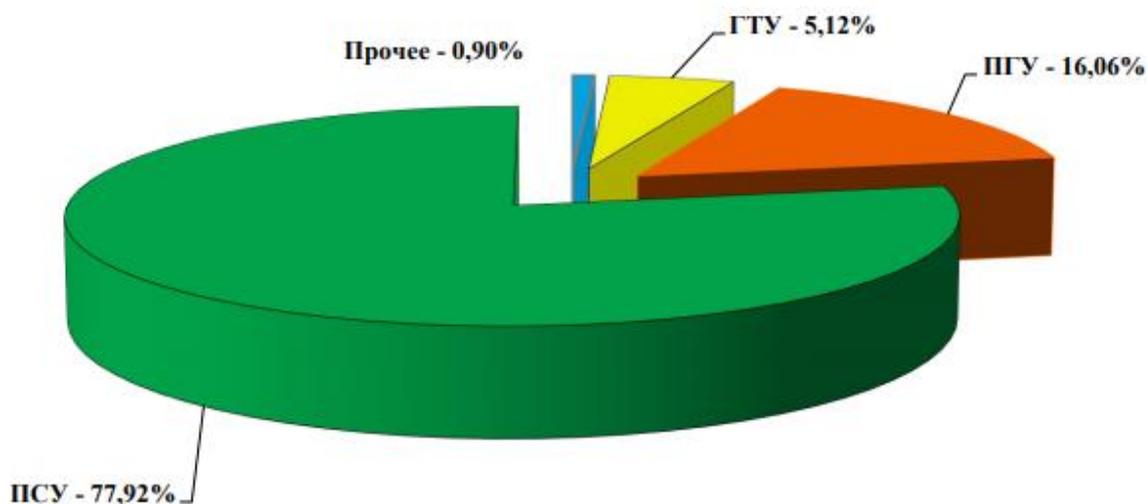


Рисунок 11 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2020 году [19]

В 2020 году были введены следующие парогазовые энергоагрегаты на электростанциях:

Таблица 9 – Вводы энергоблоков ПГУ в энергосистему России в 2020 году [19]

Электростанции отрасли	Марка турбины	Установленная, мощность, МВт
<b>ОЭС ЦЕНТРА</b>		
Воронежская ТЭЦ-1	ПГУ	110,697
Воронежская ТЭЦ-1	ПГУ	108,935
ПГУ ТЭС в г.Тутаев	ПГУ	23,008
ПГУ ТЭС в г.Тутаев	ПГУ	21,921

Анализируя таблицу 9 можно сказать о том, что в 2020 году происходил ввод ПГУ малой мощности. Наибольшее количество вводов наблюдалось в ОЭС Центра.

Анализируя приведенную информацию об вводах в эксплуатацию ПГУ сделаем следующие выводы.

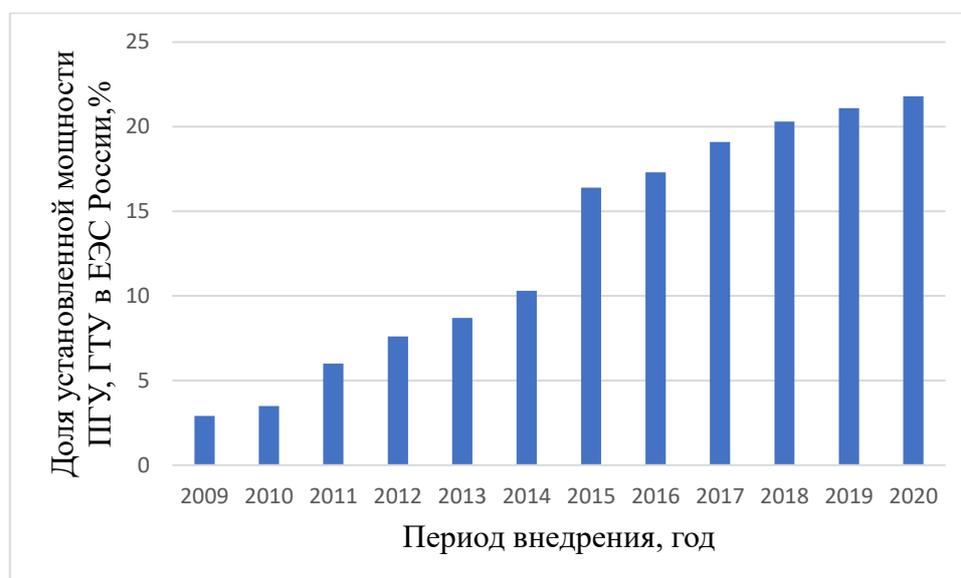


Рисунок 12 – Рост доли установленной мощности ПГУ, ГТУ в ЕЭС России

Значительный рост доли установленной мощности ПГУ и ГТУ приходится на 2014 – 2015 год, данный прирост составил 5,9%. В среднем увеличение доли мощности ПГУ и ГТУ ежегодно составляло от 0,6 до 2,5 %.

### Выводы по разделу

Анализируя имеющийся опыт внедрения, можно сделать заключение о том, что большинство, введенных в эксплуатацию, энергоблоков является малой и средней мощности, такие как ПГУ-39, ПГУ-82 ПГУ-116, ПГУ-195, ПГУ-325 и т.д. Данные ПГУ имеют в составе двухконтурный котел-утилизатор без промежуточного перегрева пара, газовую турбину зарубежного производителя Siemens или General Electric, которая, сравнивая с современными аналогами, устарела. Так же стоит отметить внедрение парогазовых установок большой мощности, такие как ПГУ-450, ПГУ-400, ПГУ-410, ПГУ-420, которые в составе имеют трехконтурный котел утилизатор трех давлений и промежуточным перегревом пара. Данный тип ПГУ является наиболее распространенным в мировой энергетике среди генерирующих установок. Введенные трехконтурные ПГУ в России разработаны зарубежными производителями и имеют в составе турбины фирм Siemens , Alstom , General Electric.

## 2. Особенности тепловых схем ПГУ с КУ трех давлений

Основным элементом тепловой схемы любой парогазовой установки является газотурбинная установка, которая и определяет режимы работы всего оборудования энергоблока. В частности, котел-утилизатор генерирует пар в количестве и с параметрами, соответствующими потенциалу теплоты уходящих газов ГТУ, таким образом, тепловые схемы ПГУ с КУ трёх давлений должны быть ориентированы на использование высокотемпературных энергетических ГТУ [20].

На сегодняшний день, ПГУ с КУ трех давлений (построенные на базе ГТУ одного класса мощности) обладают практически равными показателями тепловой экономичности и схожими схемными решениями. Основные отличия заключаются в следующем [2]:

- компоновке поверхностей нагрева КУ (пароперегреватель низкого давления может располагаться, по ходу дымовых газов, до или после испарителя среднего давления);
- конструктивному исполнению ПТУ (совмещенные цилиндры высокого/среднего или среднего/низкого давления, однопоточный или двухпоточный ЦНД и др.)

Одна из возможных тепловых схем ПГУ с КУ трёх давлений представлена на рисунке 13. Котёл-утилизатор содержит три контура давления и промперегрев. Паротурбинная установка состоит из трех цилиндров – высокого, среднего и низкого давления, причем цилиндр низкого давления выполнен двухпоточным.

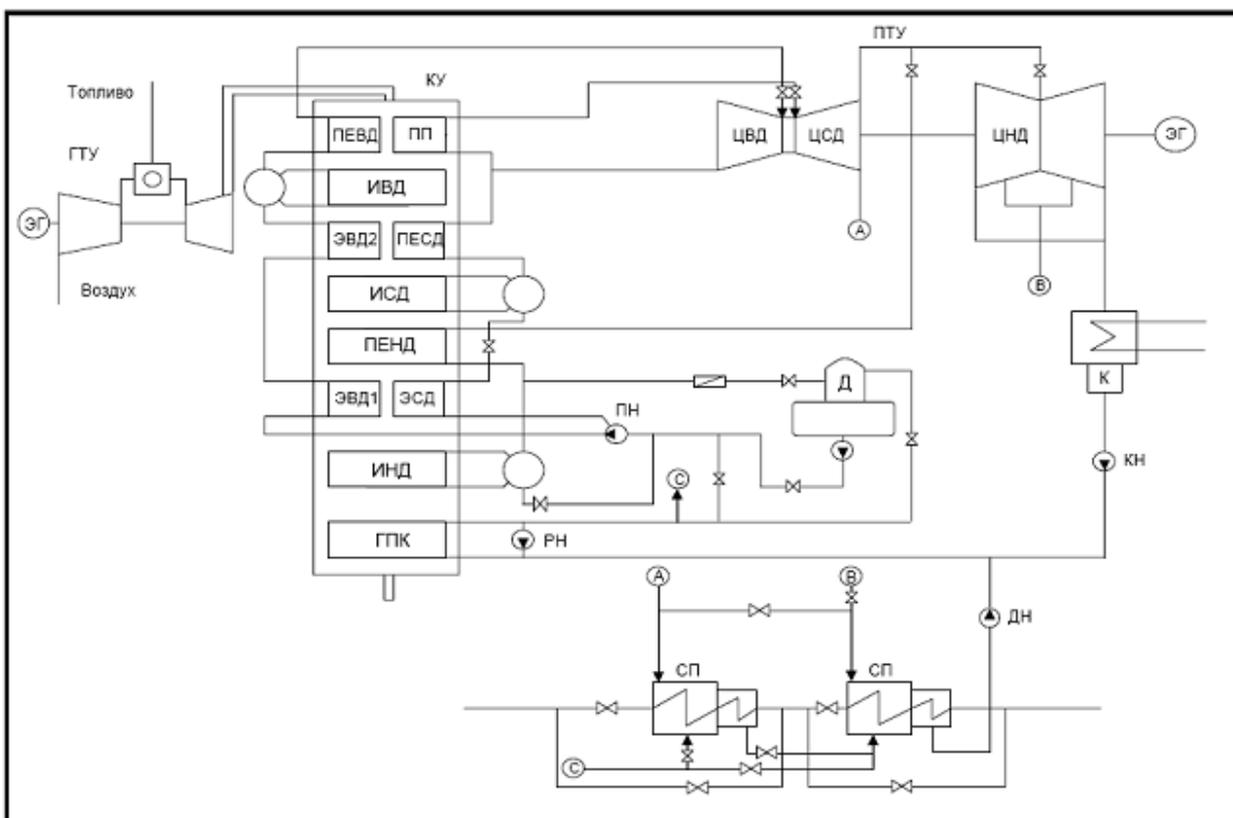


Рисунок 13 – Тепловая схема ПГУ с трехконтурным котлом-утилизатором [20]

ГТУ – газотурбинная установка; ЭГ – электрогенератор; КУ – котёл-утилизатор; ПЕ – пароперегреватель; ИС – испаритель; ЭК – экономайзер; ГПК – газовый подогреватель конденсата; ВД – высокое давление; СД – среднее давление; НД – низкое давление; ПН – питательный насос; КН – конденсатный насос; РН – насос рециркуляции; Д – деаэратор; ПТУ – паротурбинная установка; ЦВД – цилиндр высокого давления; ЦСД – цилиндр среднего давления; ЦНД – цилиндр низкого давления; К – конденсатор; СП – сетевой подогреватель.

При проектировании тепловой схемы ПГУ с котлами-утилизаторами разработчик имеет дело с уже готовыми газотурбинными агрегатами, на базе которых необходимо создать установку, обладающую оптимальными для заданных условий показателями

Анализируя рынок газотурбинного оборудования можно прийти к выводу, что на сегодняшний день существует всего несколько ГТУ, на базе которых можно создать ПГУ трех давлений пара. Основные показатели этих ГТУ (при условиях ISO 2314) приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Основные технические показатели современных ГТУ [20]

Фирма-производитель, тип ГТУ	Siemens	Mitsubishi	General Electric	Alstom
	SGT5-4000F	M701F	MS9001FA	GT-26
Показатель				
Электрическая мощность, МВт	286,6	270,0	255,6	288,3
Электрический КПД, %	39,5	38,2	36,9	38,2
Расход уходящих газов, кг/с	689	651	641	650
Степень повышения давления	17,9	17,0	15,0	33,9
Температура уходящих газов, °С	577	586	602	616

### **Выводы по разделу**

Обобщая выше сказанное, можно сделать вывод, что принципиальные решения по формированию тепловой схемы совпадают, а различия имеют как положительные стороны (снижения общей стоимости строительства), так и негативные стороны (удорожание строительства, ухудшение показателей тепловой экономичности, снижение надежности эксплуатации)

### **3. Проведенные модернизации ПГУ в России**

Введенные в эксплуатацию парогазовые энергоблоки постоянно модернизируются в целях повышения надежности и экономичности установки в целом. Рассмотрим какие модернизации проводились в ближайшие несколько лет на ПГУ эксплуатируемых в России.

#### **Модернизация Шатурской ГРЭС**

В 2010 состоялся пуск в эксплуатацию ПГУ-400 Шатурской ГРЭС, на тот момент установленная мощность энергоблока составляла 393,4 МВт.

Шатурская ГРЭС имеет в своем составе парогазовый энергоблок с газовой турбиной MS-9001FA [22]. Газовые турбины нуждаются в большом объеме потребляемого воздуха, в связи с чем, потребляемый воздух должен обладать высоким качеством. Для поддержания качества воздуха на входе в компрессор установлен КВОУ с помощью которого происходит очистка воздуха.

В процессе работы КВОУ на фильтрующем материале накапливается пыль от окружающей среды. При определенном слое накопления пыли на секции фильтрации увеличивается сопротивление при всасе воздуха из-за чего повышается перепад давления. Из данного факта следует что снижается производительность компрессора и, как следствие, мощность газовой турбины. Чтобы нормализовать перепад давления в КВОУ необходимо периодически заменять фильтрующий элемент или поддерживать определенную степень запыленности.

Данная проблема на Шатурской ГРЭС решалась с помощью установки дополнительной фильтрующей секции высокого класса F9. Данные фильтры имеют функцию промывки, с помощью чего можно было не заменять фильтрующий элемент после накопления неприемлемого слоя пыли. Такое решение сопровождалось рядом следующих сложностей:

- Малое время эксплуатации фильтров до износа
- Обледенение установленной дополнительной секции фильтров во время пониженных температур и высокой влажности, что создает перепад давления

Затраты на эксплуатацию систему фильтрации можно составляют следующие пункты:

- Покупка новых фильтров
- Промывка проточной части компрессора
- Недовыработка мощности из-за увеличения перепада давлений и, как следствие, уменьшение производительности компрессора
- Ремонт элементов проточной части компрессора из-за эрозийно-коррозионных процессов [24].

С целью устранения и сокращения перечисленных затрат была проведена модернизация системы фильтрации КВОУ. Модернизация заключалась в установке дополнительных фильтров грубой очистки перед фильтрами F9.

Данное решение привело к следующим позитивным моментам:

- Снижение запыления основной секции фильтрации
- Уменьшение степени обмерзания фильтров
- Увеличение срока эксплуатации фильтров F9, что означает снижение завтра на покупку новых фильтров

В результате проведения модернизации мощность парогазового блока увеличилась на 6,6 МВт [25].

### **Модернизация Серовской ГРЭС**

На Серовской ГРЭС провели модернизацию газовой турбины с целью повышения установленной мощности энергоблока. В таблице 11 приведены показатели ГТ до модернизации.

Таблица 11 – Номинальные показатели SGT5-4000F

Наименование показателя	Значение*
Электрическая мощность ГТ (брутто), МВт	281,4
Температура выхлопных газов, °С	579,1
Расход выхлопных газов, кг/с	686,7
Степень повышения давления в компрессоре	17
Частота вращения генератора, Гц	50

Целью модернизации было повешение установленной мощности газовой турбины.

Модернизация заключалась в следующих решениях [26]:

- Замена 1-6 ступеней компрессора ГТ на модернизированные
- Замена 1-4 ступеней турбины на модернизированные
- Замена основных горелок на модернизированные
- Замена расходомера пилотного топливного газа

- Установка расходомера основного топливного газа
- Модернизация вспомогательных систем ГТУ

По расчетам фирмы «Siemens» проведенная модернизация принесла следующие результаты:

- Увеличение электрической мощности ГТУ на 18,7 МВт
- Увеличение температуры выхлопных газов ГТУ на 9,0°С
- Увеличения расхода выхлопных газов на 35,3 кг/с
- Повышение мощности паровой турбины на 9,3 МВт

В результате мощность установки была повышена на 28,0 МВт [26].

### **Модернизация Новокуйбышевской ТЭЦ-1**

На Новокуйбышевской ТЭЦ-1 была произведена модернизация схемы ПГУ с глубоким охлаждением уходящих газов [28].

На тепловых электростанциях для охлаждения циркуляционной воды используются башенные градирни испарительного типа. При эксплуатации градирен данного типа возникает проблема избыточного увлажнения воздуха. В долгосрочной перспективе это приводит к ухудшению состояния ближайших зданий и сооружений из-за накопления в них влаги. Также избыточное увлажнение воздуха создает дискомфорт, находящемуся рядом, жилому сектору.

С целью решения приведенных проблем было предложено решение о осушке паровоздушного факела. Осушка производится выхлопными отработавшими газами ГТУ, прошедшие через котел утилизатор [27]. В ходе решения данной проблемы решается еще одна задача – более глубокое охлаждение газов ГТУ в составе ПГУ.

Принципиальная схема модернизации представлена на рисунке 14.

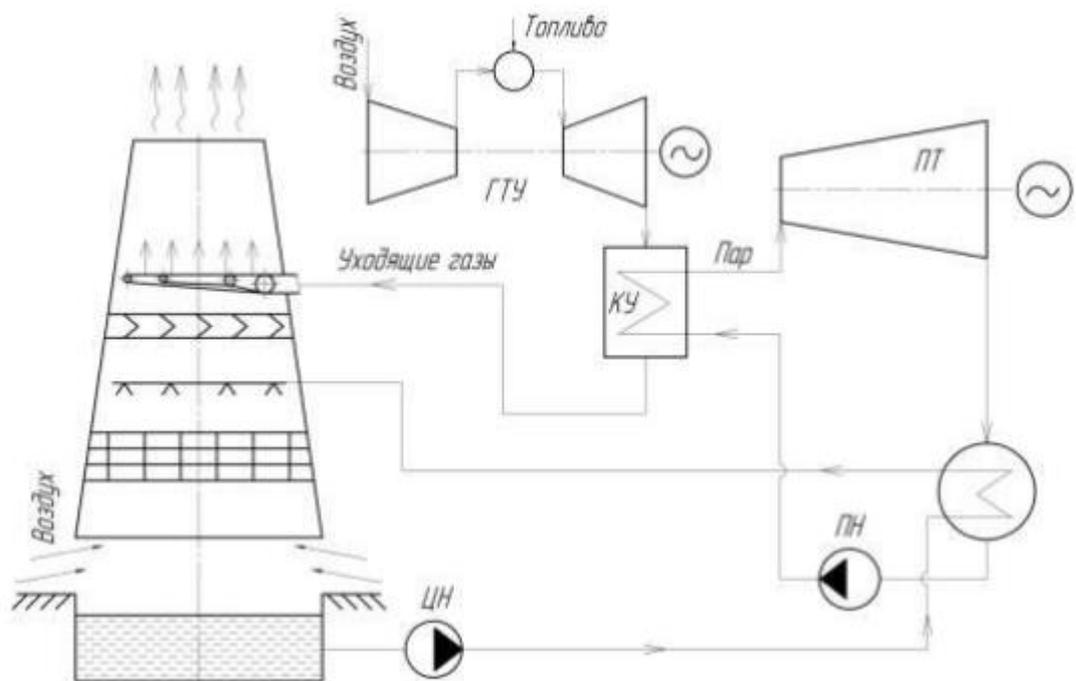


Рисунок 14 – Принципиальная схема модернизации ПГУ [27]

В связи с подачей выхлопных газов ПГУ улучшится процесс охлаждения циркуляционной воды в градирни за счет снижения влажности воздуха и увеличения тяги градирни. Улучшение процесса охлаждения воды приводит к повышению эффективности паровой части ПГУ за счет снижения вакуума в конденсаторе, т.к. давление в конденсаторе имеет прямую зависимость от температуры охлаждающей воды.

Эффективность работы блока ПГУ особенно его паровой части определяется снижением давления в конденсаторе, что создает более глубокий вакуум в самом конденсаторе и на последних ступенях паровой турбины. Давление в конденсаторе зависит главным образом от температуры охлаждающей воды.

Результаты проведенной модернизации представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты проведенной модернизации [27]

Объем уходящих газов, $V_{г}$	%	0	20	40	60	80	100
Относительная влажность воздуха, $\varphi$	%	70,0	69,2	68,30	67,10	66,0	64,0
Объем уходящих газов, $G_{г}$ ,	кг/с	0	126,3	252,6	378,9	505,2	631,5

Продолжение таблицы 10

Парциальное давление водяных паров в воздухе, $P_{п}$ ,	кПа	15	14,4	14,2	14,0	13,9	13,7
Температура наружного воздуха, $t_{нв}$ ,	°С	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Температура на выходе из градирни, $t_{2к}$ ,	°С	29,4	28,2	27,3	26,8	26,1	25,5
Температура на входе в градирню, $t_{1к}$	°С	37,42	36,2	34,5	33,6	33,1	31,1
Самотяга градирни, $\Delta p$	Па	24,81	26,12	27,8	29,51	31,1	32,8

Анализируя результаты, приведенные в таблице 10, можно сделать следующие выводы:

При отводе выхлопных газов в стопроцентном объеме [27]:

- Самотяга градирни увеличивается на 30%
- Температура циркуляционной воды снижается с 29,4 до 25,5°С

В целом, применение данной модернизации позволяет улучшить микроклимат ближайшей территории и повысить эффективность ПГУ за счет понижения температуры циркуляционной воды.

### **Выводы по разделу**

Таким образом, основываясь на приведенной информации о произведенных модернизациях на действующих электростанциях с парогазовыми энергоблоками, можно сделать вывод об актуальности проводимых исследований в области парогазовых технологий. При проведении исследований в данной области появляются различные решения по повышению эффективности существующих энергоблоков.

#### **4. Актуальные исследования в области парогазовых установок**

В данном разделе рассмотрим, в каком направлении на данный момент двигаются ученые и инженеры для повышения эффективности парогазовых установок.

##### **Технология BENSON**

Вопросы об повышении экономичности, маневренности и надежности ПГУ не перестают быть актуальными на сегодняшний момент. Ученые и инженеры разрабатывают различные варианты модификации основного и вспомогательного оборудования ПГУ, изучают новые подходы к эксплуатации введенных в работу ПГУ, модернизируют схемы установок. Рассмотрим какие варианты по улучшению работы ПГУ были предложены за последние несколько лет.

В работе [38] описывается модернизация трехконтурного котла-утилизатора с помощью технологии BENSON, разработанной компанией Siemens.

Основными преимуществами котла-утилизатора BENSON является:

- вертикальное расположение труб поверхностей нагрева (как в традиционных котлах барабанного типа) позволяет сохранить естественную циркуляцию в испарительных контурах СД и НД и стабильность и равномерность распределения теплового потока;
- замена барабана ВД на тонкостенный узел (сепаратор) повышает эксплуатационную маневренность парогенератора, при этом не требуя изменений в конструкции экономайзера и пароперегревателя ВД [38].

На рисунке 1 представлена принципиальная технологическая схема традиционного КУ и КУ, использующего технологию BENSON.

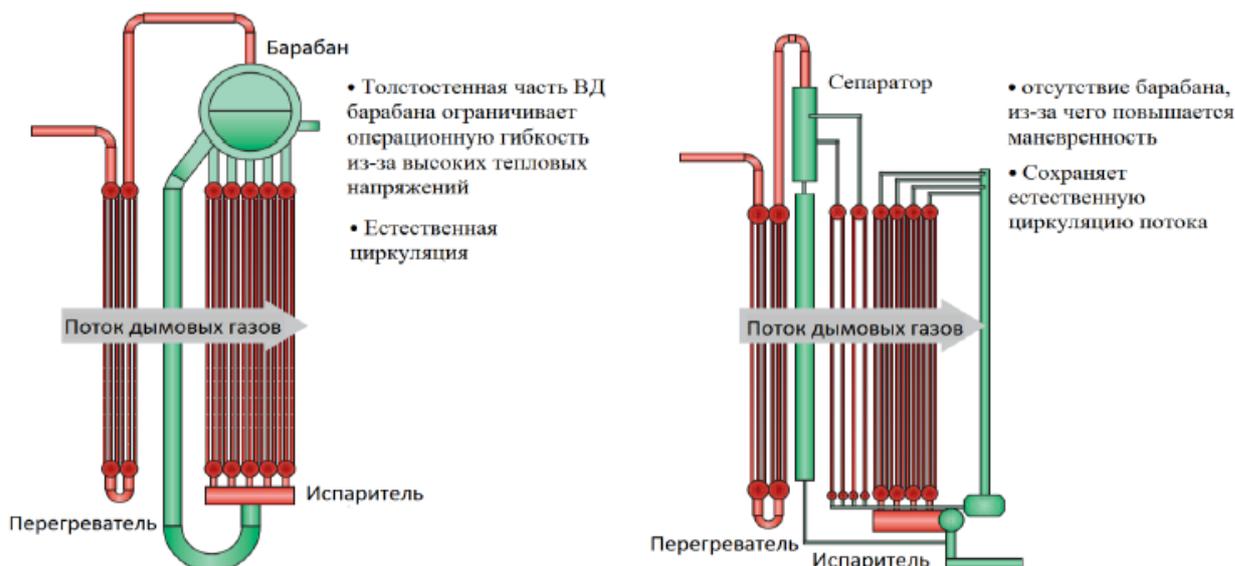


Рисунок 15 – Принципиальная технологическая схема традиционного КУ и КУ, использующего технологию BENSON

Технология BENSON введена на станции Cottam в Великобритании, опыт эксплуатации данной технологии показал значительные улучшения маневренных характеристик ПГУ, а именно:

- значительное сокращение времени пуска ПГУ
- снижение перерасходов топлива за счет минимизации времени работы ГТУ на частичных нагрузках;
- возможность более частых пусков ГТУ [38].

Высокая эксплуатационная надежность технологии BENSON подтверждается много численными эмпирическими и аналитическими исследованиями теплообмена, проведенными компанией Siemens, а также имеющимся опытом эксплуатации.

## 4.2 Проект FACY

В работе [39] рассматривается проект компании Siemens под названием FACY (Fast Cycling). Проект нацелен на увеличение числа пусков ПГУ и сокращения их продолжительности, что является одним из ключевых показателей при работе ПГУ в условиях переменного графика электрической нагрузки.

В данном проекте применяется технология BENSON [38], описанная выше. Приведем основные решения проекта FACУ на рисунке 16.

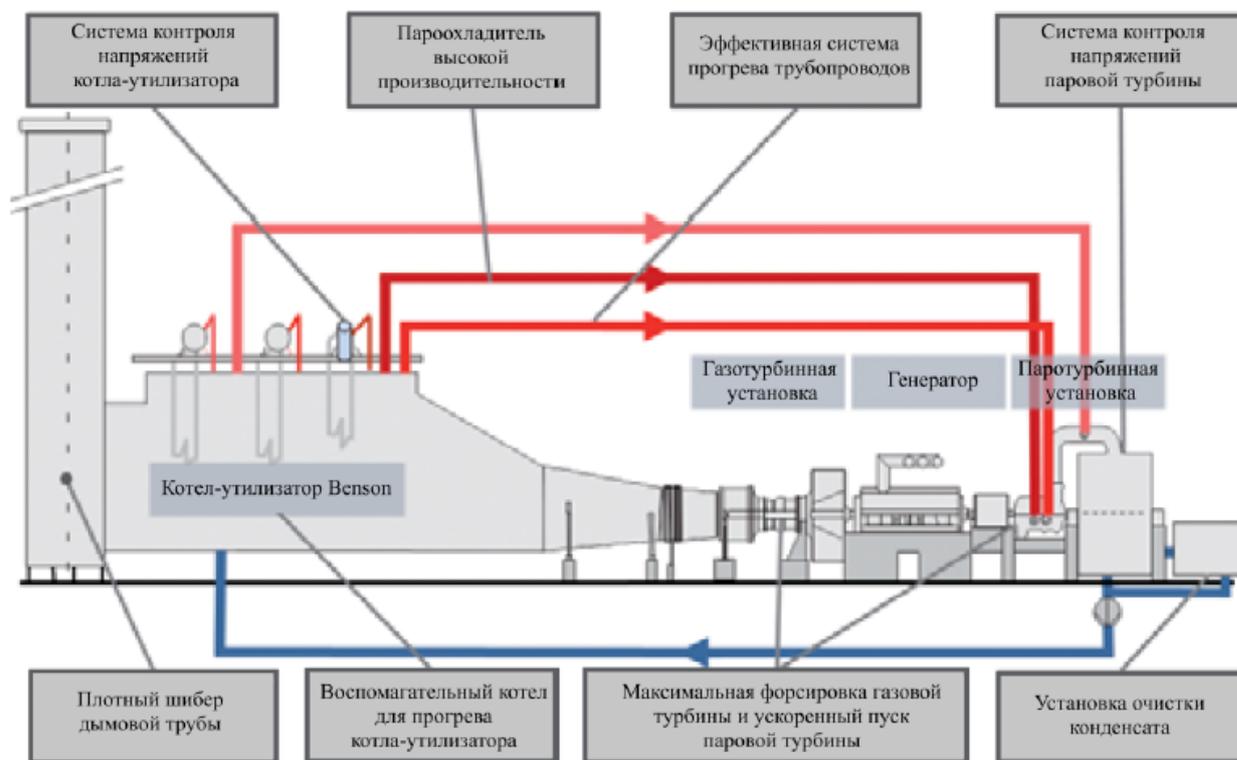


Рисунок 16 – Основные решение проекта FACУ

В результате данного проекта были разработаны следующие решения:

- Установка плотных шиберов на газоходах для поддержание давления и температуры в основных узлах, использование вспомогательного пара, который может использоваться для прогрева КУ и паровой турбины;
- полная автоматизация «горячего» пуска паровой турбины без необходимости ручного управления – «*Ready-for-operation*» [39];
- оптимизация отдельных узлов и программы эксплуатации ПГУ с целью уменьшения циклического усталости металла оборудования (например, установка высокопроизводительных пароохлаждавателей, с помощью которых будет производиться ограничение температуры пара во время пусков);
- гибкая концепция эксплуатации, которая позволит оператору прогнозировать износ узлов, выбирать время и темп пуска

С целью повышения скорости и эффективности процесса пуска ПГУ, совместно с основными решениями проекта FACУ, была разработана технология

параллельного пуска газовой и паровой турбины «*Hot Start on the fly*» [39]. Основной идеей данной технологии является ранний пуск паровой турбины и ее ускоренное нагружение без необходимости выдержки газовой турбины. На рисунке 17 предоставлен график пуска по технологии «*Hot Start on the fly*».

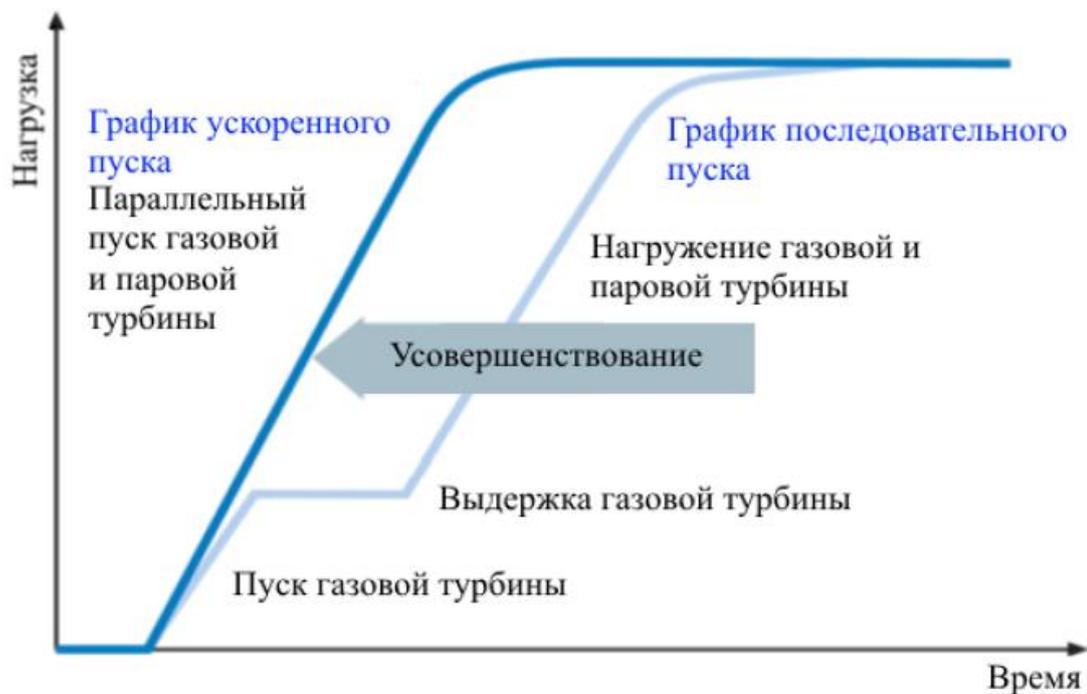


Рисунок 17 – График пуска по технологии «*Hot Start on the fly*»

Основные принципы работы этой технологии основаны на контроле изменений температуры и поддержании температурных напряжений в пределах, приемлемых для всех критических узлов.

Для обеспечения высокой эксплуатационной гибкости и надежности используется запатентованная система контроля и управления напряжениями турбины - *Turbine Stress Controller (TSC)*. Программа вычисляет и контролирует напряжения во всех критических, толстостенных узлах паровой турбины (клапаны, корпус и ротор высокого давления и др.) для трех разных видов пуска: планового, ускоренного и быстрого [39].

Технология FACY на данный момент реализована на многих электростанциях в Европе и показала отличные результаты. Применение данной технологии позволило сократить время горячего пуска ПГУ со 100 до 40 минут [39].

### 4.3 ПГУ с ВГЦ

В соответствии с энергетической стратегией России на период до 2030 года [31] планируется создание экологически чистых парогазовых установок мощностью 200 – 600 МВт с газификацией твердого топлива и с коэффициентом полезного действия 50 – 52 процента и парогазовой установки на угольном синтез-газе.

На данный момент ведутся масштабные исследования и разработки ПГУ с внутрицикловой газификацией (ПГУ с ВЦГ). Исследования в этой области являются актуальными по следующим причинам:

- Использование угля более выгодно чем природного газа исходя их его стоимости и запасов в стране
- Газификация позволит осуществить экологически чистое сжигание низкокачественных твердых топлив
- Современные ПГУ обладают самым высоким электрическим КПД, а ПГУ с ВГЦ не только высоким экономическим, но и экологическим потенциалом
- Замещение устаревших пылеугольных ТЭС на ПГУ с ВГЦ даже при отсутствии газификации в регионе

Рассмотрим процесс внедрения и развития ПГУ с ВГЦ зарубежных стран.

Первые мощные ПГУ с ВГЦ единичной мощностью 170 и 120 МВт были разработаны и введены в эксплуатацию в ФРГ и США в 1972 и 1984 году [32]. В США в период с 2008 по 2010 г. энергокомпания Duke Energy построила и начала эксплуатировать парогазовую установку с газификацией угля на электростанции Edwardsport. В энергоблоке электростанции Edwardsport использовались две ГТУ 7FB мощностью по 232 МВт и паровая турбина мощностью 300 МВт [34].

Решение о начале разработки ПГУ с ВГЦ в Японии было принято в 1981 г. и уже в 1982 начались первые разработки [32]. На основе полученного опыта в 1995 году было принято решение о строительстве ПГУ электрической мощностью

250 МВт с ВГЦ [33]. В 2020 году в Японии был произведен пуск ПГУ с ВГЦ нового поколения мощностью 543 МВт и КПД 48% [33].

В Южной Корее была введена в эксплуатацию ПГУ с ВГЦ мощность 380 МВт и КПД 42%. В энергетической части используются ГТУ 7FB фирмы GE. Проектирование было начато в октябре 2008 г. Первое воспламенение угля было проведено в 2015 г [34].

Таким образом, приведенные факты говорят о том, что использование технологии газификации совместно с ПГУ является востребованной и развивается во многих странах мира.

Внедрение ПГУ с ВЦГ на данный момент имеет лишь стратегическое назначение, до настоящего времени в России не создано ни одной энергетической установки с применением газификации [35]. Рассмотрим работы ученых и инженеров по внедрению ПГУ с ВЦГ в России.

В работе [36] приводится анализ реконструкции угольной ТЭС на основе газификации угля и ПГУ. В качестве примера была взята Верхнетагильская ТЭС в составе которой находится устаревшее оборудование. В работе представлено два варианта реконструкции ТЭС: замена паротурбинных энергоблоков на парогазовые, работающие на природном газе и перевод угольных энергоблоков на ПГУ с ВЦГ работающих на очищенном синтез газе. В первом варианте реконструкция заключалась в замене угольных энергоблоков на ПГУ мощностью 420 МВт, топливом которой является природный газ. В качестве основного оборудования ПГУ была выбрана газовая турбина SGT5-4000F мощностью 288 МВт, трехконтурный котел утилизатор и паровая турбина мощностью 132 МВт [36]. Во втором варианте реконструкции установлен газификатор компании GE (с радиационным охладителем синтез-газа и частичным теплоотводом) совместно с ПГУ-420. Проанализируем результаты расчетов представленных вариантов реконструкции.

Таблица 11 – Расход топлива до и после технической реконструкции ТЭС

Топливо	До реконструкции	ТЭС с ПГУ	
		на природном газе	с газификацией угля
Уголь (тыс.т)	1480	0	1173
Мазут (тыс.т)	3,6	6,7	6,7
Природный газ (млн м <sup>3</sup> )	1925	2010	1436

Результаты расчетов показывают высокую экономическую эффективность обоих вариантов относительно ТЭС до реконструкции. Снижение потребления условного топлива в результате реконструкции ТЭС и введения в строй ПГУ на природном газе (с учетом приведения к одинаковому производству электроэнергии) составит 727 тыс. т у. т/год (или 24% потребления топлива до реконструкции) [36]. Для варианта реконструкции ТЭС на ПГУ с газификацией угля экономия топлива составила 543 тыс. т у. т/год (18%) в сопоставимых условиях [36]

Также был проведен расчет воздействия выбросов вредных веществ на окружающую среду до и после технической реконструкции ТЭС. Результаты расчета представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Количество выбрасываемых вредных веществ, т/год, на ТЭС до и после реконструкции

Выбросы	До реконструкции	ТЭС с ПГУ	
		на природном газе	с газификацией угля
Пыль	16737	76	143
NO <sub>x</sub>	7297	4427	4514
SO <sub>2</sub>	16796	76	110
CO	385	238	276

Снижение количества выбросов пыли и оксидов серы в результате реконструкции ТЭС составило 99,5%, оксидов азота в пересчете на  $\text{NO}_2$  – 34,6% [36]. Таким образом, в результате реконструкции негативное влияние на экологическую обстановку заметно уменьшится.

В работе [37] рассматривается решение проблемы эффективной утилизации вторичных энергоресурсов с помощью ПГУ с ВГЦ. Под вторичными энергоресурсами понимается низкосортное топливо с низкими топливными характеристиками: повышенная зольность, высокое содержание серы и влажность более 40% [37]. Сжигание данного топлива происходит в топке котла с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС). Преимущество данной топки состоит в возможности осуществления комбинированного цикла. За счет теплоты сгорания топлива генерируется пар для паровой турбины, а продукты сгорания, имеющие повышенное давление, используются в газовой турбине. Целью данной работы является определение эффективности перевода пылеугольной энергетической установки конденсационной электрической станции на схему с внедрением технологии сжигания твердого топлива в топках котлов с циркулирующим кипящим слоем и с газификацией угля в кипящем слое под давлением.

Из полученных результатов следует, что внедрение данной установки позволит сэкономить не менее 70 г у.т./( $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ), что составляет снижение на 20 % расхода топлива при производстве электроэнергии по сравнению с паротурбинным блоком аналогичной мощности с пылеугольным котлом и системами серо- и азотоочистки [37]. Также данное решение позволит снизить выбросы оксидов серы, азота, золы и шлака в окружающую среду.

### **Выводы по разделу**

Таким образом, анализируя приведенные актуальные исследования в области парогазовых установок, можно сделать вывод о том, что основной вектор исследований направлен на улучшение маневренных характеристик установки и повышение надежности, автоматизацию пусковых процессов и

упрощение управления установкой в целом. Стоит отметить исследования в области ПГУ с ВГЦ, данное решение может помочь увеличить количество вводов энергоблоков ПГУ, так как существуют негазифицированные регионы, где установка классической компоновки ПГУ невозможна.

## **5. Особенности режимов работы ПГУ в режимах регулирования нагрузки**

На начальном этапе развития энергетического рынка в стране и на данный момент остается актуальной проблема надежности энергоснабжения. Понятие надежности энергоснабжения тесно связано с таким понятием как маневренность энергетического оборудования. Исследование маневренности парогазовых установок остается актуальным по сей день. В нынешних энергосистемах, где основным генерирующим оборудованием является блоки ПСУ проводились многочисленные научные и эксплуатационные исследования с целью получения информации о способах работы в условиях переменного графика нагрузок. С помощью данных исследований удалось решить проблему их работы в различных условиях графика электрической нагрузки, без специализированного оборудования.

Планируемое увеличение доли блоков парогазовых установок в энергосистемах означает их неизбежное привлечение к регулированию графиков электрической нагрузки, следовательно, работа блоков будет проходить в нестационарных режимах, на которые была разработана установка заводом - изготовителем. Современный рынок электроэнергии развивается с каждым днем и его требования к показателям экономичности и маневренности оборудования постоянно растут. Условия работы электростанций основываются на договоре заключённом между генерирующей компанией и системный оператором ЕЭС. В договоре прописаны условия, которые необходимо выполнять. Особо строго в договоре оговариваются манёвренные характеристики оборудования, от которых зависит режим работы энергосистемы. Нарушения условия договора

наказывается штрафом и вплоть до отказа отплаты поставленной мощности на рынок.

Согласно «Техническим требованиям к маневренности энергетических парогазовых установок блочных тепловых электростанций» [5] вновь проектируемые ПГУ при их работе в полупиковом режиме с ежедневными остановами в резерв на нерабочие дни и ежесуточными остановами на ночное время должны были обеспечить регулирование мощности в соответствии с требованиями энергосистемы.

В данный момент приказом ОАО «СО ЕЭС» от 05.12.2012г №475 утвержден и введен в действие Стандарт «Нормы участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности» [6], в котором установлены технические требования, предъявляемые к парогазовым установкам для их участия в НПРЧ и АВРЧ, а также требования к мониторингу для такого участия и порядок и методику проверки соответствия парогазовых установок требованиям, предъявляемым к ним для получения соответствующего статуса. Стандарт распространяется на парогазовые установки утилизационного типа в одно, двух и многовальном исполнении с одной или несколькими газовыми турбинами и котлами-утилизаторами и одной паровой турбины.

Выполнение технических требований, обозначенных в стандарте [5], предполагает обеспечение регулирования мощности ПГУ в соответствии с требованиями энергосистемы, т.е. с еженедельными остановами оборудования в выходные дни и ежесуточными остановами в ночное время с последующими пусками. В ближайшее время, в связи с развитием энергосистем, регулировочный диапазон ТЭС не будет удовлетворять требованиям энергосистем, что приводит к вынужденным остановам блоков во время провалов эклектической нагрузки в ночное время и выходные дни.

Частые пуски и остановы блоков приводят к повышенному износу оборудования, что означает снижение надежности и экономичности. Данный

факт необходимо учитывать при решении вопроса о работе энергоблоков в переменном графике электрических нагрузок.

Для эффективной работы энергосистем в условиях пониженной электрической нагрузки, энергоблоки должны обладать пусковыми характеристиками, соответствовать требованиям по маневренности утверждёнными энергосистемами.

Традиционно под маневренностью оборудования тепловых электростанций [5] понимаются характеристики, определяющие быстроту и надежность выполнения различных режимных функций для обеспечения надежной работы системы в нормальных и аварийных условиях.

В понятие маневренности входят:

- Пусковые характеристики, под которыми понимаются продолжительности пусков блоков из различных тепловых состояний;
- Скорости набора и изменения нагрузки;
- Допустимый регулировочный диапазон нагрузок блоков;
- Допустимые продолжительности работы блоков на холостом ходу или на нагрузке собственных нужд после сбросов нагрузки, а также количество сбросов нагрузок, включая частичные сбросы нагрузок.

В публикации [7] представлены требования, предъявляемые к маневренным характеристикам паросиловых и парогазовых блоков. Представим их ниже и проанализируем.

Таблица 13 – Сравнение технических требований к маневренности паросиловых энергоблоков и ПГУ по количеству пусков за весь срок службы

Количество пусков	Базовые паросиловые энергоблоки (500 МВт/ 300 МВт)	Полупиковые паросиловые энергоблоки	Парогазовые энергоблоки
-------------------	----------------------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------

Продолжение таблицы 13

из холодного состояния	100/100	100	100
из неостывшего состояния	600/1000	1400	1900
из горячего состояния	300/900	6000	7000

Таблица 14 – Сравнение технических требований к маневренности паросиловых энергоблоков и ПГУ по продолжительности пусковых операций, мин

Исходное состояние	Базовые паросиловые блоки (<300 МВт/300 МВт/>500 МВт)	Полупиковые паросиловые блоки (<500 МВт/>500 МВт)	Парогазовые энергоблоки
6-8ч. простоя	120/150/210	45	60
24-55 ч. простоя	270/300/420	60/80	90

Таблица 15 – Сравнение технических требований к маневренности паросиловых энергоблоков и ПГУ по количеству допускаемых сбросов нагрузок

Сброс нагрузки до	Базовые паросиловые блоки	Полупиковые паросиловые блоки	Парогазовые блоки
Нижней границы регулировочного диапазона	90	90	120
Вплоть до нуля	150	150	150

В соответствии с общепринятой терминологией под регулировочным диапазоном понимается диапазон электрических нагрузок, который обеспечивается без изменения числа работающего оборудования; под техническим - диапазон от пикового значения электрической нагрузки энергоблока при максимальном числе работающего основного оборудования до минимально допустимого значения электрической мощности блока по техническим возможностям минимального числа работающего оборудования.

Таким образом, регулировочный диапазон входит в технический диапазон при введении определенных ограничений.

Для парогазового энергоблока регулировочным диапазоном называется диапазон изменения электрической мощности парогазового энергетического блока без изменения количества работающего электрогенерирующего оборудования и сохранения нормативных экологических показателей по выбросам вредных веществ.

### **Выводы по разделу**

Анализируя приведенную информацию можно сделать вывод о том, что требования к маневренным характеристикам ПГУ более строгие, но они сравнимы с требованиями полупиковых паросиловых блоков.

Различия в требованиях к сравниваемым блокам в первую очередь объясняется конструкцией этих блоков, от которых зависит скорость пусковых операций и изменения электрической нагрузки в пределах регулировочного диапазона. Быстрота этих операций зависит от напряжений в толстостенных элементах оборудования энергоблока. Характеристики маневренности определяются в зависимости от показателей надежности элементов энергоблока.

## 6. Исследование регулировочного диапазона ПГУ различной мощности

### 6.1. Исследование работы газотурбинной части ПГУ

В данном разделе рассмотрим изменение основных параметров работы ПГУ различной мощности. Выявим основные зависимости параметров работы ГТУ и ПТУ от температуры наружного воздуха и изменения нагрузки.

#### Анализ работы энергоблока ПГУ-110

В работе [1] исследуется работа блока ПГУ-110 МВт в диапазоне нагрузок от 40 до 100% при температуре наружного воздуха от -30 до +30 градусов. Для проведения исследований была разработана математическая модель парогазовой установки, аналогичная по составу оборудования с прототипом.

Для проверки адекватности разработанной модели были проведены расчеты мощности от наружной температуры воздуха, которые сравнивались с фактическими показателями работы реального блока ПГУ-110. Среднее отклонение расчетных данных от фактических составило 0,147% [1].

Далее с помощью полученной модели проводится ряд следующих экспериментов:

#### 1) Зависимость мощности ГТУ от температуры наружного воздуха

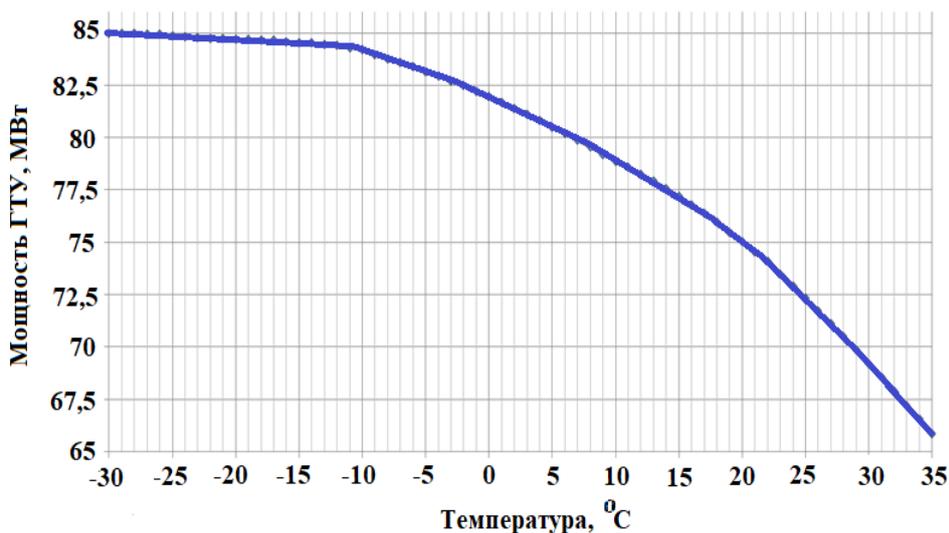


Рисунок 18 – Зависимость мощности ГТУ от температуры наружного воздуха

Одной из главных причин снижения мощности ГТУ с ростом температуры наружного воздуха является увеличение потребляемой мощности на привод компрессора.

2) Зависимости мощности и КПД ГТУ от нагрузки блока.

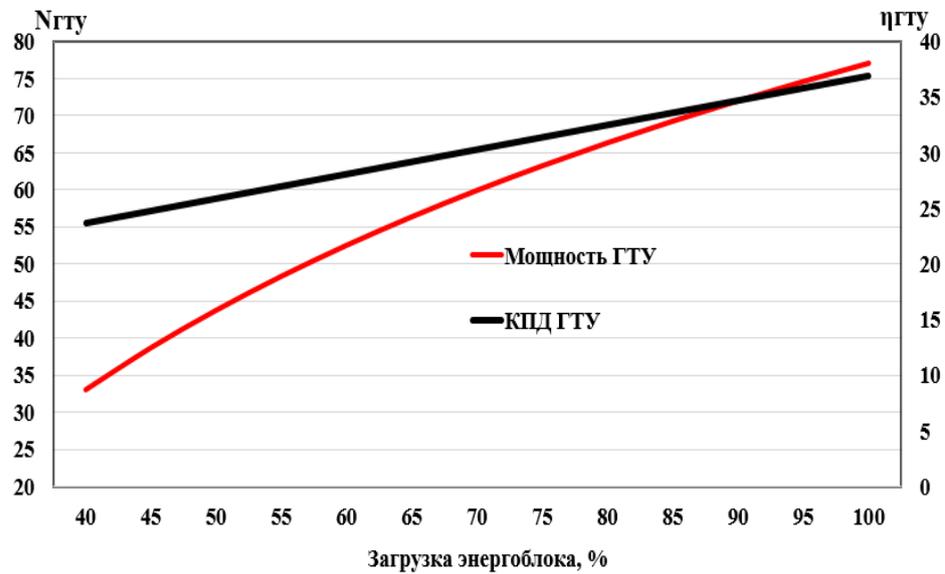


Рисунок 19 – Зависимость мощности и КПД ГТУ от нагрузки блока

На рисунке 19 видно, что ГТУ достигает номинальных значений КПД и мощности при нагрузке 100%.

3) Зависимости мощности и КПД ГТУ от температуры наружного воздуха.

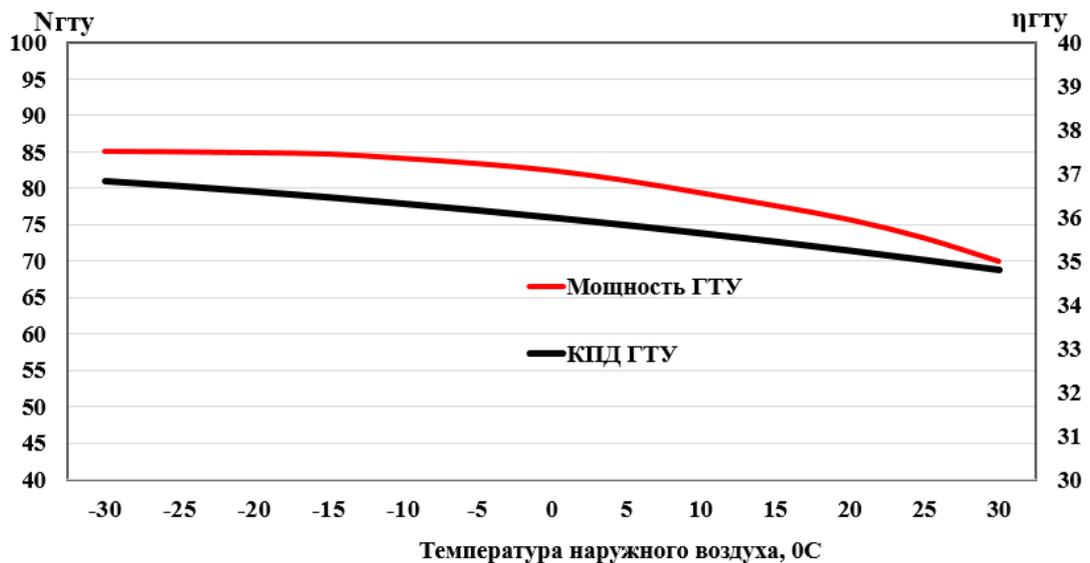


Рисунок 20 – Зависимости мощности и КПД ГТУ от температуры наружного воздуха

Снижение мощности ГТУ происходит по причине, описанной по зависимости на рисунке 18. Анализируя рисунок 20, стоит отметить, что КПД ГТУ имеет прямую зависимость от мощности ГТУ, чем и обуславливается его снижение совместно с мощностью.

#### 4) Зависимости расходов пара ВД и НД от нагрузки блока

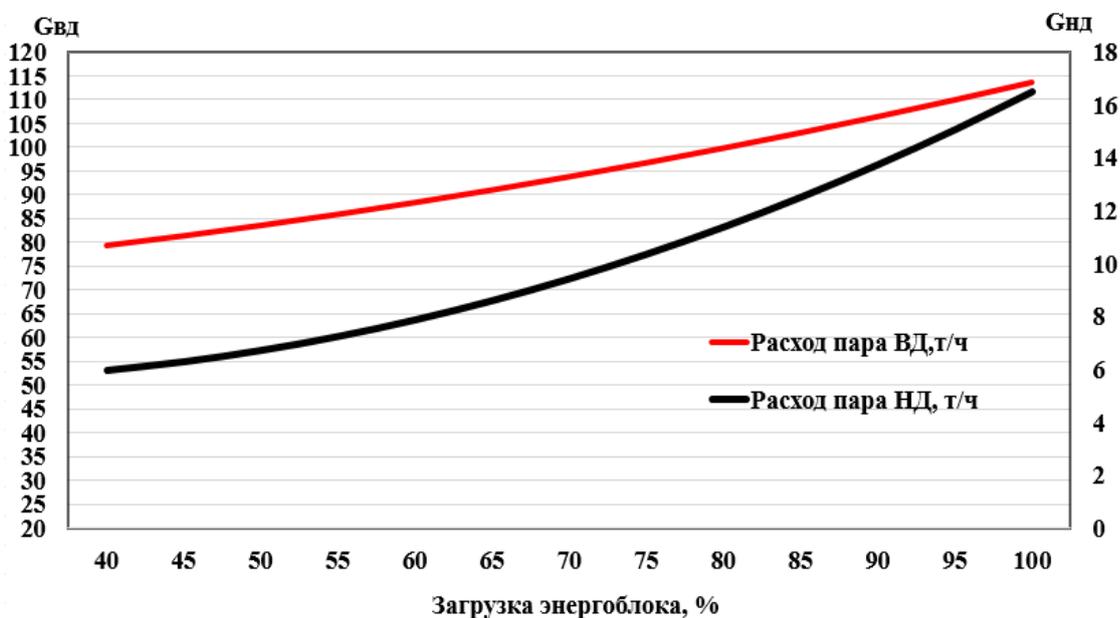


Рисунок 21 – Зависимости расходов пара ВД и НД от нагрузки блока.

Рост расходов пара НД и ВД происходит близко к линейной зависимости при увеличении нагрузки ГТУ, полученная зависимость объясняется равномерным ростом температура газов за газовой турбиной.

#### 5) Зависимость давления пара ВД и НД от нагрузки блока.

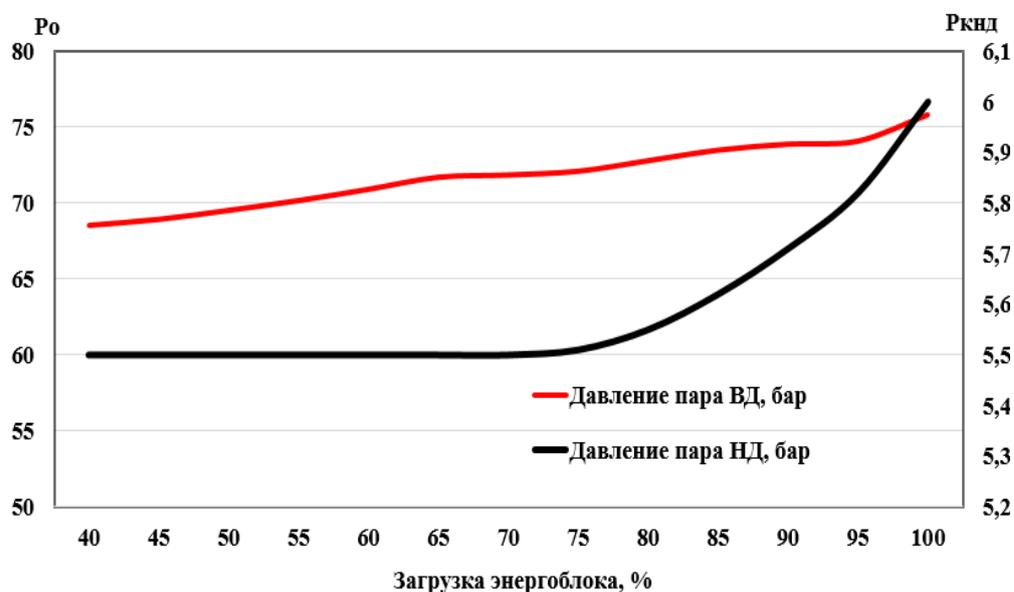


Рисунок 22– Зависимости давление пара ВД и НД от нагрузки блока.

Давление пара контура низкого давления практически остается неизменным при повышении нагрузки до 75%. С увеличением нагрузки происходит резкое повышение давления до 6 кгс/см<sup>2</sup>. Повышения давления пара ВД происходит в соответствии с увеличением нагрузки блока.

б) Зависимость КПД паровой, газовой турбины и ПГУ в целом от нагрузки блока.

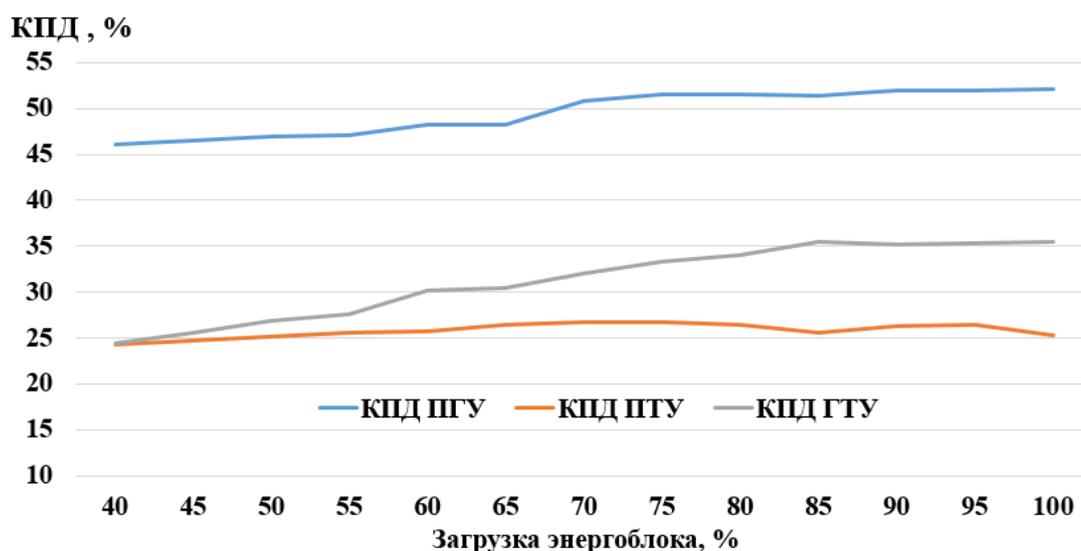


Рисунок 23 – Зависимость КПД паровой, газовой турбины и ПГУ в целом от нагрузки блока.

При увеличении нагрузки блока КПД установки растет, но его составные части имеют различные зависимости. КПД паровой части практически не изменяется от температуры наружного воздуха и мощности газовой турбины, а зависит от температуры отработавших газов ГТУ. Данный факт подтверждается фактическими данными по работе блока ПГУ-110.

Проанализировав работу [1] можно сделать следующие выводы по работе блока ПГУ-110:

1) При повышении нагрузки блока увеличиваются его экономические показатели (КПД ПГУ, КПД ГТУ)

2) КПД паровой части не претерпевает значительных изменений при изменении температуры воздуха и мощности ГТУ с учетом того что параметры пара на входе в турбину остаются неизменными.

3) Наибольшее увеличение мощности газовой турбины происходит при отрицательных температурах.

4) Давление в контурах КУ обуславливается нагрузкой ГТУ, что нельзя сказать о зависимости от температуры наружного воздуха.

### **Анализ работы энергоблока ПГУ-420**

В работе [2] разработан программный комплекс расчета работы ПГУ при переменных режимах на базе энергоблока ПГУ-420, который эксплуатируется на ТЭЦ-16 ПАО “Мосэнерго”.

Достоверность разработанной модели была проверена с помощью экспериментальных характеристик ТЭЦ-16. Проводились расчеты изменения основных показателей работы ГТУ в зависимости от нагрузки при значениях температуры воздуха перед компрессором -15;0;+15;+30 град. Получены кривые зависимостей расхода топлива, КПД ГТУ, степени открытия ВНА компрессора, температуры газов на входе и выходе из ГТУ от электрической нагрузки ГТУ.

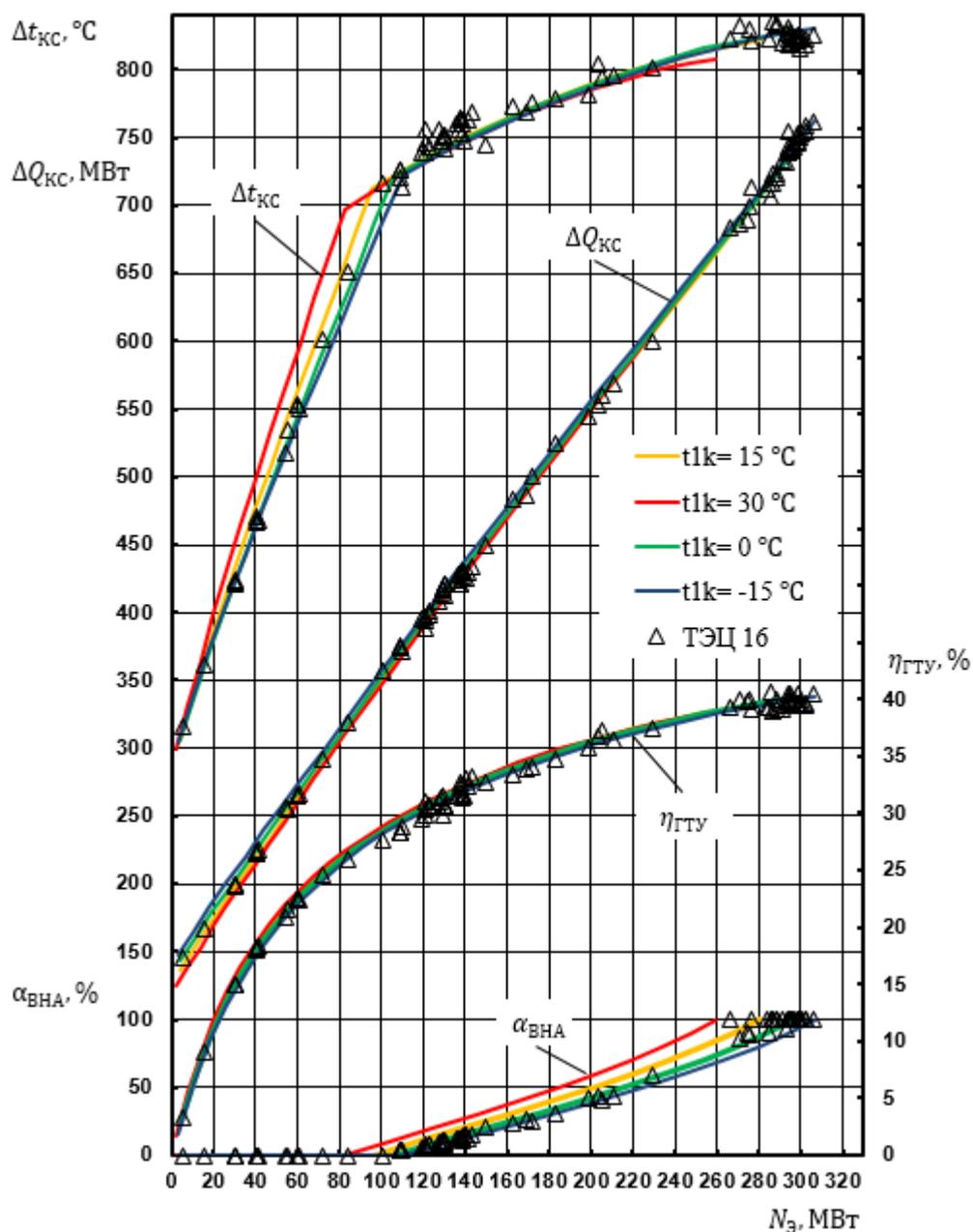


Рисунок 24 – Зависимости расхода топлива, КПД ГТУ, степени открытия ВНА компрессора, температуры газов на входе и выходе из ГТУ от электрической нагрузки ГТУ

Полученные результаты расчета работы ГТУ при различной температуре наружного воздуха имеют погрешность 1-2% с экспериментальными данными реальной установки, что говорит о возможности дальнейших исследований с помощью этой модели.

Также были разработаны модели котла-утилизатора и паротурбинной части. Проводились аналогичные эксперименты при различных режимах работы оборудования с последующим сравнением с экспериментальными данными

реального оборудования энергоблока ПГУ-420. Полученные погрешности результатов входят в пределы нормы.

Обсуждаемые выше модели разрабатывались на базе действующего оборудования ПГУ-420:

1. Газотурбинная установка SGT5-4000F;
2. Горизонтальный трехконтурный барабанный котел-утилизатор типа Ел-264/297/43-13,0/3,0/0,47-558/558/237-11;
3. Паровая турбина типа SST5-5000.

Проведем анализ результатов тепловых испытаний, полученных с помощью данной модели.

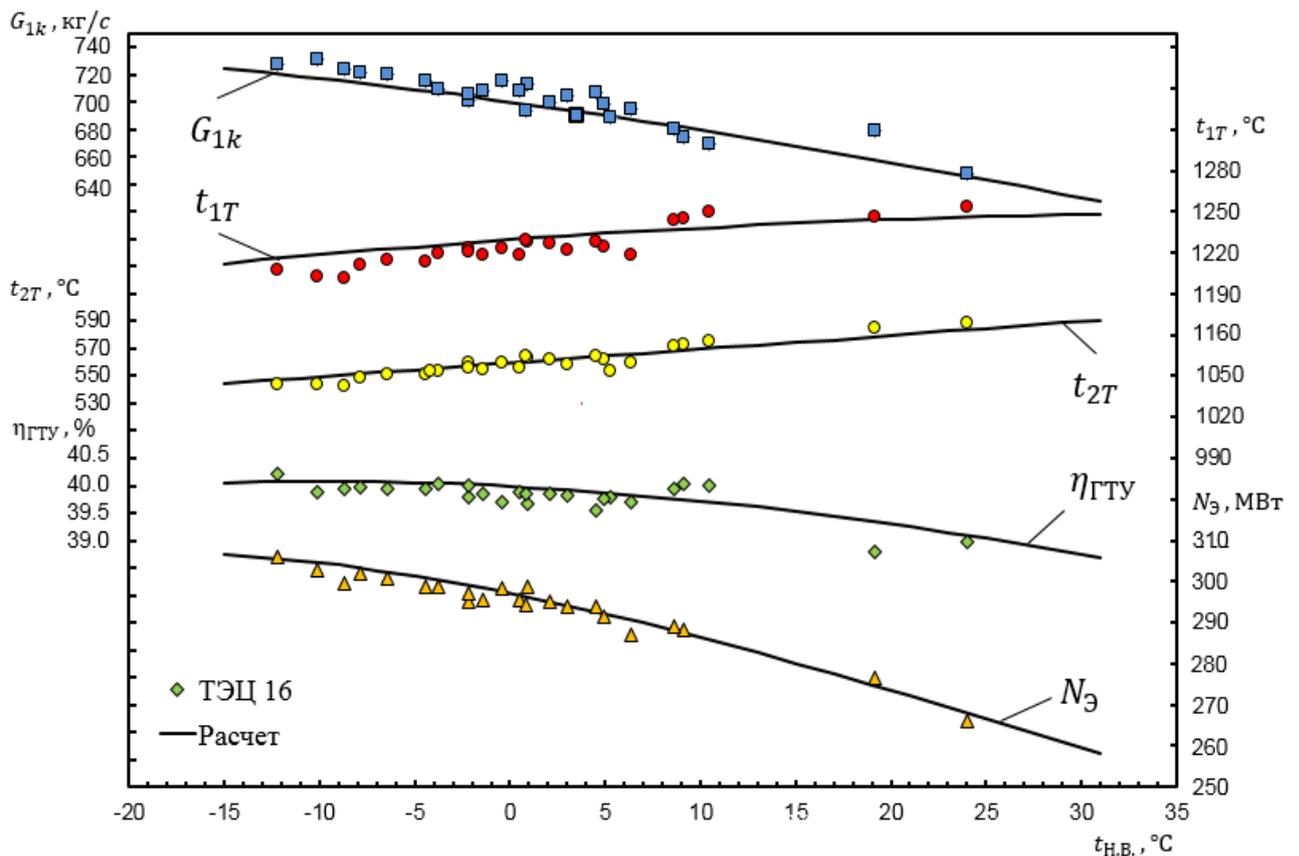


Рисунок 25 – Зависимости номинальных показателей работы ГТУ от температуры наружного воздуха.

$G_{1k}$  – массовый расход воздуха через компрессор;  $t_{1T}$  – температура газов перед турбиной;  $t_{2T}$  – температура газов за турбиной;  $\eta_{\text{ГТУ}}$  – КПД ГТУ;  $N_{\text{э}}$  – электрическая мощность ГТУ;

Данный эксперимент проводился при полностью открытом ВНА компрессора. Изменение температуры наружного воздуха от  $-15$  до  $+31$  градусов влечет за собой изменение мощности ГТУ в диапазоне от 306 до 258 МВт. При уменьшении температуры наружного воздуха происходит увеличение мощности ГТУ и ПГУ, увеличивается расход воздуха, подаваемого в компрессор.

Таким образом, при регулировании мощности в энергосистеме с помощью ПГУ необходимо учитывать влияние температуры наружного воздуха на работу ПГУ. Данный факт является отличительной особенностью работы ПГУ от паросиловых энергоблоков.

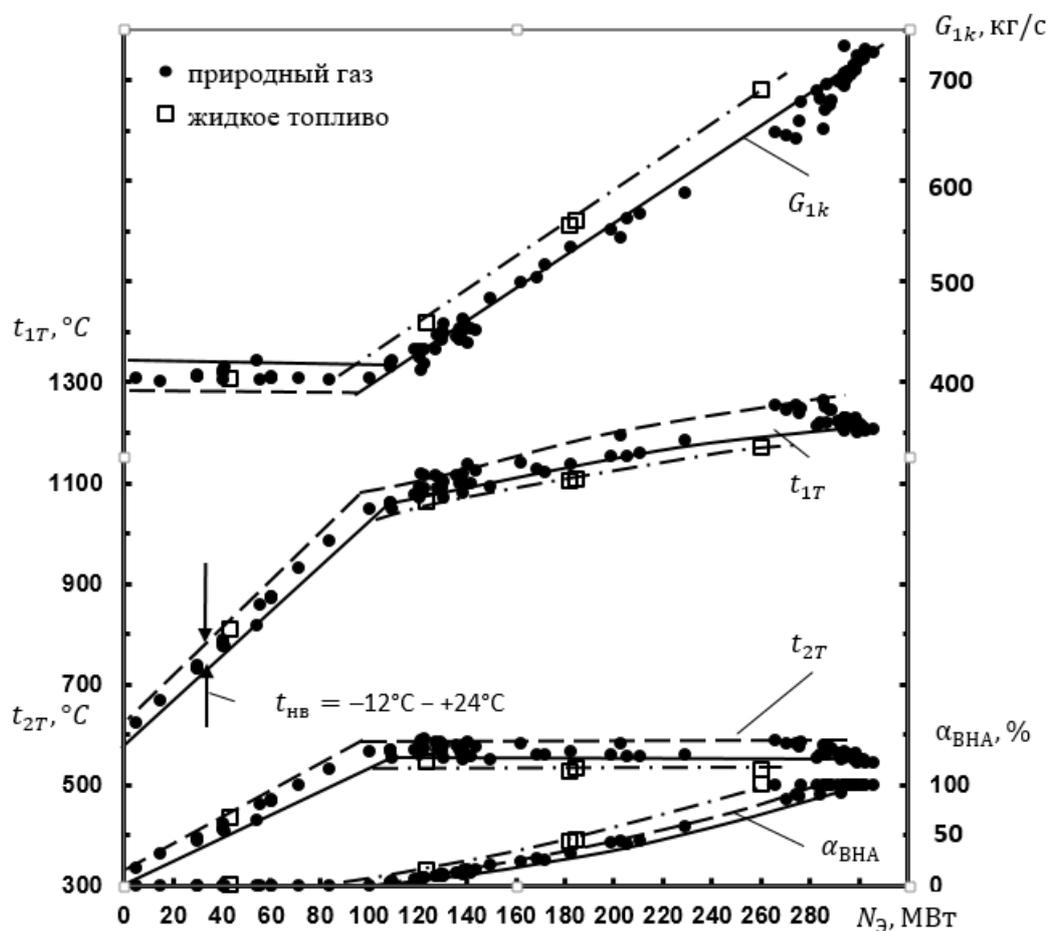


Рисунок 26 – Зависимости параметров ГТУ от электрической мощности.

Штриховым и сплошным линиям соответствуют температуры  $-12$  и  $+24$  градуса соответственно. В данном диапазоне температур проводились испытания установки на ТЭЦ-16.

Полученные результаты разделим на два участка. Первый участок соответствует набору мощности ГТУ приблизительно до 100 МВт. На данном

участке производилось регулирование при закрытом ВНА компрессора, регулирование мощности происходило за счет изменения расхода топлива в камеру сгорания. На этом этапе повышение мощности ГТУ сопровождается резким повышением температуры газов перед турбиной и за турбиной после расширения в ней. На втором участке происходит регулирование мощности при постоянной температуре. Регулирование происходит за счет ВНА компрессора и топливных клапанов камеры сгорания. Поддерживаемое значение температуры газов за турбиной зависит от температуры наружного воздуха. При температуре наружного воздуха -12 и +24 температура газов за турбиной поддерживается соответственно 550 и 585 градусов, это означает, что большей температуре воздуха перед компрессором соответствует большая температура газов за турбиной. Процесс увеличения мощности сопровождается увеличением расхода воздуха через компрессор.

#### **Анализ работы энергоблока ПГУ-410Т**

В публикации [3] исследуется работа энергоблока ПГУ-410Т в режиме переменных нагрузок..

В состав основного оборудования блока входит:

1. газовая турбина M701F4
2. котел-утилизатор (КУ) Еп-307/353/41,5-12,6/3,1/0,5-565/560/250
3. паровая турбина типа Т-113/145-12,4

Было разработана модель данного блока в программном комплексе Boiler Designer, с использованием которой производился ряд расчетов при различной температуре наружного воздуха и нагрузке энергоблока. Результаты расчета получены в таблице 16.

Таблица 16 – Показатели работы ПГУ при переменных режимах работы

Нагрузка ГТУ 100%			
$t_{нар}, ^\circ\text{C}$	$\eta_{пгу}, \%$	$N_{гту}, \text{МВт}$	$N_{пту}, \text{МВт}$
-20	56,7	344,9	142,1
-10	56,9	344,9	148,3
-1,7	57,0	336,5	149,3
+15	57,2	303,3	145,7

Продолжение таблицы 16

Нагрузка ГТУ 75%			
$t_{\text{нар}}, ^\circ\text{C}$	$\eta_{\text{ПГУ}}, \%$	$N_{\text{ГТУ}}, \text{МВт}$	$N_{\text{ПГУ}}, \text{МВт}$
-20	53,5	258,6	106,6
-10	54,1	256,6	111,2
-1,7	54,2	253,3	111,9
+15	53,9	227,4	109,3
Нагрузка ГТУ 50%			
$t_{\text{нар}}, ^\circ\text{C}$	$\eta_{\text{ПГУ}}, \%$	$N_{\text{ГТУ}}, \text{МВт}$	$N_{\text{ПГУ}}, \text{МВт}$
-20	47,26	172,5	71,1
-10	47,86	172,5	74,1
-1,7	47,89	168,3	74,6
+15	47,12	151,6	72,9

Проанализируем полученные результаты.

1) При изменении температуры наружного воздуха значительно изменяется мощность ГТУ, что нельзя сказать о мощности ПТ.

2) При снижении нагрузки ГТУ уменьшается температура газов за турбиной, что вызывает снижение параметров вырабатываемого пара в КУ и как следствие уменьшение мощности ПТ.

3) Изменение температуры наружного воздуха не приводит к значительному изменению КПД ПГУ при определенной нагрузке ГТУ.

### 6.2.1. Исследование работы паротурбинной части ПГУ

#### Анализ работы энергоблока ПГУ-400

В работе [4] автор исследует влияние изменение нагрузки ГТУ на показатели работы паротурбинной части установки. Исследование проводится в регулировочном диапазоне от 60 до 100% от номинальной нагрузки при температуре наружного воздуха от +30 до -30 градусов, сравнивая результаты в точках +30; +5; -30 градусов. Объектом исследования являлась математическая модель на базе ПГУ-400 с ГТУ SGT5-4000F.

Рассмотрим полученные результаты ниже.

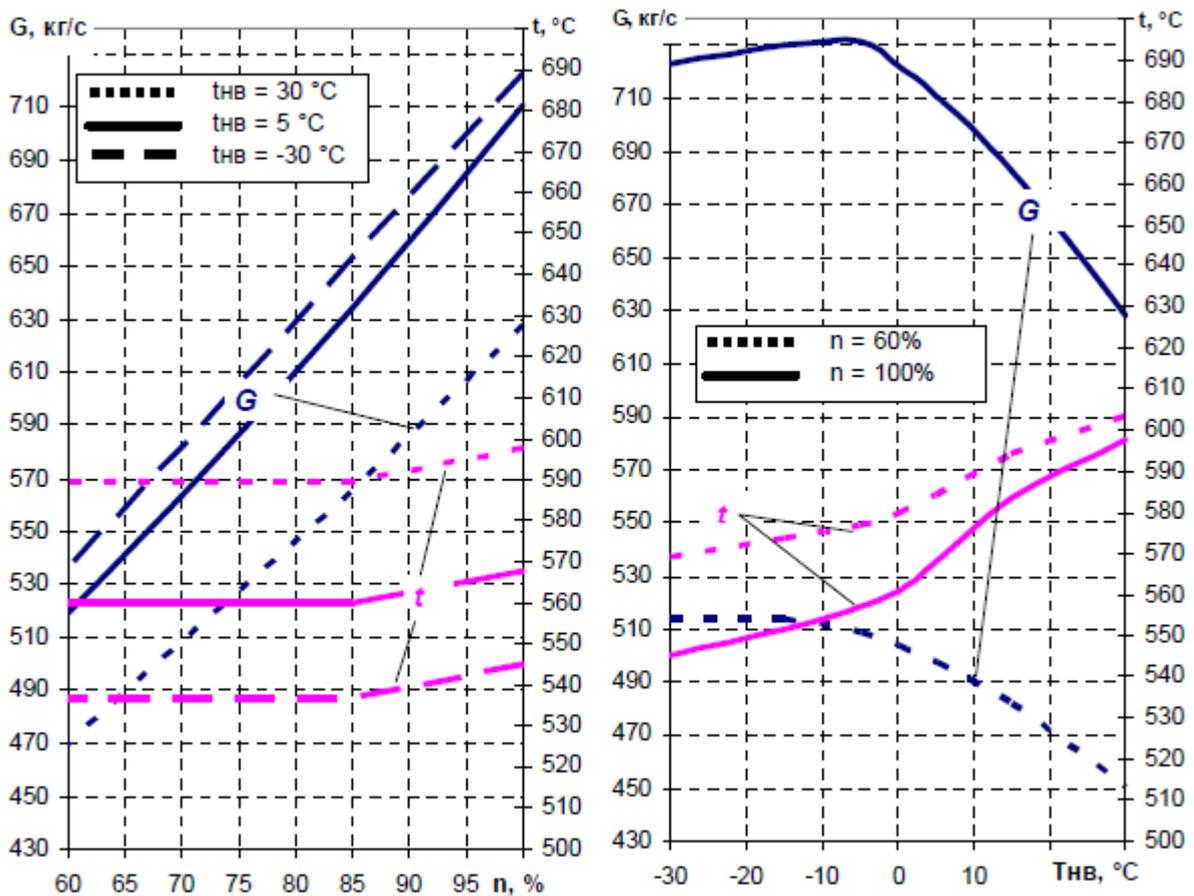


Рисунок 27 – Изменение расхода воздуха, потребляемого компрессором и температуры газов за турбиной при изменении нагрузки ГТУ и температуры наружного воздуха

В процессе разгрузки ГТУ температура газов за турбиной практически не изменяется, при снижении нагрузки до 85% от номинальной температура газов за турбиной уменьшается на 10 градусов, далее остается постоянной в представленном регулировочном диапазоне.

Снижение нагрузки в данном диапазоне происходит за счет работы ВНА компрессора, регулирования расхода воздуха на входе в компрессор. Значение расхода воздуха имеет линейную зависимость от нагрузки ГТУ и уменьшается в соответствии с нагрузкой.

При увеличении температуры наружного воздуха от -30 до -5 градусов наблюдается незначительный рост расхода воздуха. При дальнейшем увеличении температуры наружного воздуха система регулирования снижает расход воздуха на компрессор, тем самым ограничивая вырабатываемую мощность.

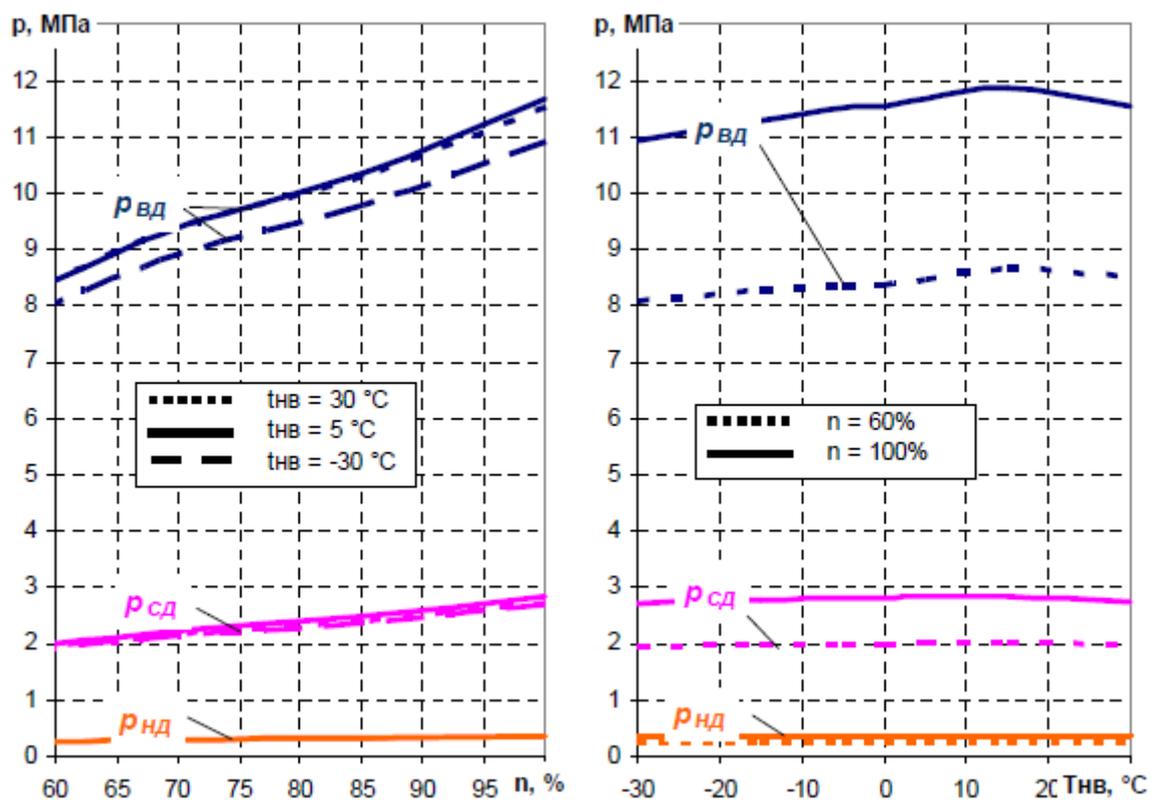


Рисунок 28 – Изменение давлений в контурах ПГУ в зависимости от нагрузки и температуры наружного воздуха

При снижении нагрузки ГТУ происходит понижение давлений во всех контурах КУ. Данный процесс объясняется снижением подаваемой теплоты в КУ в связи с уменьшением расхода и температуры выхлопных газов.

Изменение давлений в контурах от температуры наружного воздуха не имеет явной зависимости как от нагрузки ГТУ. Давление среднего и низкого контура практически не изменяется. Давление высокого контура изменяется в диапазоне 1 МПа в данном диапазоне температур наружного воздуха.

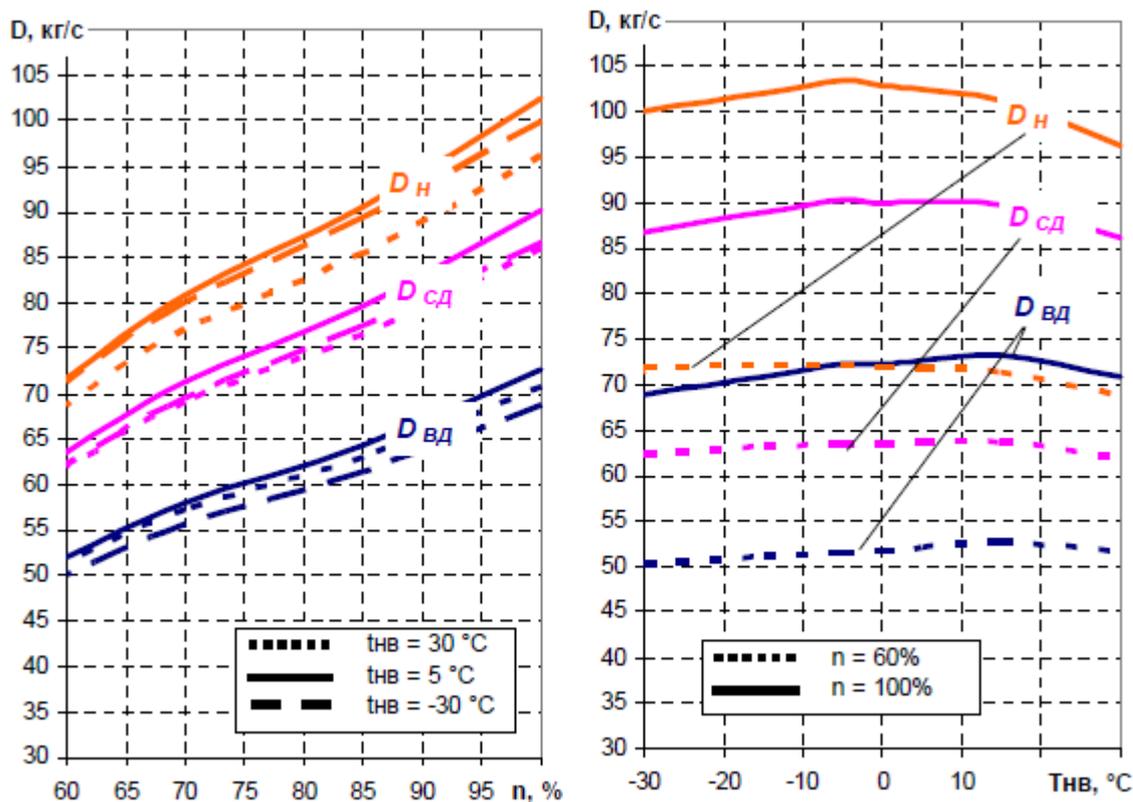


Рисунок 29 – Изменение расходов пара в контурах ПГУ в зависимости от нагрузки и температуры наружного воздуха.

При увеличении нагрузки ГТУ увеличиваются расходы пара всех контуров, т.к. увеличивается количество теплоты переданное в КУ за счет увеличения расхода и температуры выхлопных газов.

При снижении температуры наружного воздуха ниже  $-5$  градусов наблюдается снижение расходов пара всех контуров из-за уменьшения температуры выхлопных газов ГТУ.

### Выводы по разделу

Изучив работу блоков ПГУ различной мощности можно сделать следующие выводы:

1. В диапазоне регулирования мощности газовой турбины посредством ВНА компрессора влияние температуры наружного воздуха на мощность ПГУ в целом не оказывает существенного влияния.

При понижении температуры наружного воздуха уменьшается его плотность за счет чего работа компрессора снижается, а, следовательно, и его

потребляемая мощность. Мощность паровой части испытывает компенсирующее воздействие. При снижении температуры наружного воздуха происходит снижение температуры газов на выходе из турбины, также увеличивается расход воздуха подаваемым компрессором, из-за чего увеличится расход выхлопных газов через КУ, что приведет к увеличению расхода вырабатываемого пара и, как следствие, мощности паровой турбины.

2. Доля мощности ПТ в ПГУ увеличивается с повышением температуры наружного воздуха за счет увеличения температуры газов на выходе из ГТ.

3. Температура наружного воздуха оказывает сильно влияние на работу газовой турбины в отличие от паровой.

4. Регулирование положения ВНА оказывает основное влияние на поддержания необходимой температуры газов за турбиной.

### **6.3. Анализ факторов, ограничивающий регулировочный диапазон ПГУ**

Основными ограничивающими факторами работы ПГУ на пониженных нагрузках являются:

1) снижение надежности работы ПТ из-за низких параметров пара после КУ;

2) ухудшения экологических характеристик блока из-за повышения концентраций вредных веществ в уходящих газах;

Данные факторы в рассмотрены более подробно в работе [2]. Проанализируем полученные результаты, приведенные в работе.

#### **Снижение надежности**

При пониженных нагрузках ниже 40% от номинальной мощности ГТУ, когда ВНА полностью прикрыт, дальнейшее снижение мощности ГТУ сопровождается резким уменьшением температуры отработавших газов. Данный процесс изображен на рисунке 13. Отсюда следует, что происходит снижение температуры пара, генерируемого КУ из-за уменьшения переданного тепла в КУ,

что приводит к снижению степени сухости пара. Данный процесс создает опасность эрозийного износа рабочих лопаток паровой турбины. Таким образом, уменьшение нагрузки ниже установленного диапазона приводит к снижению температуры пара на входе в ЦНД паровой турбины. Следует отметить, что давление пара остается практически неизменным при снижении нагрузки.

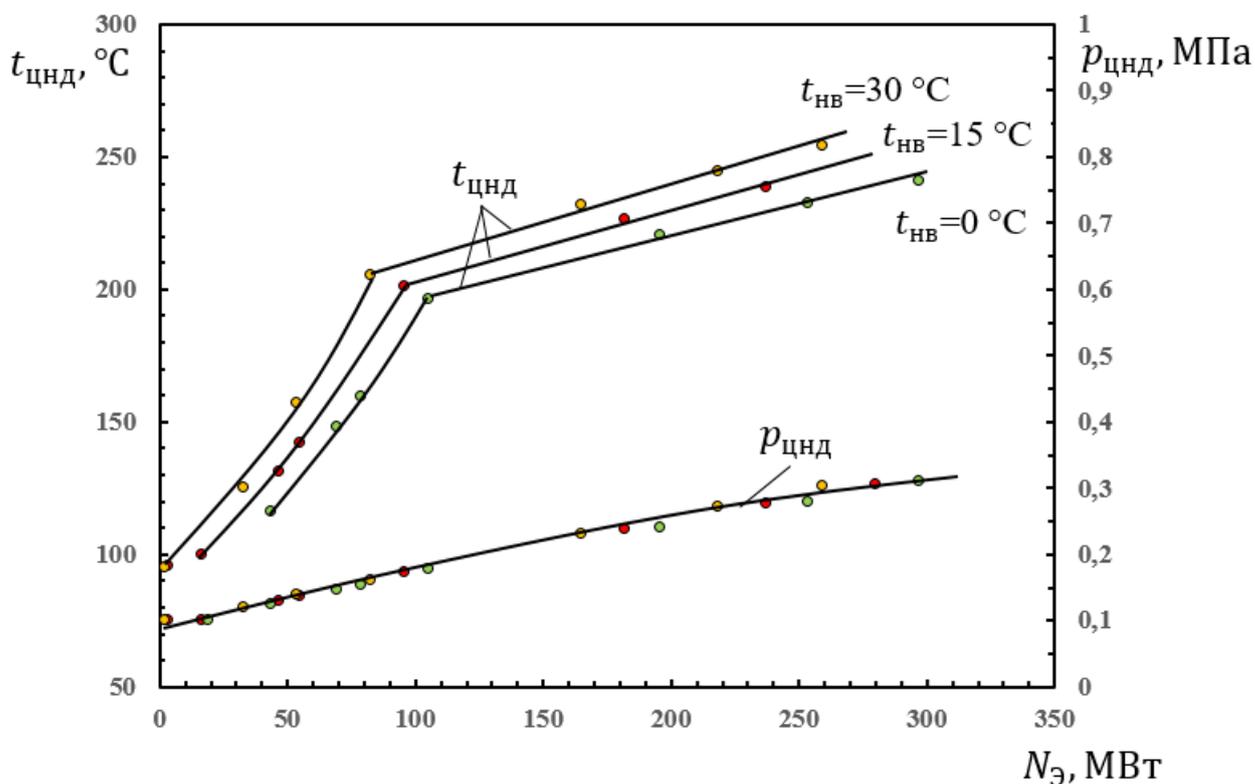


Рисунок 30 – Зависимости параметров пара при различных температурах наружного воздуха от нагрузки ГТУ

При росте температуры наружного воздуха повышается температура отработавших газов ГТУ, следовательно, и увеличивается температура генерируемого пара в КУ, что означает уменьшение минимально допустимой нагрузки ГТУ.

### Снижение экологических показателей

На пониженных нагрузках при полностью прикрытом ВНА регулирование мощности ГТУ происходит за счет изменения расхода топлива. При работе в установленном регулировочном диапазоне регулирование происходит за счет изменения расхода воздуха посредством работы ВНА и воздействием на

топливный регулирующий клапан, что дает возможность поддерживать постоянный избыток воздуха в камере сгорания, при котором концентрации  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$  будут находиться в норме. При работе на пониженных нагрузках данная возможность отсутствует.

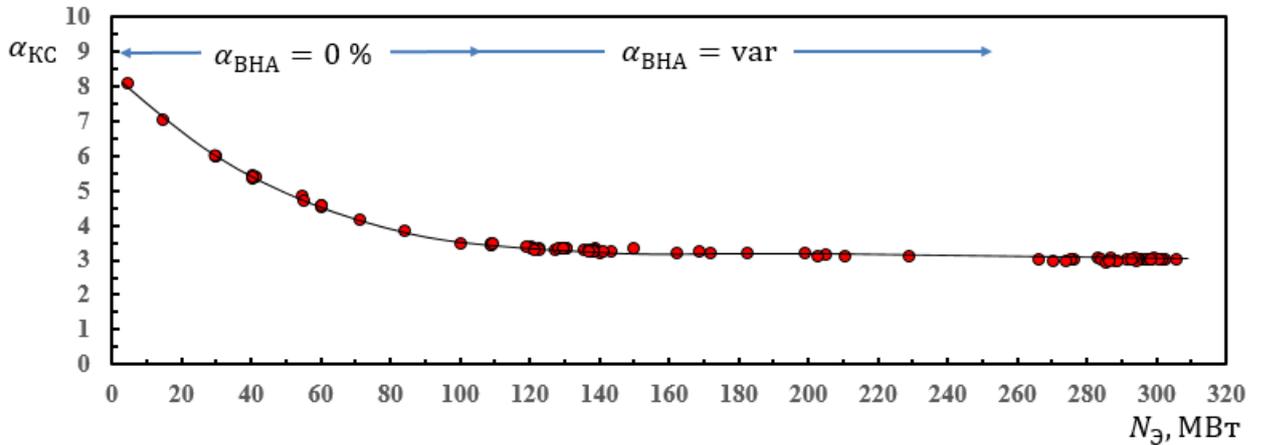


Рисунок 31 – Зависимость коэффициента избытка воздуха в камере сгорания от электрической мощности ГТУ

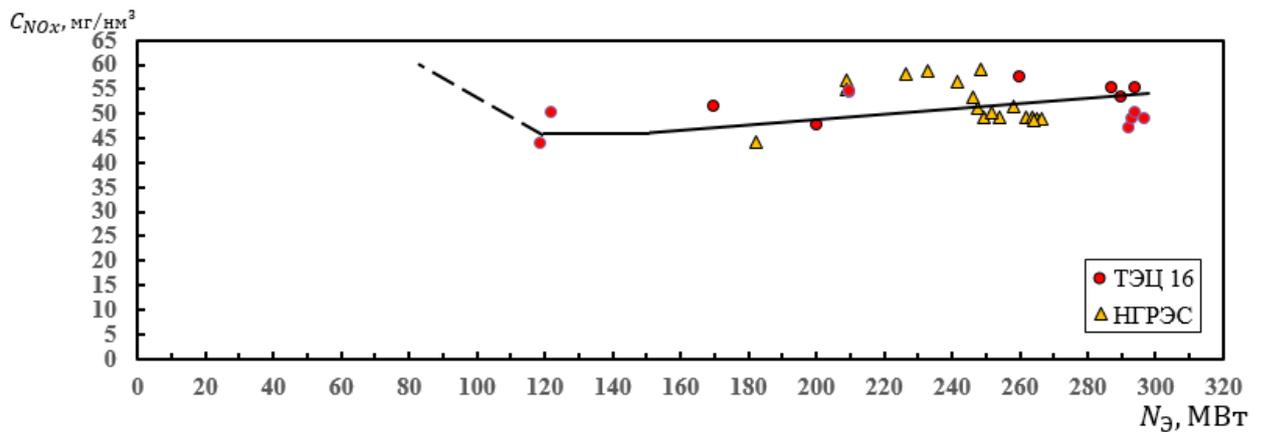


Рисунок 32 – Зависимость концентрации  $\text{NO}_x$  в продуктах сгорания от электрической мощности ГТУ

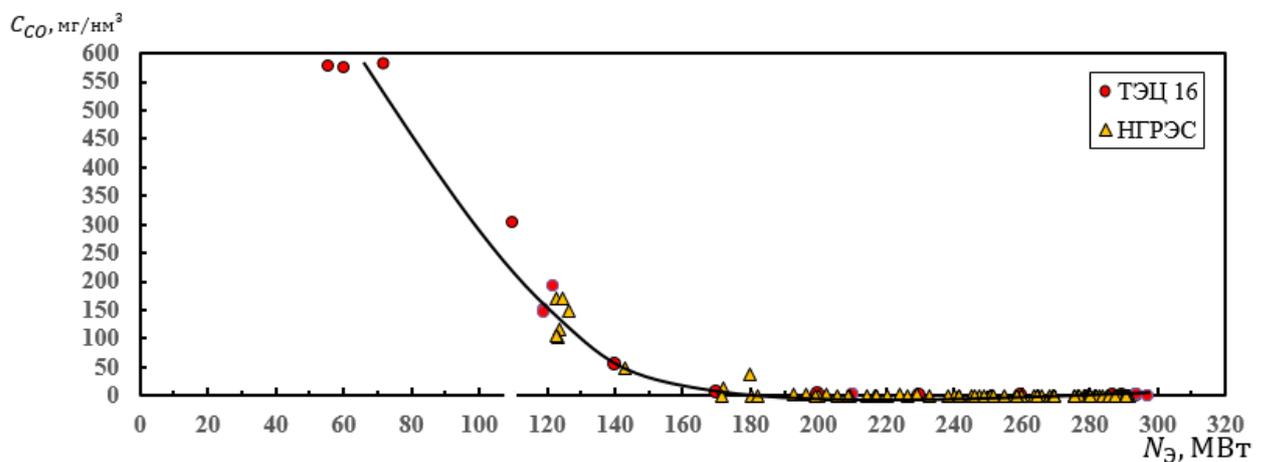


Рисунок 33 – Зависимость концентрации СО в продуктах сгорания от электрической мощности ГТУ

В установленном диапазоне нагрузок от 50 до 100% концентрация NOx и СО остается в пределах нормы, камера сгорания работает практически без недожога. При снижении нижней границы данного диапазона, концентрации начинают резко увеличиваться.

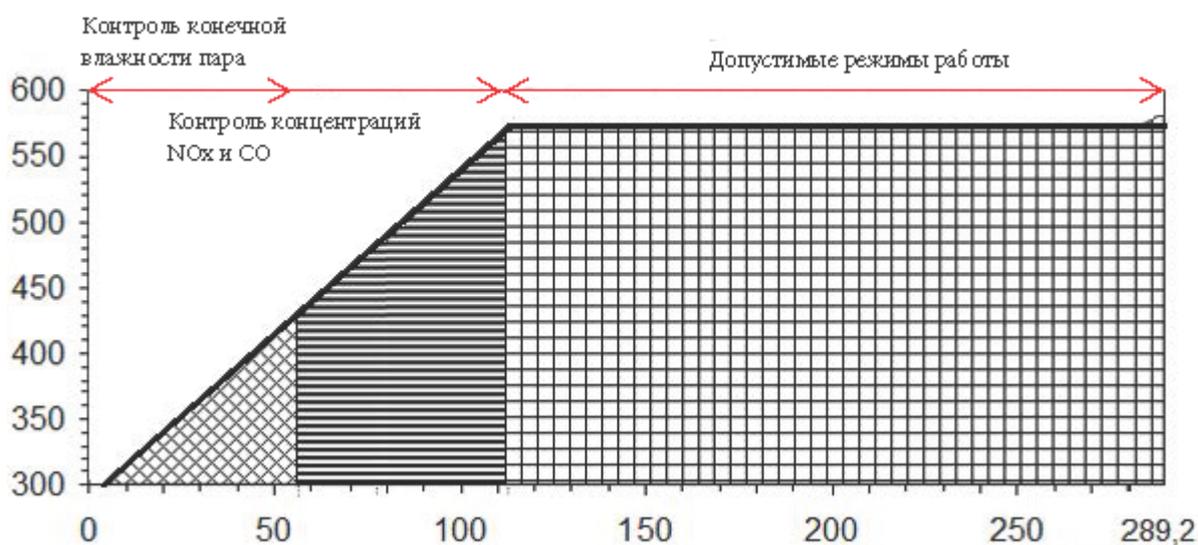


Рисунок 34 – Зависимость температуры отработавших газов от электрической мощности ГТУ

### Выводы по разделу

Таким образом, в диапазоне мощности ГТУ от 50 до 100% когда регулирование производится с помощью ВНА компрессора, поддерживается определенный коэффициент избытка воздуха, при котором концентрации СО и NOx остаются допустимыми. Температура выхлопных газов поддерживается постоянной. При снижении мощности ниже указанного диапазона (при полном прикрытии ВНА) необходим контроль за концентрациями СО и NOx и степенью сухости пара на входе в паровую турбину.

## 7. Разработка алгоритма расчета трехконтурной ПГУ

### 7.1 Алгоритм расчета ГТУ

В таблице 17 приведены исходные данные для расчета ГТУ в соответствии с используемой методикой.

Таблица 17 – Исходные данные для расчета режима работы ГТУ

Обозначение параметра	Постоянное значение параметра	Наименование
$G_{\text{ВХ}}$	-	Массовый расход входящего воздуха, кг/с
$t_{\text{ВХ}}$	-	Температура входящего воздуха, °С
$\varphi_{\text{ВХ}}$	-	Относительная влажность входящего воздуха, %
$\eta_{oi\_k}$	-	Внутренний относительные КПД компрессора, %
$p_{\text{ВХ}}$	0,1013	Давление входящего воздуха, МПа
$\eta_{oi\_ГТ}$	90	Внутренний относительные КПД газовой турбины, %
$\pi_{\text{К}}$	-	Повышение давления в компрессоре
$t_{\text{зГТУ}}$	-	Температура на входе в газовую турбину
$x_{\text{газ}}$	-	Состав газа
$p_{\text{окр}}$	0,1013	Давление окружающей среды, МПа
$p_{\text{Т}}$	0,6	Давление входа газа, МПа
$\delta p_{\text{КС}}$	2,5	Потери давления в камере сгорания, %
$\eta_{oi\_тк}$	90	Внутренний относительные КПД топливного компрессора, %
$\eta_{\text{КС}}$	99,7	Коэффициент использования камеры сгорания, %
$\delta p_{\text{КУ}}$	4,5	Потери давления уходящих газов в КУ, %
$\eta_{\text{МГТУ}}$	99,9	Механический КПД ГТУ, %
$\eta_{\text{ЭГТУ}}$	99,9	КПД электрогенератора, %

## 7.2 Алгоритм расчета КУ и ПТ

В таблице 18 приведены исходные данные для расчета КУ в соответствии с используемой методикой.

Таблица 18 – Исходные данные для расчета работы КУ

Обозначение параметра	Постоянное значение параметра	Наименование
$p_{0\text{ВД}}$	-	Давление в контуре высокого давления, МПа
$p_{0\text{СД}}$	-	Давление в контуре среднего давления, МПа
$p_{0\text{НД}}$	-	Давление в контуре низкого давления, МПа
$t_{k\text{ГПК}}$	60	Температура конденсата в ГПК, °С
$\delta t_{\text{бВД}}$	5	Недогрев ПВ на входе в барабан ВД, °С
$\delta t_{\text{бСД}}$	5	Недогрев ПВ на входе в барабан СД, °С
$\delta t_{\text{бНД}}$	10	Недогрев ПВ на входе в барабан НД, °С
$\Delta t_{\text{д}}$	10,6	Недогрев конденсата на выходе из ГПК, °С
$\delta t_{0\text{ВД}}$	20	Температурный напор на выходе из ППВД, °С
$\delta t_{0\text{СД}}$	15	Температурный напор на выходе из ППСД, °С
$\delta t_{0\text{НД}}$	15	Температурный напор на выходе из ППНД, °С

Продолжение таблицы 18

$\delta t_{свд}$	3,3	Температурный напор в пинч-точке ВД, °С
$\delta t_{сдд}$	4,2	Температурный напор в пинч-точке СД, °С
$\delta t_{снд}$	4,4	Температурный напор в пинч-точке НД, °С
$\xi_{ск}$	0,08	Потеря давления в стопорном клапане

## 8. Тестирование разработанного алгоритма расчета трехконтурной ПГУ

Проведем исследования разработанного алгоритма расчета ПГУ. В качестве исходных данных для расчета воспользуемся экспериментальными характеристиками реальной ГТУ в составе ПГУ-400, которые приведены в работе [2].

В состав основного оборудования ПГУ-400 входит:

- ГТУ SGT5-4000F

Газотурбинная установка SGT5-4000F производства Siemens AG представляет собой одновальный однокорпусный агрегат с постоянной частотой вращения, предназначенный для непосредственного привода электрического генератора SGen5-1000A с воздушно-водяным охлаждением.

ГТУ состоит из пятнадцати ступенчатого осевого компрессора с регулируемым входным направляющим аппаратом, кольцевой камеры сгорания с 24-мя горелочными устройствами, четырехступенчатой турбины с охлаждаемыми направляющими и рабочими лопатками. Основные технические характеристики ГТУ представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные технические характеристики ГТУ SGT5-4000F

Наименование параметра	Значение
Мощность ГТУ, МВт	289,6

Продолжение таблицы 20

Электрический КПД, %	39,47
Массовый расход газов на выходе, кг/с	717
Температура газов на выходе, °С	552

- Трехконтурный котел утилизатор

Котел-утилизатор горизонтальный трёхбарабанный, с естественной циркуляцией в испарительных контурах, имеет трёхступенчатый контур промежуточного перегрева и три контура генерации пара: высокого, среднего и низкого давлений.

- ПТУ

Паротурбинная установка состоит из однопоточной двухцилиндровой паровой турбины, конденсатора и вспомогательных систем, обеспечивающих её безаварийную, надежную и экономичную эксплуатацию во всех эксплуатационных режимах. Турбина предназначена для привода генератора переменного тока с частотой вращения 3000 об/мин.

Проведем исследования изменения основных характеристик ПГУ при различных нагрузках ГТУ в диапазоне от 60 до 100% от номинальной нагрузки в зависимости от изменения наружной температуры воздуха от -30 до +30°С.

В результате проведения реальных тепловых испытаний ГТУ SGT5-4000F были полученные следующие значения показателей ее работы, которые представлены в таблице 21 и таблице 22.

Таблица 21 – Показатели работы ПГУ при 100% нагрузке

Показатель	Значение						
	Температура наружного воздуха, °С						
	-30	-20	-10	0	10	20	30
Мощность ГТУ, МВт	299,01	299,80	299,00	291,31	283,22	270,12	250,73
КПД ГТУ, %	39,21	39,22	39,21	39,18	38,92	38,3	37,2

Продолжение таблицы 21

Температура выхлопных газов ГТУ, °С	545,13	547,25	553,14	561,02	577,85	589,71	598,5
Мощность ПТУ, МВт	125,33	127,49	132,16	132,15	135,16	133,49	129,13
Мощность ПГУ, МВт	425,02	427,13	427,71	421,87	417,52	400,56	387

Таблица 22 – Показатели работы ПГУ при 60% нагрузке

Показатель	Значение						
	Температура наружного воздуха, °С						
	-30	-20	-10	0	10	20	30
Мощность ГТУ, МВт	167,34	167,31	167,05	160,12	156,15	147,65	138,60
КПД ГТУ, %	33,20	33,10	33,09	33,10	33,02	32,40	31,40
Температура выхлопных газов ГТУ, °С	561,35	573,25	578,24	580,49	591,36	598,46	602,48
Мощность ПТУ, МВт	87,21	90,54	91,02	92,12	93,28	94,3	93,01
Мощность ПГУ, МВт	254,55	257,85	258,02	252,24	249,43	241,95	231,61

Для достижения показателей, представленных в таблице 21, исследуемая ГТУ имела следующие параметры работы (таблица 23).

Таблица 23 – Параметры работы ГТУ при 100% нагрузке

Параметр	Значение						
	Температура наружного воздуха, °С						
	-30	-20	-10	0	10	20	30
Расход выхлопных газов, кг/с	719,45	725,16	730,85	718,46	694,25	667,16	630,02

Продолжение таблицы 23

Температура газов перед турбиной, °С	1188	1195	1215	1231	1250	1270	1300
Степень сжатия компрессора	19,0	18,8	18,6	18,5	18,2	18,0	18,0
КПД компрессора, %	90,0	89,5	89,3	88,9	88,7	88,4	88,0

Для достижения показателей, представленных в таблице 22, исследуемая ГТУ имела следующие параметры работы (таблица 24).

Таблица 24 – Параметры работы ГТУ при 60% нагрузке

Параметр	Значение						
	Температура наружного воздуха, °С						
	-30	-20	-10	0	10	20	30
Расход выхлопных газов, кг/с	514,71	514,62	510,75	507,21	490,38	471,67	450,02
Температура газов перед турбиной, °С	1100	1120	1055	1150	1077	1088	1100
Степень сжатия компрессора	14,0	13,9	12,8	12,5	11,9	11,6	11,1
КПД компрессора, %	77,0	76,9	76,8	76,8	75,9	75,4	75

Суть тестирования разработанного алгоритма заключается в использовании в качестве исходных данных, значения приведенные в таблице 23 и таблице 24. Полученные результаты расчета сравним с данными приведенными в таблице 21 и таблице 22, определим погрешности расчета рассматриваемых параметров и сделаем заключение об адекватности разработанного алгоритма.

## Расчет при 100% нагрузке ГТУ

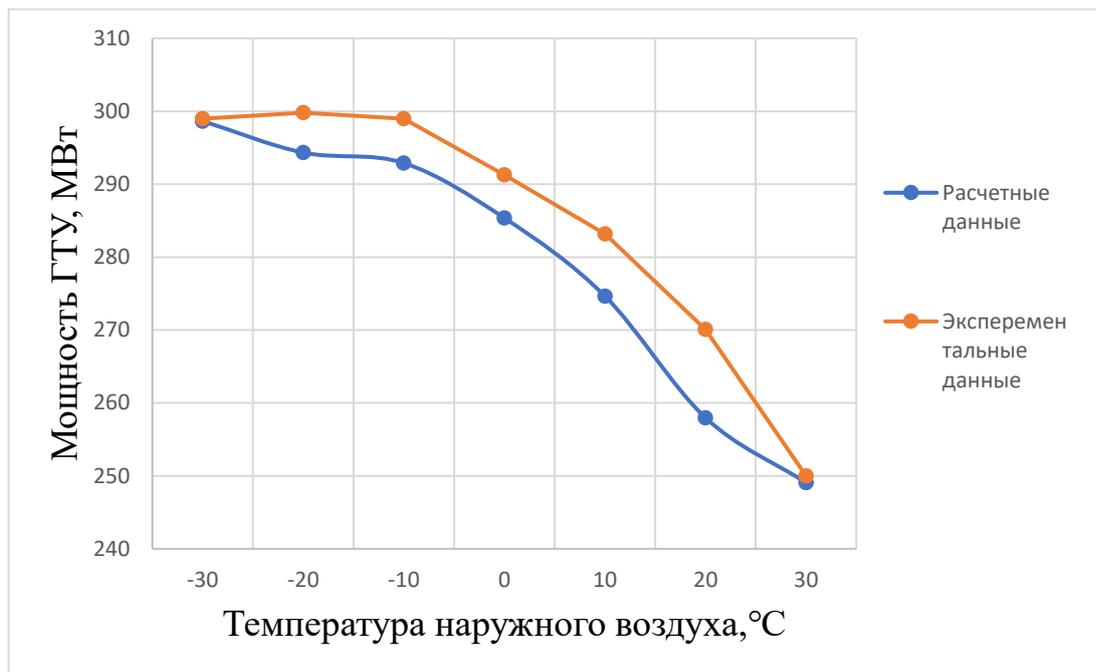


Рисунок 40 – Изменение мощности ГТУ в зависимости от изменения температуры наружного воздуха

В зависимости от температуры наружного воздуха мощность ГТУ изменяется в пределах от 298 до 249 МВт. Снижения температуры наружного воздуха обуславливает увеличение расхода воздуха, сжимаемого компрессором, что сказывается на повышении вырабатываемой мощности ГТУ.

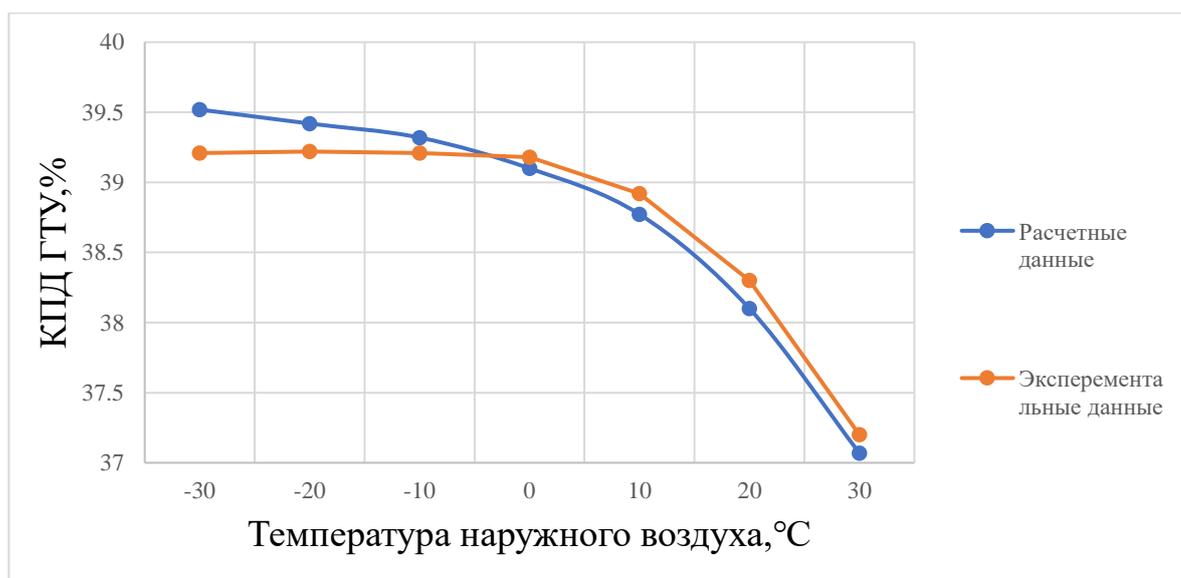


Рисунок 41 – Изменение КПД ГТУ в зависимости от изменения температуры наружного воздуха

В зависимости от температуры наружного воздуха КПД ГТУ изменяется в пределах от 39,51 до 37,06 %. Значение КПД ГТУ имеет прямую зависимость от мощности ГТУ, что подтверждается формулой (79). Снижение КПД ГТУ напрямую зависит от снижения мощности ГТУ.

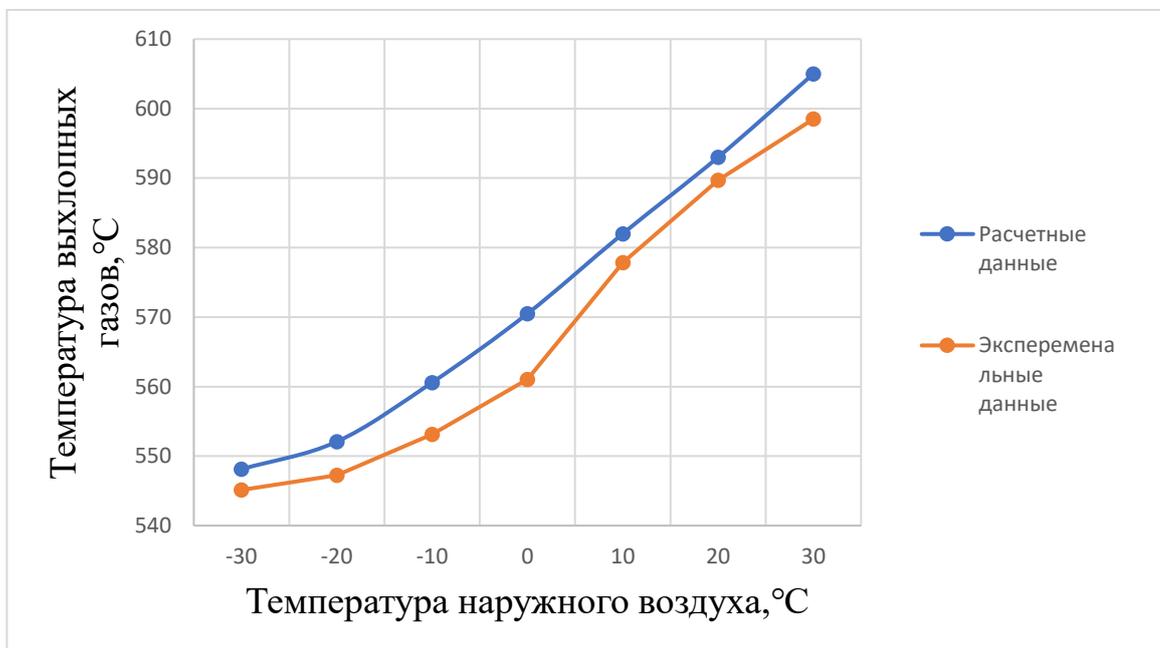


Рисунок 42 – Изменение температуры выхлопных газов в зависимости от изменения температуры наружного воздуха

В зависимости от температуры наружного воздуха, температура выхлопных газов изменяется в пределах от 548 до 605°C. Повышение температуры наружного воздуха приводит к повышению температуры выхлопных.

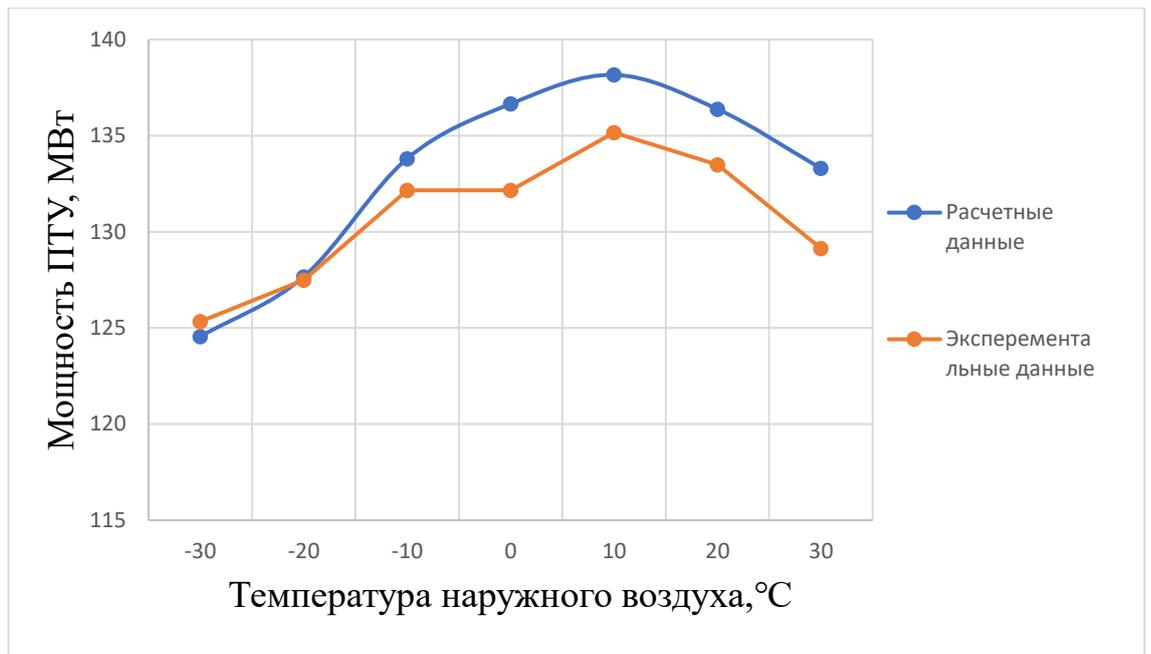


Рисунок 43 – Изменение мощности ПТУ в зависимости от изменения температуры наружного воздуха

Уменьшение температуры наружного воздуха приводит к снижению температуры выхлопных газов ГТУ, и, как следствие, к уменьшению параметров пара на входе в ПТ, что означает снижение мощности паровой турбины. С другой стороны, снижение температуры наружного воздуха обуславливает увеличение расхода газов через КУ, что увеличит расход пара на турбину и ее мощность возрастет.

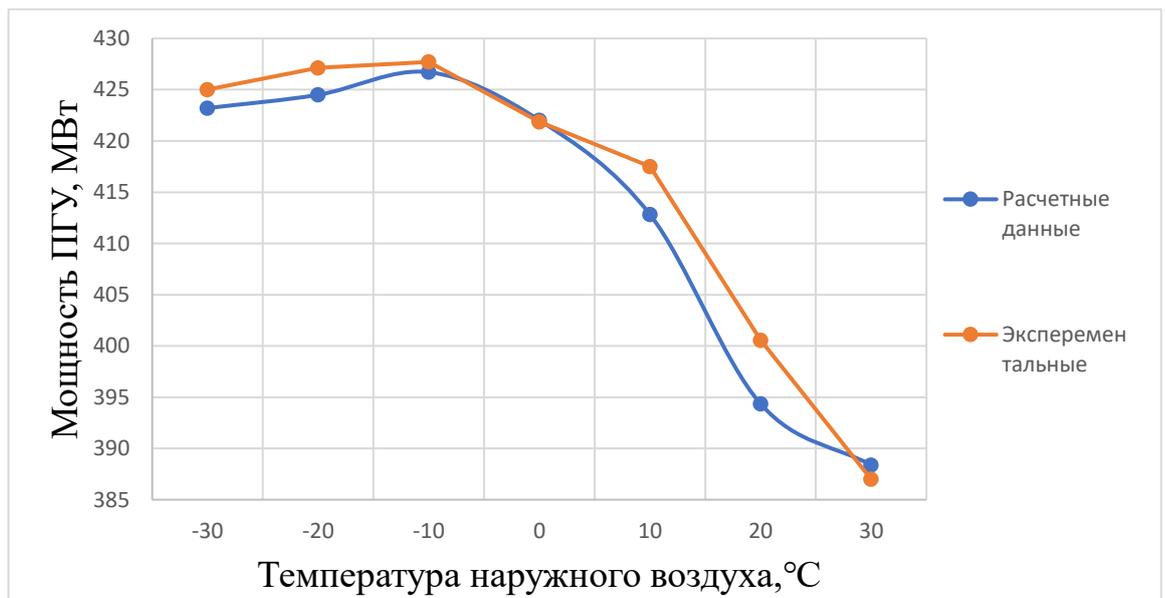


Рисунок 44 – Изменение мощности ПГУ в зависимости от изменения температуры наружного воздуха

В зависимости от температуры наружного воздуха, мощность ПГУ выхлопных газов изменяется в пределах от 423 до 387 МВт. Изменение мощности ПГУ при изменении температуры наружного воздуха почти полностью определяется изменением мощности ГТУ, что видно из полученной зависимости.

### Расчет при 60% нагрузки ГТУ от номинальной

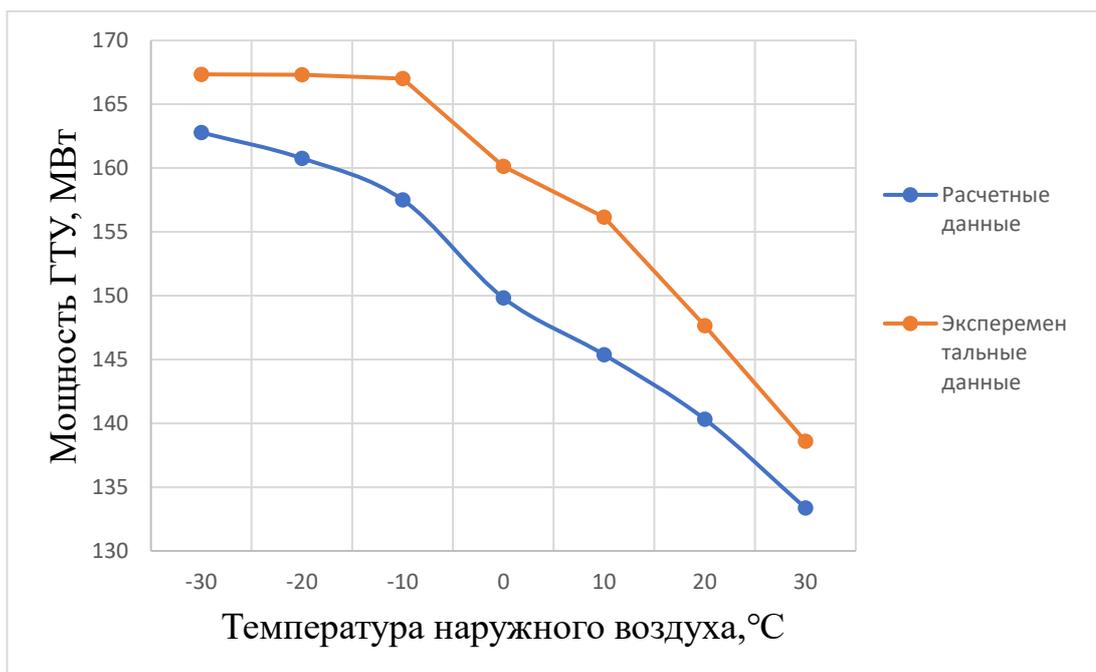


Рисунок 45 – Изменение мощности ГТУ в зависимости от изменения температуры наружного воздуха

В зависимости от температуры наружного воздуха, мощность ГТУ изменяется в пределах от 162 до 133 МВт

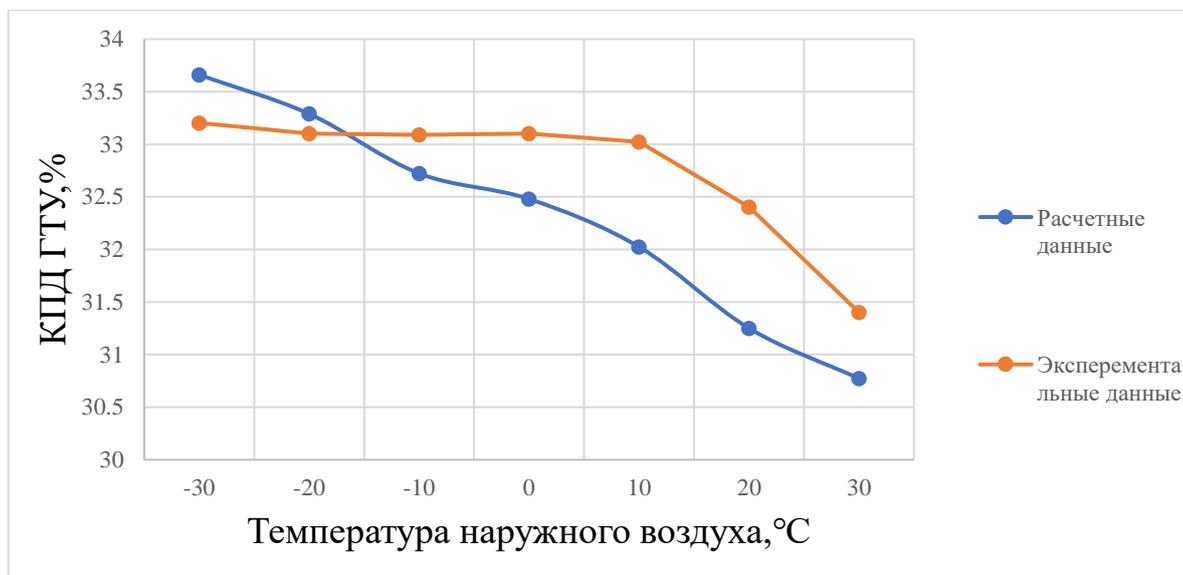


Рисунок 46 – Изменение КПД ГТУ в зависимости от изменения температуры наружного воздуха

В зависимости от температуры наружного воздуха, КПД ГТУ изменяется в пределах от 33,6 до 30,7%.

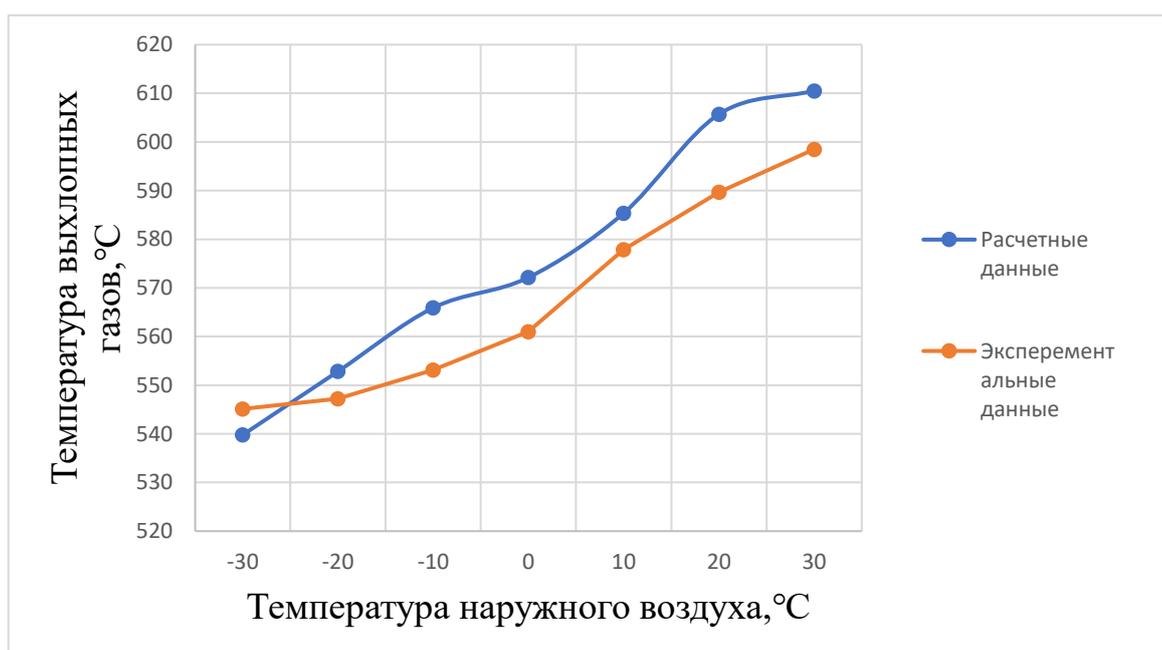


Рисунок 47 – Изменение температуры выхлопных газов в зависимости от изменения температуры наружного воздуха

В зависимости от температуры наружного воздуха, температура выхлопных газов изменяется в пределах от 539 до 610°C.

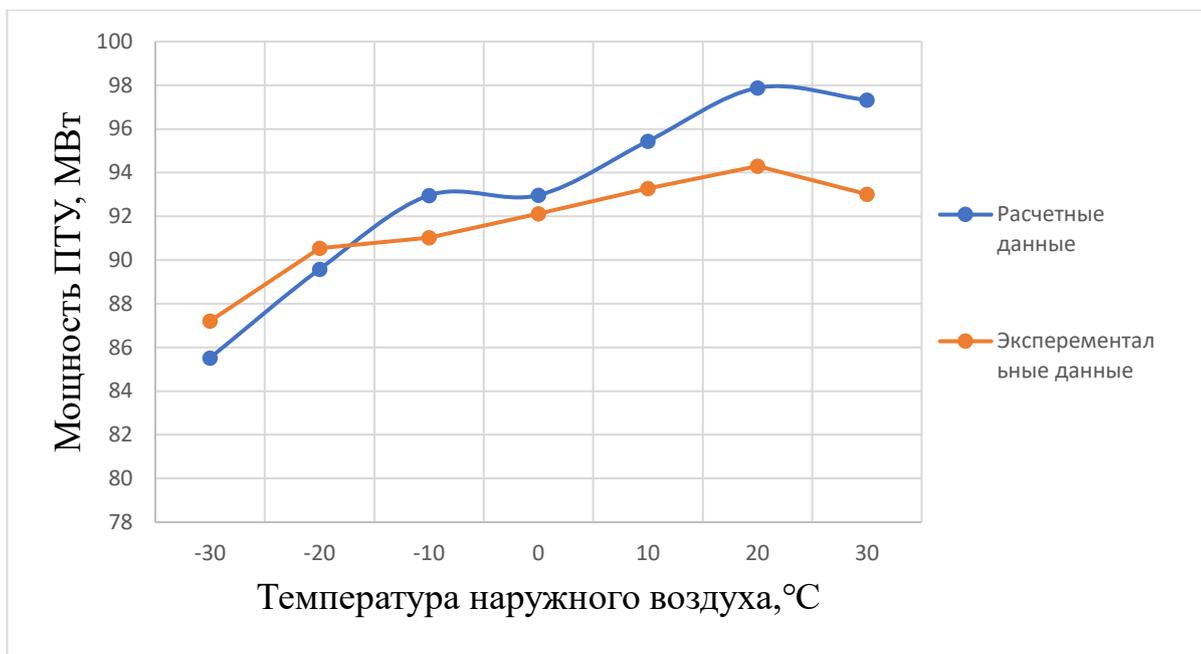


Рисунок 48 – Изменение мощности ПТУ в зависимости от изменения температуры наружного воздуха

В зависимости от температуры наружного воздуха, мощность ПТУ изменяется в пределах от 85 до 97 МВт.

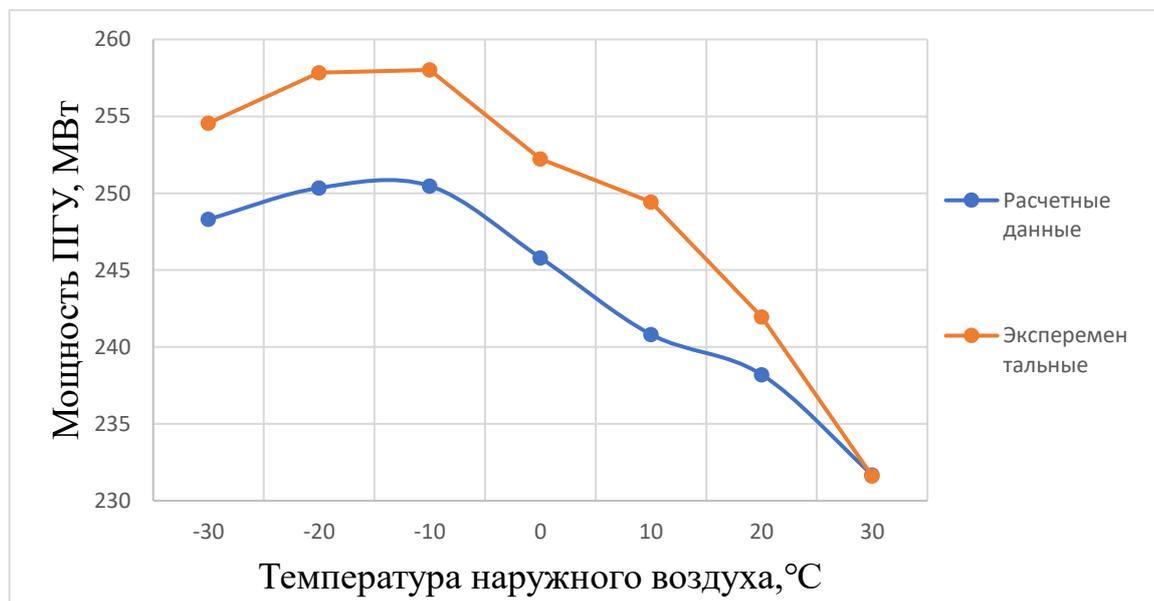


Рисунок 49 – Изменение мощности ПТУ в зависимости от изменения температуры наружного воздуха

В зависимости от температуры наружного воздуха, мощность ПТУ изменяется в пределах от 248 до 231 МВт.

## **Выводы по разделу**

Анализируя полученные зависимости сделаем следующие выводы:

### **Расчет при 100% нагрузке ГТУ**

- Полученные результаты с помощью разработанного алгоритма имеют аналогичный характер с зависимостями, полученными по экспериментальным данным.
- Максимальная погрешность при определении электрической мощности ГТУ составила 4,6% (рисунок 40)
- Максимальная погрешность при определении КПД ГТУ составила 0,78% (рисунок 41)
- Максимальная погрешность при определении температуры выхлопных газов ГТУ составила 1,65% (рисунок 42)
- Максимальная погрешность при определении мощности ПТУ составила 3,29% (рисунок 43)
- Максимальная погрешность при определении мощности ПГУ составила 1,57% (рисунок 44)

### **Расчет при 60% нагрузки ГТУ от номинальной**

- Полученные результаты с помощью разработанного алгоритма имеют аналогичный характер с зависимостями, полученными по экспериментальным данным.
- Максимальная погрешность при определении электрической мощности ГТУ составила 7,4% (рисунок 45)
- Максимальная погрешность при определении КПД ГТУ составила 3,68% (рисунок 46)
- Максимальная погрешность при определении температуры выхлопных газов ГТУ составила 3,99% (рисунок 47)
- Максимальная погрешность при определении мощности ПТУ составила 5,40% (рисунок 48)

- Максимальная погрешность при определении мощности ПГУ составила 3,88% (рисунок 49)

Таким образом, можно сделать вывод о том, что разработанный алгоритм является адекватным, полученные зависимости имеют аналогичный характер с экспериментальными, следовательно, данный алгоритм может использоваться для проведения дальнейшего исследования.

## 9. Исследование работы ПГУ с целью покрытия пиковой части графика электрической нагрузки

Объектом исследования является трёхконтурная утилизационная ПГУ имеющая в составе газотурбинную установку 9FB производства GE. В качестве исходных данных для расчета воспользуемся результатами тепловых испытаний данной ГТУ, представленных в работе [54]. Данные для расчета КУ и ПТ примем исходя из разработанного алгоритма в разделе 7.

На рисунке 50 представлены зависимости показателей работы ГТУ от температуры наружного воздуха.

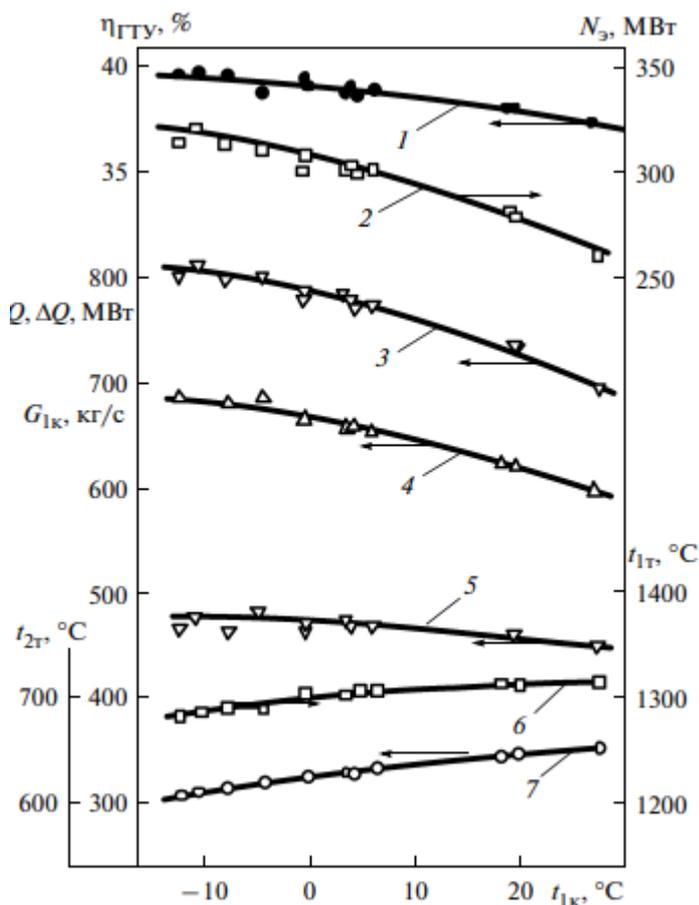


Рисунок 50 – Зависимости показателей работы ГТУ от температуры наружного воздуха

Рассмотрим принцип работы данной ГТУ.

Атмосферный воздух засасывается через воздухозаборную камеру, фильтруется и сжимается в 17-ступенчатом осевом компрессоре, входной направляющий аппарат (ВНА) которого регулируется для изменения

производительности и степени сжатия. Сжатый воздух подается далее в трубчато-кольцевую камеру сгорания, состоящую из 18 жаровых труб (расположенных вокруг ротора), где в его среде сжигается топливо. Горячие продукты сгорания из камеры поступают в трехступенчатую газовую турбину, где их энергия преобразуется в механическую работу. Отработавшие в турбине газы направляются через выходной диффузор в котел-утилизатор, а затем в дымовую трубу и атмосферу [54].

В таблице 25 приведены характеристики ГТУ 9FB производства GE.

Таблица 25 – Основные характеристики ГТУ 9FB при  $t_{\text{нв}} = 10^{\circ}\text{C}$

Показатель	Значение
Мощность, МВт	287,5
КПД, %	38,3
Степень повышения давления	18,3
Расход воздуха через компрессор, кг/с	663
Температура газов на входе в турбину, $^{\circ}\text{C}$	1308
Температура газов на выходе из турбины, $^{\circ}\text{C}$	632

Принципиальная схема исследуемой установки показана на рисунке 51.

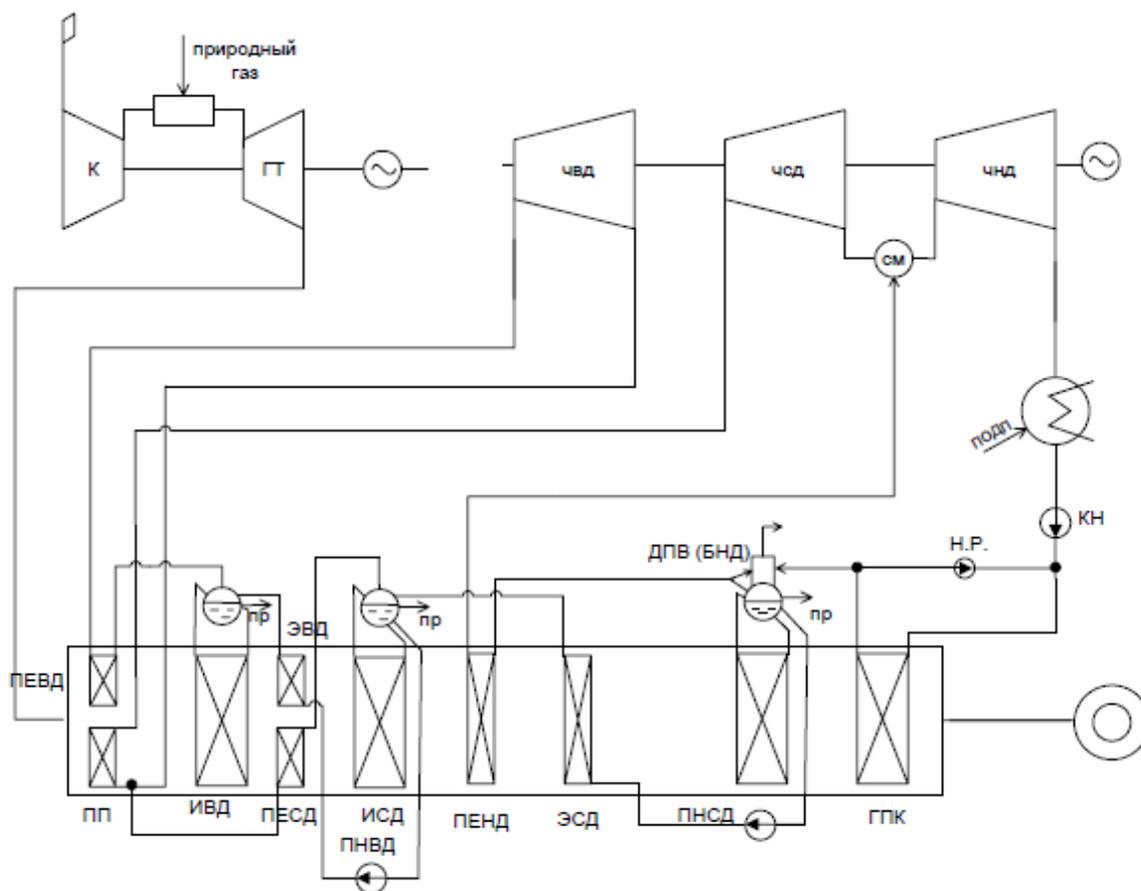


Рисунок 51 – Принципиальная схема трехконтурной ПГУ

В качестве графика электрической нагрузки был принят типовой суточный график энергосистемы. Данный график характеризуется тремя зонами: базовой, полупиковой и пиковой нагрузки.

Базовая зона – это стабильная нагрузка, которая непрерывно происходит в течении всего дня. Полупиковая зона характеризуется однократным в течение суток, значительным возрастанием нагрузки в утренние часы и ее глубоким спадом в конце суток, а пиковая – рядом относительно небольших подъемов (до уровня максимальной нагрузки) и спадов (до уровня полупиковой зоны) нагрузки в дневные часы суток. В ней обычно присутствуют один или два максимума потребления электроэнергии: утренний и вечерний. Первый связан чаще всего с утренней сменой работы промышленных предприятий. Второй представляет собой совмещение потребления работающих в вечернюю смену предприятий с потреблением электроэнергии в жилом секторе и сфере бытового обслуживания населения.

Для каждой зоны нагрузки существует тип определенный тип электростанций, входящий в состав энергосистемы. В качестве базовых электростанций выступают электростанции, несущие максимально возможную постоянную нагрузку в течение большей части года, к таким относятся высокоэкономичные КЭС, АЭС, ТЭЦ при работе по тепловому графику. Пиковую нагрузку покрывают станции, обладающие маневренностью и мобильностью, т.е. быстрое пуском и остановкой. К таким относятся ПГУ, ГТУ, ГЭС, ГАЭС. Пиковые электростанции включаются в часы, когда требуется покрыть пиковую часть суточного графика электрической нагрузки. Полупиковые электростанции при уменьшении общей электрической нагрузки либо переводятся на пониженную мощность, либо выводятся в резерв.

Проведем исследования работы ПГУ по суточному графику электрической нагрузки типовой энергосистемы за четыре сезона года: зима (январь), весна (апрель), лето (июль), осень (октябрь). Суточный график электрической нагрузки энергосистемы в январе приведен на рисунке 52.

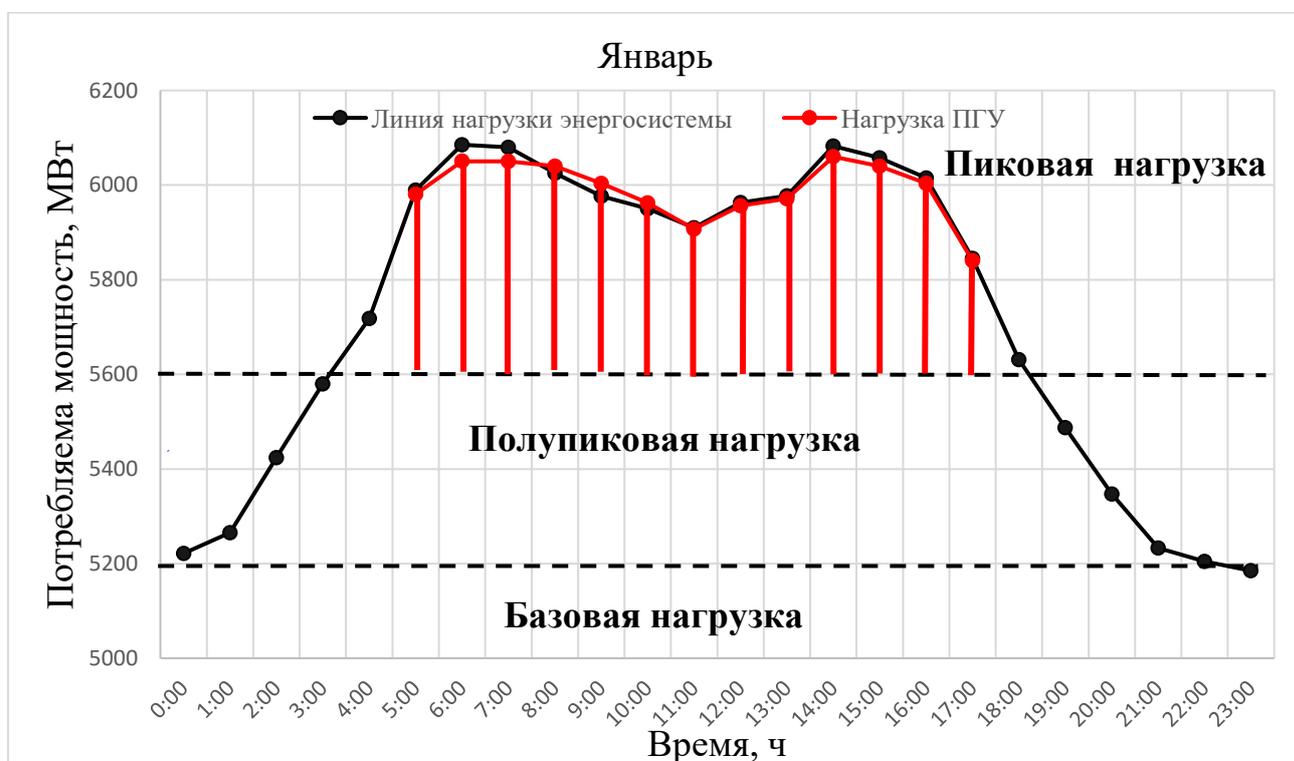
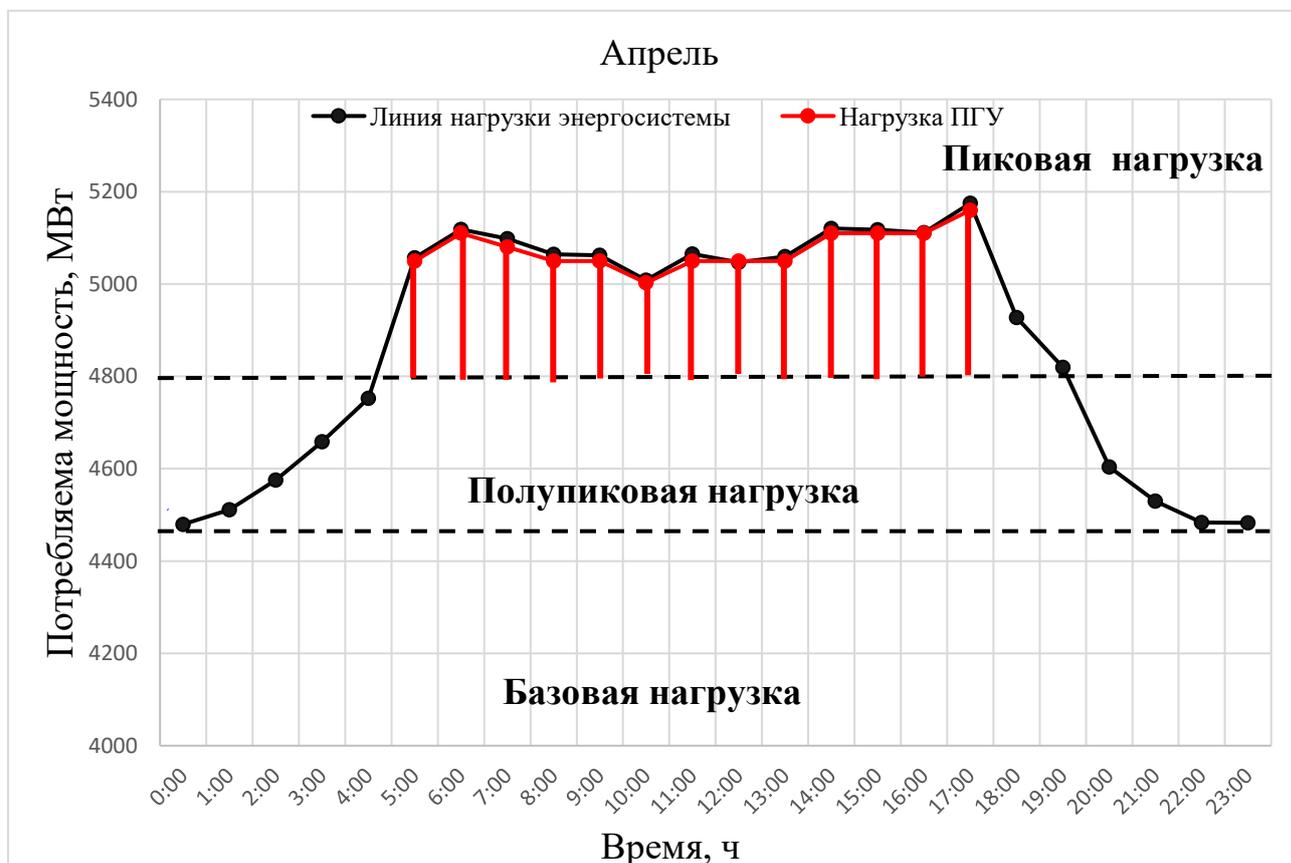


Рисунок 52 – Суточный график электрической нагрузки типовой энергосистемы в январе

Исследование проводилось с помощью описанного алгоритма в разделе 7 данной работы.

Зона пиковой нагрузки в январе имеет два пика, которые приходятся на 6.00 и 14.00 соответственно. В январе среднесуточная температура составляет  $-12^{\circ}\text{C}$ , максимальная мощность исследуемой ПГУ при данной температуре наружного воздуха составляет 460 МВт. Пиковая зона начинается с 3:00 и заканчивается в 18:00. Начиная с 3:00 происходит пуск и нагружение ПГУ до максимальной нагрузки, которую необходимо обеспечить в 6:00 в момент пика. После прохождения пика происходит постепенное снижение нагрузки до 307 МВт в 11:00. Далее происходит нагружение установки до максимальной нагрузки для прохождения второго пика в 14:00. После чего происходит снижение нагрузки установки и последующим остановом на ночное время с 18:00 до 3:00.

Рассмотрим работу ПГУ в весенний период (апрель). На рисунке 53 представлен график электрической нагрузки энергосистемы в апреле.



### Рисунок 53 – Суточный график электрической нагрузки типовой энергосистемы в апреле

Зона пиковой нагрузки в апреле имеет два пика, которые приходятся на 6.00 и 17.00 соответственно. В апреле среднесуточная температура составляет +8°C, максимальная мощность исследуемой ПГУ при данной температуре наружного воздуха составляет 441 МВт. Стоит отметить отличие максимальной нагрузок энергосистемы в январе и апреле, которые составляют 6060 МВт и 5160 МВт соответственно. Данное различие объясняется снижением потребности тепловой нагрузки потребителей, снижение работы вентиляционных систем, увеличением светового дня.

Пиковая зона начинается с 4:00 и заканчивается в 18:00. Начиная с 4:00 происходит пуск и нагружение ПГУ до 310 МВт, данную мощность необходимо обеспечить в 6:00 в момент первого пика. Далее происходит постепенное снижение нагрузки до 202 МВт в 10.00. После чего происходит нагружение ПГУ до 360 МВт в 17:00 для покрытия второго пика. После чего происходит снижение нагрузки установки и последующим остановам на ночное время с 19:00 до 4:00.

Рассмотрим работу ПГУ в летний период (июль). На рисунке 54 представлен график электрической нагрузки энергосистемы в июле.

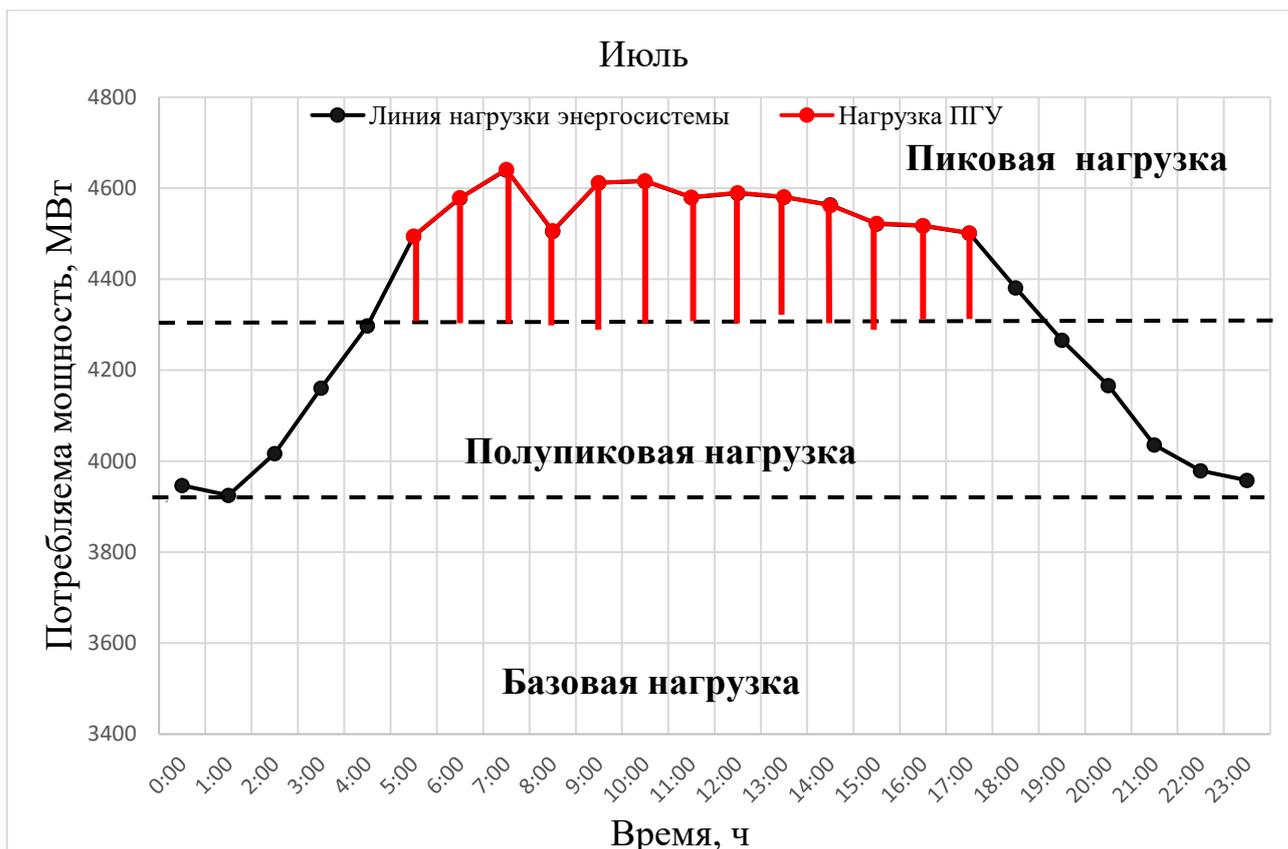


Рисунок 54 – Суточный график электрической нагрузки типовой энергосистемы в июле

Зона пиковой нагрузки в июле имеет два пика, которые приходятся на 7.00 и 10.00 соответственно. В июле среднесуточная температура составляет +18°C, максимальная мощность исследуемой ПГУ при данной температуре наружного воздуха составляет 414 МВт. Стоит отметить отличие максимальной нагрузок энергосистемы в апреле и июле, которые составляют 5160 МВт и 4640 МВт соответственно. Данное различие объясняется снижением потребности тепловой нагрузки потребителей, снижение работы вентиляционных систем, увеличением светового дня.

Пиковая зона начинается с 5:00 и заканчивается в 17:00. Начиная с 4:00 происходит пуск и нагружение ПГУ до 341 МВт, данную мощность необходимо обеспечить в 7:00 в момент первого пика. Далее происходит снижение нагрузки до 206 МВт в 8:00. После чего происходит нагружение ПГУ до 316 МВт в 10:00 для покрытия второго пика. После чего происходит снижение нагрузки установки и последующим остановом на ночное время с 18:00 до 4:00.

Рассмотрим работу ПГУ в осенний период (октябрь). На рисунке 55 представлен график электрической нагрузки энергосистемы в октябре.

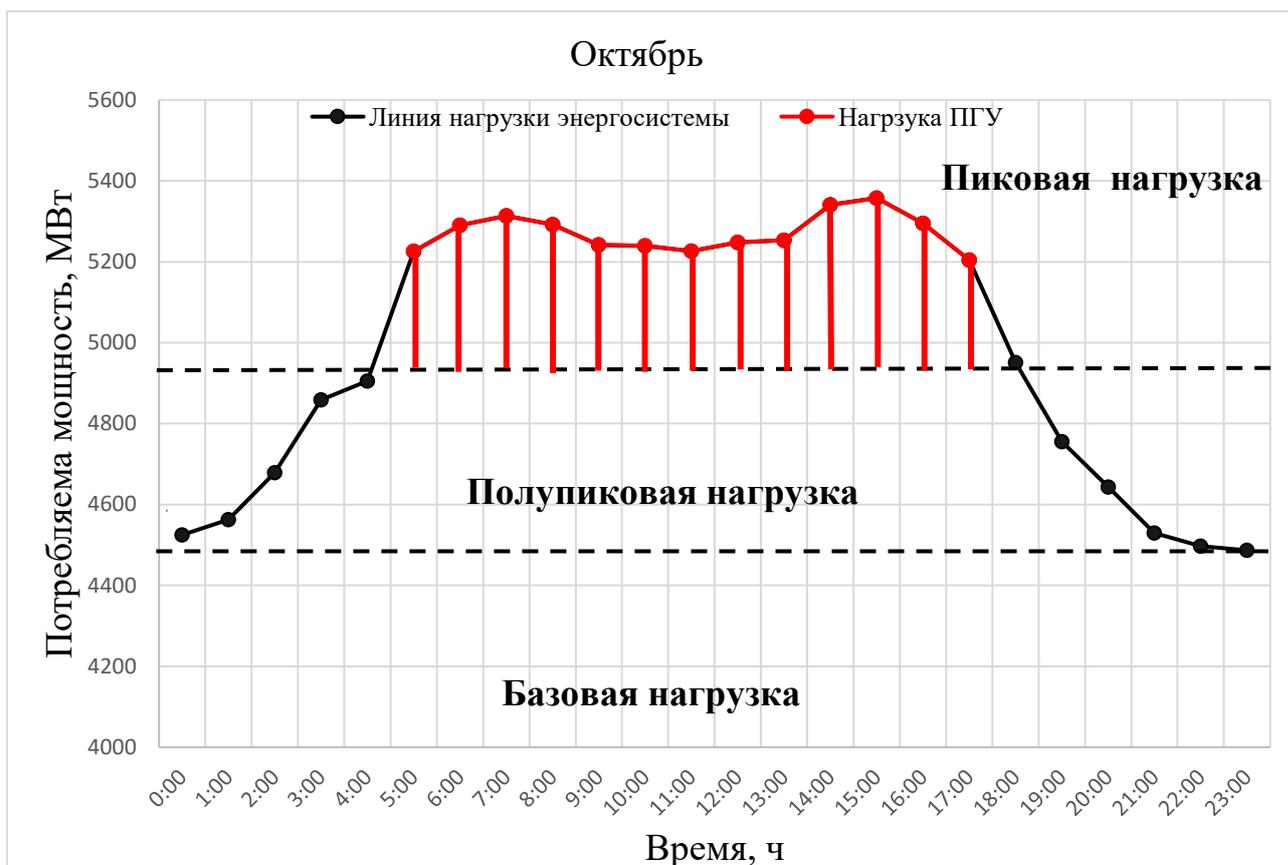


Рисунок 55 – Суточный график электрической нагрузки типовой энергосистемы в октябре

Зона пиковой нагрузки в апреле имеет два пика, которые приходятся на 4.00 и 18.00 соответственно. В октябре среднесуточная температура составляет +2°C, максимальная мощность исследуемой ПГУ при данной температуре наружного воздуха составляет 451 МВт. Стоит отметить отличие максимальной нагрузок энергосистемы в июле и октябре, которые составляют 4640 МВт и 5360 МВт соответственно. Данное различие объясняется повышением потребности тепловой нагрузки потребителей, повышение работы вентиляционных систем, уменьшение светового дня.

Пиковая зона начинается с 4:00 и заканчивается в 18:00. Начиная с 3:00 происходит пуск и нагружение ПГУ до 393 МВт, данную мощность необходимо обеспечить в 7:00 в момент первого пика. Далее происходит постепенное

снижение нагрузки до 306 МВт в 10.00. После чего происходит нагружение ПГУ до 437 МВт в 15:00 для покрытия второго пика. Далее происходит снижение нагрузки установки и последующим останом на ночное время с 18:00 до 4:00.

Проанализируем работу ПГУ в зависимости от времени года в течении суток, результаты представим в таблице 26.

Таблице 26 – Показатели работы ПГУ в зависимости от времени года в течении суток

Показатель	Значение			
	Январь	Апрель	Июль	Октябрь
Количество часов работы ПГУ в сутки, ч	15	14	13	14
Максимальная вырабатываемая мощность ПГУ, МВт	460	441	414	450
Максимальная нагрузка энергосистемы, МВт	6085	5174	4640	5357

Рассмотрим изменение основных характеристик работы ПГУ в зависимости от сезона.

Таблица 27 – Изменение основных характеристик работы ПГУ в зависимости от сезона в течении суток

Средний суточный показатель	Значение			
	Январь	Апрель	Июль	Октябрь
Расход топлива, кг/с	14,4	10,5	10,2	13,0
Абсолютный электрический КПД ГТУ, %	38,4	36,0	34,9	37,3
Мощность электрогенератора ГТУ, МВт	264,4	181,8	170,4	232,4
Температура рабочего тела за турбиной, °С	584,3	553,5	537,8	593,4
Электрическая мощность ПТУ, МВт	125,3	93,6	91,8	119,3

Продолжение таблицы 27

Электрическая мощность ПГУ, МВт	389,7	275,4	262,2	351,7
Электрический КПД ПГУ	57,8	54,4	52,9	56,7
КПД КУ, %	83,6	85,0	86,0	85,8
Температура уходящих газов КУ, °С	91,4	93,8	95,4	90,7

### **Выводы по разделу**

Таким образом анализируя полученные результаты сделаем следующие **ВЫВОДЫ:**

- Максимальный электрический КПД ПГУ и ГТУ достигается в зимний период (январь). Данный факт объясняется рядом следующих причин. В зимний период происходит максимальное потребление мощности, что означает увеличение диапазона пиковой зоны. Это означает что на пиках нагрузки ПГУ вырабатывает максимально возможную мощность, следовательно, работает с максимальным электрическим КПД. В целом, работа ПГУ в течении суток в зимний период не требует глубокой разгрузки, в отличии от остальных рассматриваемых периодов, следовательно, не работает с низким электрическим КПД.
- Мощность ПГУ на прямую зависит от нагрузки ГТУ. Нагрузка ГТУ сопровождается увеличением расхода воздуха через компрессор и температурой газов перед ГТ. Увеличение этих параметров означает повышение расхода и параметров, генерируемого в КУ, пара, от чего напрямую зависит вырабатываемая мощность ПГУ.
- КПД котла – утилизатора растет со снижением нагрузки ГТУ и при повышении температуры наружного воздуха.
- Температура уходящих газов имеет зависимость от состава смеси, давления газов за турбиной и энтальпии уходящих газов КУ в соответствии с формулой (172). При увеличении температуры рабочего тела за турбиной увеличивается энтальпия уходящих газов КУ в соответствии с формулой (171). Таким образом, чем больше нагрузка ГТУ, тем меньше температура уходящих газов.

## **10 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

В данной магистерской диссертации поставлена задача исследовать переменные режимы работы трехконтурной парогазовой установки, привести способы регулирования вырабатываемой мощности парогазовой установки, произвести расчет парогазовой установки в условиях работы по переменному графику электрических нагрузок. Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является оценка экономических показателей ресурсоэффективности и ресурсосбережения проведенного исследования, связанного с применением парогазовых установок для покрытия пиковой части графика электрических нагрузок, рассмотрения иных технических решений и оценка возможных проблем на пути их реализации.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести предпроектный анализ коммерческого потенциала;
  - провести анализ конкурентных решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
  - провести SWOT-анализ;
  - оценить готовность проекта к коммерциализации;
  - выбрать метод коммерциализации результатов научно-технического исследования;
  - сформировать группу инициации научно-исследовательской работы;
  - произвести планирование научно-исследовательской работы;
  - рассчитать бюджет научного исследования;
  - сформировать матрицу ответственности;
- сформировать план управления коммуникациями проекта.

## 10.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В данной научно-исследовательской работе, целевым рынком будет являться рынок энергетического производства, где основным товаром выступает электрическая энергия. В работе проводится исследование эффективности использования трехконтурных парогазовых установок для покрытия пиковой электрической нагрузки. Данное решение позволит увеличить маневренность и надежность энергосистемы в целом, что указывает на энергетический сегмент рынка.

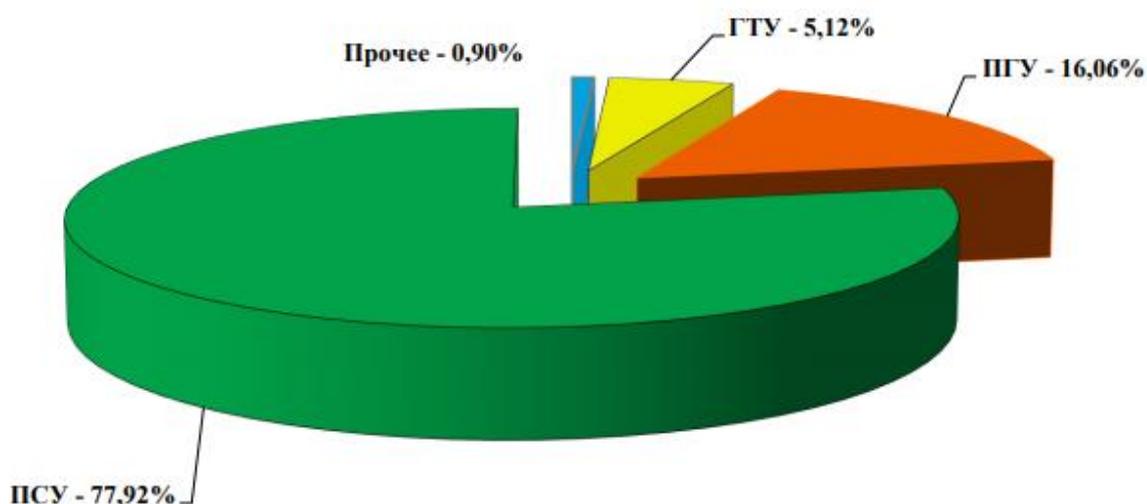


Рисунок 56 - Диаграмма сегментирования рынка

На рисунке 56 представлена диаграмма состава электрогенерирующих установок в России.

Потребителем результатов данного исследования являются электрогенерирующие установки парогазового типа. Из диаграммы видно, что данный тип установок в России составляет 16,06%.

## 10.2 Анализ конкурентных технических решений

Целесообразно проводить анализ конкурентных технических решений с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 28. Оценка будет происходить по 5-ти бальной шкале, где 5 – наиболее сильная, а 1 – наиболее слабая позиция. Вес показателей в сумме должны составлять 1.

В диссертации исследуется возможность использования парогазовой установки для покрытия пиковой электрической нагрузки. На данный момент функцию покрытия пиковой электрической нагрузки выполняет иные установки, поэтому для сравнения берутся следующие электрогенерирующие установки: 1) ПГУ, 2) ТЭЦ, 3) АЭС 4) ГТУ

Таблица 28 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
		Б1	Б2	Б3	Б4	К1	К2	К3	К4
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Технические критерии оценки ресурсоэффективности									
Маневренность	0,2	5	3	1	5	1	0,6	0,2	1
Надёжность	0,15	5	3	3	5	0,75	0,45	0,45	0,75
Электрический КПД	0,2	5	2	3	3	1	0,4	0,6	0,6
Экологичность	0,05	5	2	3	5	0,25	0,1	0,15	0,25
Занимаемая площадь	0,025	4	2	2	5	0,1	0,05	0,05	0,125
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности									
Стоимость строительства	0,1	4	3	2	5	0,4	0,3	0,2	0,5
Конкурентоспособность	0,075	5	3	1	4	0,375	0,225	0,075	0,3
Срок эксплуатации	0,05	5	3	3	5	0,25	0,15	0,15	0,25
Эксплуатационные затраты	0,1	4	2	3	5	0,4	0,2	0,3	0,5
Время строительства	0,05	4	3	2	5	0,2	0,15	0,1	0,25
Итого	1	42	23	21	42	4,725	2,625	2,275	4,525

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл i-го показателя.

Анализируя оценочную карту, можно сделать вывод, что наиболее конкурентным решением, по совокупности показателей, является решение,

связанное с использованием ГТУ для покрытия пиковой электрической нагрузки. Решение использования ГТУ превосходит по нескольким показателям ПГУ, по проигрывает по одному из основных: электрический КПД.

### 10.3 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. С помощью SWOT-анализа возможно определить внутренние сильные и слабые стороны проекта, что позволяет оптимальным образом оценить его преимущества и недостатки. Кроме того, по своей структуре, SWOT-анализ позволяет сформулировать внешние факторы, влияющие на развитие проекта.

Таблица 29 – SWOT анализ научно-исследовательского проекта

	<b>Сильные стороны:</b> С1. Повышение маневренности энергосистемы; С2. Повышение надежности энергосистемы; С3. Улучшение экологических характеристик энергосистемы; С4. Быстрый срок окупаемости проекта; С5. Отсутствие провалов электрической нагрузки;	<b>Слабые стороны:</b> Сл1. Отсутствие практических примеров внедрения подобных решений; Сл2. Отсутствие квалифицированного персонала; Сл3. Отсутствие опыта проведения подобных проектов; Сл4. Зависимость от климатических условий; Сл5. Простой выведенного из эксплуатации оборудования;
<b>Возможности:</b> В1. Государственная поддержка в реализации проекта; В2. Использование оборудования отечественного производителя; В3. Применение инновационных технологий; В4. Использование зарубежного опыта;	В1 С4, С5  В2 С4  В3 С1, С2, С3, С5  В4 С1, С2, С3	В1 Сл2, Сл5  В2  В3 Сл4, Сл5  В4 Сл1, Сл3, Сл4, Сл5

Продолжение таблицы 29

<b>Угрозы:</b> У1. Не соблюдение сроков реализации проекта; У2. Отсутствие интереса у генерирующих компаний к проекту; У3. Отсутствие спроса на новые технологии; У4. Возникновение иных конкурентных решений;	У1 С1, С2, С3, С4, С5	У1 Сл1, Сл2, Сл3
	У2 С1, С2, С3, С4, С5	У2 Сл2, Сл4
	У3 С1, С2, С3, С4, С5	У3 Сл1, Сл2, Сл3
	У4 С4, С5	У4

На основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации.

При построении интерактивных матриц используются следующие обозначения: «+» – сильное соответствие; «-» – слабое соответствие.

В интерактивной матрице №1 представлены сильные стороны, а также возможности, которые можно использовать для усиления этих сильных сторон.

Таблица 30 – Интерактивная матрица №1

Сильные стороны						
Возможности		С1	С2	С3	С4	С5
	В1	-	-	-	+	+
	В2	-	-	-	+	-
	В3	+	+	+	-	+
	В4	+	+	+	-	-

В интерактивной матрице №2 представлены слабые стороны, а также приведены возможности, с помощью которых, можно нивелировать эти слабые стороны.

Таблица 31 – Интерактивная матрица №2

Слабые стороны						
Возможности		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	В1	-	+	-	-	+
	В2	-	-	-	-	-
	В3	-	-	-	+	+
	В4	+	-	+	+	+

Существующие угрозы проекта необходимо подавлять с помощью сильных сторон.

Таблица 32 – Интерактивная матрица №3

Сильные стороны						
		С1	С2	С3	С4	С5
Возможности	У1	+	+	+	+	+
	У2	+	+	+	+	+
	У3	+	+	+	+	+
	У4	-	-	-	+	+

Угрозы и слабые стороны проекта, это то, чего следует избегать.

Таблица 33 – Интерактивная матрица №4

Слабые стороны						
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
Возможности	У1	+	+	+	-	-
	У2	-	+	-	+	-
	У3	+	+	+	-	-
	У4	-	-	-	-	-

Анализ интерактивных матриц позволяет сделать выводы, что сильные стороны во многих случаях соответствуют возможностям. Угрозы имеют достаточно низкую вероятность, что в свою очередь, говорит о достаточной надежности проекта, за исключением трудно прогнозируемой угрозы, возможного несоблюдения сроков реализации проекта.

#### 10.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Перечень вопросов приведен в таблице 8.

При оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 балла – слабую проработанность, 3 балла – выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов – имеется положительное заключение независимого эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: 1 означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4 – знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать.

Таблица 34 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	1	2
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	1	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	1
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	2
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	2	2
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1

Продолжение таблицы 34

12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	2
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	2
15	Проработан механизм реализации проекта	1	1
Итого баллов		27	32

Готовность проекта к коммерциализации имеет перспективность ниже среднего, в связи с отсутствием проработанности в области продвижения на рынке, способов реализации, а также правовой стороны проекта. Уровень знаний разработчика имеет среднюю перспективность к реализации, так как практически отсутствуют профессиональные компетенции в области маркетинга, правовых аспектов, организации команды с целью реализации научной разработки. Для устранения недостатка компетенций в вышеперечисленных областях, требуется более углубленное изучение дисциплин и литературы. Наиболее правильным решением будет обращение к компетентным, дипломированным специалистам.

### **10.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования**

Время продвижения товара на рынок во многом зависит от правильности выбора метода коммерциализации. Выделяют следующие методы коммерциализации научных разработок:

1. Торговля патентными лицензиями, т.е. передача третьим лицам права использования объектов интеллектуальной собственности на лицензионной основе.
2. Передача ноу-хау, т.е. предоставление владельцем ноу-хау возможности его использовать другим лицом, осуществляемое путем раскрытия ноу-хау.

3. Инжиниринг предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг.

4. Франчайзинг, т.е. передача или переуступка разрешения продавать чьи-либо товары или оказывать услуги в некоторых областях.

5. Организация собственного предприятия.

6. Передача интеллектуальной собственности в уставной капитал предприятия.

7. Организация совместного предприятия, т.е. объединение двух и более лиц для организации предприятия.

8. Организация совместных предприятий, работающих по схеме «российское производство – зарубежное распространение».

Наиболее подходящим методом коммерциализации является инжиниринг – предоставляет на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

## 10.6 Инициация проекта

В таблице 35 представлены заинтересованные стороны проекта.

Таблица 35 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Инвестор (государство или/и частный)	Реализация проекта с целью создания распространения технологии – получение дохода с нее.
Потребитель	Получение тепловой и электрической энергии с минимальным тарифным планом.

Продолжение таблицы 35

Генерирующие предприятия	Минимум затрат на модернизацию окупаемость той самой модернизации.
--------------------------	--------------------------------------------------------------------

В таблице 36 представлены цели и результаты проекта.

Таблица 36 – Цели и результаты проекта

Цели проекта:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышение маневренности и надежности энергосистемы</li> <li>2. Повышения экологических показателей энергосистемы;</li> <li>3. Покрытие пиковой нагрузки в соответствии с потребностями потребителя электроэнергии.</li> </ol>
Ожидаемые результаты проекта:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Приведение методики ведения технологического процесса работы ПГУ при переменном режиме работы;</li> <li>2. Теоретический расчёт показателей эффективности проекта.</li> </ol>
Критерии приемки результатов проекта:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Получение одобрительных рецензий от руководителя проекта и представителей производств.</li> </ol>
Требования к результатам проекта:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Предоставление методики работы ПГУ при переменном графике нагрузки в течении месяца, недели, суток;</li> <li>2. Должен быть представлен технико-экономический расчет.</li> </ol>

Тема проекта: «Исследование переменных режимов работы парогазовой установки для покрытия графика электрических нагрузок». Цели проекта были поставлены исходя из темы. Исследование работы ПГУ в условиях переменных режимов, приведение способов регулирования нагрузки в соответствии с электрическим графиком, обоснование использования ПГУ для покрытия пиковой нагрузки. В связи с тем, что проект является учебным, то и ожидаемым результатом проекта является защита, в составе комиссии которой, будут присутствовать представители Томской генерации. Критериями приемки будут считаться допуск к защите проекта и положительные рецензии руководителя и представителей производства.

В таблице 37 представлена рабочая группа проекта.

Таблица 37 – Рабочая группа проекта

№	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час
1	Параев Марк Алексеевич, магистрант, студент ТПУ	Исполнитель проекта	Выполнять задания руководителя в полном объеме	2288
2	Цибульский Святослав Анатольевич, НИ ТПУ, доцент НОЦ И.Н.Бутакова	Руководитель проекта	Руководить проектом тактически и стратегически	80
3	Киселева Елена Станиславовна, НИ ТПУ, Доцент ОГСН ШБИП	Консультант проекта	Консультировать по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	80
4	Черемискина Мария Сергеевна, НИ ТПУ, Ассистент Отделения общетехнических дисциплин	Консультант проекта	Консультировать по разделу «Социальная ответственность»	80
ИТОГО				2528

Проект студенческий, поэтому рабочая группа проекта состоит из руководителя проекта, консультантов по разделам финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность, и исполнителя проекта

В таблице 38 представлены ограничения и допущения проекта.

Таблица 38 – Ограничения и допущения проекта

Фактор	Ограничения/допущения
Бюджет проекта	20000 руб.
Источник финансирования	НИ ТПУ, НОЦ И.Н. Бутакова
Сроки проекта	С 01.02.21 г по 06.06. 2021 г

Продолжение таблицы 38

Дата утверждения проекта	01.02.2021
Дата завершения проекта	05.06.2021
Форма проекта	Учебный

### 10.7 Планирование управления научно-исследовательского проекта

В таблице 39 представлен календарный план-график выполнения проекта. Календарный план представлен десятью пунктами. Большая часть работ к текущему моменту уже закончена.

Календарный план в дальнейшем представлен в таблице 13 диаграммой Гантта, с целью упрощения работы с ним. Итого в календарных днях длительность работ руководителя проекта равняется 10 дням, а исполнителя 286 дней.

Таблица 39 – Календарный план-график выполнения проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Составление технического задания	10	10.09.2020	20.09.2020	Руководитель
2	Изучение литературы	30	20.09.2020	20.10.2020	Инженер
3	Изучение технической документации	31	20.10.2020	20.11.2020	Инженер
4	Изучение зарубежной технической документации	20	20.11.2020	10.12.2020	Инженер
5	Технико-экономический расчет проекта	81	10.12.2020	01.03.2021	Инженер
6	Разработка социальной ответственности проекта	31	01.03.2021	01.04.2021	Инженер

Продолжение таблицы 39

7	Разработка финансового менеджмента проекта	30	01.04.2021	01.05.2021	Инженер
8	Разработка части проекта на иностранном языке	31	01.05.2021	01.06.2021	Инженер
9	Получение допуска проекта к защите	13	01.06.2021	14.06.2021	Инженер
10	Защита проекта	1	14.06.2021	14.06.2021	Инженер

Таблица 40 – Диаграмма Гантта

Код работы	Вид работы	Исполнитель	T <sub>кол</sub> календарных дней	Продолжительность выполнения работ													
				09.20	10.20	11.20	12.20	01.21	02.21	03.21	04.21	05.21	06.21				
1	Составление технического задания	Руководитель	10	■													
2	Изучение литературы	Исполнитель	30		■	■											
3	Изучение технической документации	Исполнитель	30			■	■										
4	Патентный поиск	Исполнитель	20				■										
5	Технико-экономический расчет проекта	Исполнитель	81				■	■	■	■							
6	Разработка социальной ответственности проекта	Исполнитель	31								■	■					
7	Разработка финансового менеджмента проекта	Исполнитель	30									■	■				
8	Разработка части проекта на иностранном языке	Исполнитель	31											■	■		
9	Получение допуска проекта к защите	Исполнитель	13														■
10	Защита проекта	Исполнитель	1														■

■ – Руководитель

■ – Инженер

## 10.8 Бюджет научного исследования

В таблице 41 приведены затраты на приобретение всех видов материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, необходимых для выполнения работ по данной теме.

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены).

Таблица 41 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Марка, размер	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Набор канцелярских принадлежностей	Brauberg, 10 предметов	1	950	950
Бумага офисная	Brauberg Ultra Finland, [A4, 80 г/м <sup>3</sup> , листов - 500]	1	550	550
Тетрадь	Brauberg, A4 - 96 листов	1	200	200
Всего за материалы				1700
Транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 %)				85
Итого по статье С <sub>м</sub>				1785

Исходя из данных, представленных в таблице 41, материальные затраты на выполнение проекта составляют 1785 рублей.

Таблица 42 – Амортизационные отчисления на оборудование и программные комплексы

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во оборудования, ед.	Стоимость ед. оборудования, руб.	Амортизация, руб.
1	Ноутбук	1	69990	10968,3

Продолжение таблицы 42

2	Лицензия на комплект программного обеспечения Microsoft Office 2019	1	5199	492,8
Итого				11461,1

Так как данное оборудование используется длительно, необходимо учесть стоимость амортизационных отчислений для данного оборудования:

$$A_i = \frac{S \cdot N}{H \cdot 365};$$

где:  $A_i$  – амортизационные отчисления;  $S$  – стоимость оборудования и программного обеспечения;  $N$  – количество дней использования при проектировании;  $H$  – предполагаемый срок службы оборудования и программного обеспечения.

Расчет показателей амортизации, результаты представлены в таблице 3.6:

$$A_{\text{ноутбук}} = \frac{69990 \cdot 286}{5 \cdot 365} = 10968,3 \text{ руб.};$$

$$A_{\text{MsOffice}} = \frac{5199 \cdot 173}{5 \cdot 365} = 492,8 \text{ руб.}$$

Таким образом были определены амортизационные отчисления на разработку проекта, которые составили 11461,1 руб.

Таблица 43 – Основная заработная плата исполнителей проекта

Исполнитель	Оклад, руб./мес.	Среднедневная ставка, руб.	Затраты времени, раб. дни	Районный коэф.	Основная заработная плата, руб
Руководитель	70000	2900,4	8	1,3	6961
Итого по статье $C_{\text{осн}}$					6961

Таблица 44 – Дополнительная заработная плата исполнителей проекта

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. доплат и надбавок	Коэфф. премиальный	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	6961	0,2	0,3	3480,5
Итого по статье С <sub>доп</sub>				3480,5

Согласно расчетам, приведенным в таблицах 43 и 44, была рассчитана итоговая заработная плата исполнителей научно-исследовательской работы, которая представлена в таблице 45.

Таблица 45 – Итоговая заработная плата исполнителей

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Итоговая заработная плата, руб.
Руководитель	6961	3480,5	10441,5
Итого по статье С <sub>зп</sub>			10441,5

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

На 2021 г. в соответствии со ст. 425, 426 НК РФ действуют следующие тарифы страховых взносов: ПФР — 0.22 (22%), ФСС РФ — 0.029 (2,9%), ФФОМС — 0,051 (5,1%). Рассчитанные отчисления представлены в таблице 45.

Таблица 46 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Заработная плата, руб.	Отчисления, руб.			Сумма отчислений, руб.
		ПФР (22 %)	ФСС (2,9 %)	ФФОМС (5,1 %)	
Руководитель	10441,5	2297,13	302,8	532,52	3132,45
Итого по статье С <sub>внеб</sub>					3132,45

Накладные расходы учитывают все затраты, не вошедшие в предыдущие статьи расходов: печать, ксерокопирование, брошюрование, оплата электроэнергии, оплата пользования услугами интернета.

Перечисленные расходы требуют низких затрат денежных средств относительно заработной платы исполнителей, поэтому величина коэффициента накладных расходов  $k_{\text{накл}}$  была принята в размере 16 %.

Расчет накладных расходов ведется по формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,16 \cdot (6961 + 3480,5) = 1670,64 \text{ руб.}$$

Сумма затрат по всем статьям расходов рассчитана и представлена в качестве общего бюджета проекта в таблице 47.

Таблица 47 – Бюджет проекта

Статья затрат	Сумма, руб.
Материальные затраты	1785
Амортизационные отчисления	11461,1
Заработная плата исполнителей	10441,5
Отчисление во внебюджетные фонды	3132,45
Накладные расходы	1670,64
Итого С	18049,19

Рассчитанный бюджет не превышает бюджета в 20000 рублей.

### 10.9 Распределение ответственности

Для распределения ответственности между участниками проекта формируется матрица ответственности (таблица 48).

Таблица 48 – Матрица ответственности

Этап проекта	Руководитель проекта	Инженер
Формулирование цели	О, И	
Изучение теоретического материала		О, И
Обобщение найденной информации и планирование проекта	О, С	И
Разработка проекта		О, И

Продолжение таблицы 48

Оценка результатов	С	И
Завершение	У	И

Примечание: О – Ответственный; И – Исполнитель; У – Утверждающее лицо; С – Согласующее лицо

### 10.10 План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта. Плана управления коммуникациями приведен в таблице 49.

Таблица 49 – План управления коммуникациями

№ п/п	Какая информация передается	Кто предает информацию	Кому передается информация	Когда передается информация
1	Статус проекта	Инженер	Руководителю	Ежемесячно
2	Обмен информации о текущем состоянии проекта	Инженер	Руководителю	Еженедельно (понедельник)
3	Результаты проделанной работы	Инженер	Руководителю	Не позже недели до контрольного дня события
4	Коррективы в работе	Руководителю	Инженер	По окончанию проверки, не позже трех дней до контрольного события

По плану управления коммуникациями можно сделать вывод, что коммуникация руководителя и магистранта происходит с достаточной частотой, что в свою очередь, гарантирует соблюдение сроков выполнения работы

## 10.11 Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты (таблица 50).

Таблица 50 – Реестр рисков

№	Риск	Потенциальное воздействие	Вероятность наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска	Способы смягчения	Условие наступления
1	Ошибки в расчетах	Получение неверных значений	2	5	Средний	Проверка решения и результатов в при проектировании	Невнимательность, использование недостоверных источников
2	Выход из строя компьютера	Потеря данных	1	3	Низкий	Сохранение в облаке или на внешнем накопителе	Неисправность техники
3	Отсутствие потребности в проекте	Отсутствие спроса	1	5	Низкий	Подробное изучение рынка и нужд потребителем	Пересмотр ценовой политике во 2 ценовой зоне

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. В результате предпроектного анализа была составлена карта сегментирования рынка, определены потенциальные потребители результатов исследования, которыми являются электрогенерирующие установки парогазового типа.

2. Анализируя оценочную карту, можно сделать вывод, что наиболее конкурентным решением, по совокупности показателей, является решение, связанное с использованием ГТУ для покрытия пиковой электрической нагрузки. Решение использования ГТУ превосходит по нескольким показателям ПГУ, по проигрывает по одному из основных: электрический КПД.

3. В ходе проведения SWOT – анализа определены сильные и слабые стороны проекта, выявлены возможности и угрозы реализации проекта:

- Одной из слабых сторон проекта является отсутствие опыта у исполнителя проведения подобных проектов. Чтобы отсутствие опыта не повлияло на качество выполненного проекта следует использовать возможности: привлечь к работе квалифицированный персонал, выяснить на практике параметры работы оборудования. Также обращение к руководителю при выполнении проекта нивелирует отсутствие опыта проведения подобных проектов;

- Отсутствие интереса у генерирующих компаний к проекту в сочетании с отсутствием опыта проведения подобных проектов и отсутствием практических примеров внедрения подобных решений может нести реальную угрозу невыполнения проекта, или нарушения сроков выполнения.

- Для повышения маневренности и надежности энергосистемы при разработке проекта, следует использовать зарубежный опыт разработки подобных проектов для избегания возможных ошибок.

- Отсутствие интереса у генерирующих компаний к проекту в сочетании с отсутствием опыта проведения подобных проектов и отсутствием практических примеров внедрения подобных решений может нести реальную угрозу невыполнения проекта, или нарушения сроков выполнения

Анализ показал, что сильные стороны, во многих случаях соответствуют возможностям, а угрозы имеют достаточно низкую вероятность, что в свою очередь, говорит о достаточной надежности проекта, за исключением трудно прогнозируемой угрозы возможного несоблюдения сроков реализации проекта.

4. Оценка степени готовности проекта к коммерциализации показала перспективность ниже среднего, которую можно повысить путем обращения к компетентным, дипломированным специалистам, для более детального исследования коммерческой составляющей проекта.

5. В процессе формирования группы инициации проекта были определены цели и результат проекта, определена организационная структура проекта и представлены ограничения и допущения проекта.

6. При планировании управления научно-техническим проектом был разработан календарный план-график выполнения проекта и представлена диаграмма Гантта, которые в свою очередь, позволяют эффективно контролировать сроки начала и окончания работ.

7. При планировании бюджета научного исследования произведен расчет материальных затрат на разработку проекта, расчет амортизационных отчислений, расчет основной и дополнительной заработной платы, расчет отчислений во внебюджетные фонды и расчет накладных расходов. Путем формирования бюджета проекта сделан вывод, что фактические затраты не превышают заложенного в исследование бюджета проекта в размере 20000 рублей.

8. Была сформирована матрица ответственности с целью распределения ответственности между участниками проекта, а также составлен план управления коммуникациями проекта, который показал, что при текущем уровне коммуникации руководителя и исполнителя гарантировано соблюдение сроков выполнения работы