

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»

На правах рукописи



Боруш Олеся Владимировна

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДВУХТОПЛИВНЫХ
ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ
РЕГИОНАЛЬНОГО ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
БАЛАНСА**

Специальность 05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические
системы и агрегаты

Диссертация

на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант:

доктор технических наук, профессор

Щинников Павел Александрович

Новосибирск - 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 АКТУАЛЬНОСТЬ ВВОДА ДВУХТОПЛИВНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК В ЭНЕРГЕТИКУ РЕГИОНА В УСЛОВИЯХ ЕГО ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА.....	16
1.1 Структура генерирующих мощностей электроэнергетики России	16
1.2 Структура и топливопотребление региональной энергетики	19
1.3 Прогноз развития энергетики Сибири	25
Выводы по первой главе.....	33
ГЛАВА 2 СОВРЕМЕННЫЕ ЧЕРТЫ И ПРОГНОЗ РЫНКА ОТЕЧЕСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ.....	38
2.1 Структура и объем мирового рынка энергетического машиностроения.....	38
2.2 Характерные черты отечественного рынка энергетического машиностроения	40
2.3 Собственное производство и импорт изделий энергетического машиностроения в России.....	43
2.4 Анализ развития рынка энергетического машиностроения.	47
2.5 Среднесрочный прогноз рынка энергетического машиностроения в России .	49
Выводы по второй главе	54
ГЛАВА 3 ДВУХТОПЛИВНЫЕ ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ И ИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ	56
3.1 Теоретические сведения о парогазовых установках и двухтопливных парогазовых установках	56
3.2 Теоретические положения оценки энергетической эффективности двухтопливных парогазовых установок	63
3.3 Теоретические положения определения конкурентоспособности двухтопливных парогазовых установок	73
Выводы по третьей главе.....	80

ГЛАВА 4 ОСНОВЫ МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ОПТИМИЗАЦИОННОМУ ИССЛЕДОВАНИЮ ЭНЕРГОБЛОКОВ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК.....	81
4.1 Сущность подхода к технико-экономической оптимизации.....	81
4.2 Критерий технико-экономической эффективности.....	94
4.3 Определяющие принципы сравниваемых вариантов.....	99
4.4 Принципы и алгоритмы вычислительного комплекса для проведения расчетов по эксергетическому анализу энергоблоков.....	102
4.5 Оценка генерирующих мощностей парогазовых установок, вводимых в региональную энергетику в условиях топливно-энергетического баланса и системных ограничений.....	109
Выводы по четвертой главе.....	111
ГЛАВА 5 ОПТИМИЗАЦИЯ ДВУХТОПЛИВНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ РЕГИОНАЛЬНОГО ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА.....	113
5.1 Реконструкция пылеугольных теплоэлектроцентралей путем газотурбинной надстройки.....	114
5.2 Двухтопливные парогазовые установки с газосетевым подогревателем.....	124
5.3 Теплоэлектроцентрали с газотурбинной надстройкой, газосетевым подогревателем и фреоновым термотрансформатором.....	128
5.4 Бинарные парогазовые установки сбросного типа.....	134
5.5 Конкурентоспособность двухтопливных парогазовых установок в оптимизационных задачах.....	139
5.6 Оценка экологических эффектов при применении двухтопливных парогазовых установок в региональном энергобалансе.....	147
Выводы по пятой главе.....	151
ГЛАВА 6 ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ НАУЧНО-ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДОВ И ПОДХОДОВ.....	154
6.1 Двухтопливная ПГУ-370 с параллельной схемой работы (Приморская ГРЭС, проект).....	154

6.2 Парогазовые установки с газификацией угля и производством водорода	165
6.3 Вариант реконструкции теплоэлектроцентрали с парогазовой установкой параллельного типа и сохранением действующего парового котла (ТЭЦ г. Северск, проект)	177
6.4 Перевод газовых тепловых электрических станций на уголь – прогнозы и перспективы (НИР)	201
Выводы по шестой главе	211
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	214
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	218
ПРИЛОЖЕНИЕ А Справки и акты внедрения научных результатов диссертационной работы	233
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Свидетельства о регистрации программно-вычислительного комплекса для ЭВМ	237

ВВЕДЕНИЕ

Основу электроэнергетики России составляют тепловые электрические станции (ТЭС). ТЭС относятся к сложным техническим системам, оказывающим разностороннее влияние на многие сферы деятельности общества, при этом они тесно связаны с потребителями производимой продукции, с поставщиками сырья и между собой, образуя энергетические системы с большим количеством технологических, экологических, экономических и социальных связей. Надежное и безопасное функционирование ТЭС – одна из важнейших задач, в то же время энергетикам России в условиях развивающихся рыночных отношений необходимо обеспечивать конкурентоспособность генерирующих компаний, которую можно обеспечить лишь за счет снижения себестоимости продукции. Таким образом, перед теплоэнергетиками стоит задача обеспечить максимально экономное и эффективное использование технологических и природных ресурсов.

Актуальность темы исследования. Во всем мире развитие в тепловой энергетике связывают с решением задач по повышению эффективности, экологичности, снижению материало- и капиталоемкости, повышению надежности и эксплуатационных свойств энергетических установок тепловых электростанций. Внедрение в энергетический комплекс комбинированных парогазовых установок (ПГУ) является одним из признанных направлений по реализации поставленных задач.

Соединение в одном теплофикационном энергоблоке газотурбинных и паротурбинных установок, работающих по высоко- и низкотемпературным циклам, позволяет повысить эффективность использования топлива и обеспечить рост КПД до 55...65 %, т.е. до уровня, недостижимого для других тепловых двигателей. Кроме того, парогазовый энергоблок позволяет достигать снижения удельных выбросов оксидов азота и серы до 50 % по сравнению с традиционной ТЭС, улучшая экологические характеристики станции.

В России внедрение ПГУ происходит в основном в Центральной (европейской) части страны, поскольку в топливном балансе регионов этой части преобла-

дает газ. В некоторых регионах, таких как: Сибирь, Дальний Восток и Урал, внедрение парогазовых технологий не рассматривается из-за большого запаса угля в данных регионах, что, в свою очередь, приводит к снижению конкурентоспособности генерирующих компаний этих регионов, особенно в период отключения отопительной нагрузки, поскольку эффективность выработки электроэнергии существенно снижается (до 30...32 %). Таким образом, важной задачей энергетической отрасли является повышение эффективности технологий производства электроэнергии и теплоты в угольных регионах. Одним из путей решения этой задачи является использование угля в парогазовых установках и развитие двухтопливных технологий ПГУ.

Комплексные исследования ПГУ разных типов были выполнены ВТИ (Ольховский Г. Г., Березинец П. А.), МЭИ (Буров В. Д., Цанев С. В.), СГТУ (Андрющенко А. И., Николаев Ю. Е., Ларин Е. А., Дубинин А. Б., Анкудинова М. С.), СамГТУ (Кудинов А. А., Зиганшина С. К., Хусаинов К. Р.), ИСЭМ СО РАН (Клер А. М., Деканова Н. П., Тюрина Э. А., Медников А. С.), УрФУ (Рыжков А. Ф., Богатова Т. Ф., Абаимов, Н. А., Левин, Е. И.), Дженерал электрик, АВВ, Сименс и др.

Однако, до настоящего времени не было выполнено исследований по оценке эффективности применения двухтопливных ПГУ в условиях топливно-энергетического баланса региона и системных ограничений. Следовательно, разработка теоретической базы для двухтопливных ПГУ различного состава оборудования и назначения с сочетанием достижимых технологических, экологических и экономических параметров на основе комплексного энергетического анализа, с учетом системных факторов и системных ограничений является **актуальным** и отвечает приоритетному направлению развития науки, технологии и техники РФ: п. 8 «Энергоэффективность, энергосбережение и ядерная энергетика», а также направлению Н2 стратегии научно-технического развития России (НТР) «Переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии».

Целью диссертационной работы является решение комплексной научно-технической проблемы развития региональной энергетики с разработкой взаимосвязанных методических подходов, математических моделей и методов для исследования двухтопливных ПГУ в условиях регионального топливно-энергетического баланса.

Поставленная в диссертации цель достигается формулировкой и решением следующих **научных задач**:

1. Разработка математической модели ретроспективного анализа рынка энергетического машиностроения России с выделением его сегментов и определением роли ПГУ в перспективе развития.
2. Анализ технологической готовности двухтопливных ПГУ и разработка теоретических положений для анализа таких установок и оценки их энергетической эффективности.
3. Развитие теории и методологии оптимизационного исследования энергоблоков ТЭС применительно к двухтопливным ПГУ, на основе дифференциально-эксергетического метода анализа.
4. Анализ оптимизационного исследования двухтопливных ПГУ разного состава и назначения.
5. Разработка практических приложений с решением научно-прикладных задач развития энергетических объектов в условиях регионального топливно-го баланса.

Объект исследования – двухтопливные парогазовые энергетические установки.

Предмет исследования – модели двухтопливных ПГУ и методы их исследования в условиях региональной энергетики, топливно-энергетических балансов, экологических, инфраструктурных, экономических ограничений.

Научная новизна работы состоит в том, что в ней получены и выносятся на защиту следующие наиболее важные результаты:

1. Представлена совокупность моделей двухтопливных парогазовых установок с параллельной схемой работой, с дожиганием топлива в топке энергетиче-

ского парового котла, с газосетевым подогревателем, с газосетевым подогревателем и фреоновым термотрансформатором, а также ПГУ с газификацией угольного топлива для комбинированного производства водорода и электроэнергии и бинарных ПГУ сбросного типа.

2. Разработаны теоретические положения по оценке энергетической эффективности двухтопливных ПГУ параллельного типа.
3. Разработан комплексный подход к оптимизационному исследованию и эксергетическому анализу двухтопливных ПГУ с выбором параметров термодинамического цикла и тепловой схемы, конструктивно-компоновочных параметров и характеристик энергооборудования, а также определением эксергетической и технико-экономической эффективности установок в региональной энергетике с учетом системных ограничений и неопределенности исходной информации.
4. Разработана методика ретроспективного анализа рынка энергетического машиностроения для среднесрочной оценки развития рынка энергооборудования в стране.
5. Разработаны теоретические положения для определения конкурентоспособности двухтопливных парогазовых установок в условиях изменения ценовых соотношений.
6. Разработаны рекомендации по обоснованию рациональной доли мощностей ПГУ в региональной энергетике с учетом топливно-энергетического баланса.

Теоретическая и практическая значимость работы. Разработанные методики, методические подходы, теоретические положения, математические модели, алгоритмы и программы расчетов позволяют получать оптимальные схемно-параметрические решения по ПГУ ТЭС, выполнять анализ возможностей применения двухтопливных ПГУ в региональной энергетике, а также решать задачи по разработке технических решений при проектировании новых или модернизации существующих объектов генерации. Рассчитанные технико-экономические показатели двухтопливных ПГУ ТЭС могут служить информационной базой для

обоснования рациональных областей их использования в условиях топливно-энергетических балансов регионов.

На основе разработанных моделей и методов решены прикладные задачи развития энергетики региона в виде: разработки схемы и технических решений по двухтопливной ПГУ-370 с параллельной схемой работы для Приморской ГРЭС на базе отечественного оборудования с применением современных технологий сжигания топлива; разработки принципиальной схемы двухтопливной ПГУ параллельного типа на базе передового отечественного оборудования при модернизации ТЭЦ в г. Северск; решения задач развития энергетики Сибирского федерального округа на период до 2030 года; разработки рекомендаций о возможности перевода газовых ТЭС на уголь.

Результаты работы **использованы:** в организации ООО «КОТЭС Инжиниринг» (г. Новосибирск), занимающейся выполнением комплексных проектов в сфере энергетики, внедрением инженерных систем и технологического оборудования «под ключ»; в научной организации ООО «Институт передовых исследований» (г. Новосибирск); в учебном процессе в Новосибирском государственном техническом университете при подготовке магистров по направлению 13.04.01 – «Теплоэнергетика и теплотехника» по курсу «Современные проблемы теплоэнергетики, теплотехники и теплотехнологий», а также аспирантов по специальности 05.14.14 – «Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты» (Приложение А).

Методология и методы исследования: методология системных исследований в энергетике; математическое и компьютерное моделирование ПГУ ТЭС; методы эксергетического анализа и технико-экономической оптимизации в условиях неопределённости исходной информации; метод ретроспективного анализа; методы термодинамического анализа; методы обработки статистической информации; методы программирования.

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Теоретические положения оценки энергетической эффективности двухтопливных ПГУ параллельного типа, которые заключаются в сравнении га-

зотурбинной и паротурбинной установок с объединенной из них парогазовой установкой, учитывая термодинамические особенности коэффициентом бинарности при подводе теплоты в двух местах комбинированного цикла. При анализе взаимозависимости энергетической эффективности ГТУ, ПТУ и ПГУ определена область значений достижимых на современном этапе развития технических решений для двухтопливных ПГУ.

2. Комплексный подход к оптимизационному исследованию и эксергетическому анализу двухтопливных ПГУ с выбором параметров термодинамического цикла и тепловой схемы, конструктивно-компоновочных параметров и характеристик энергооборудования, а также определением эксергетической и технико-экономической эффективности в региональной энергетике с учетом системных ограничений и неопределенности исходной информации. Данный подход заключается в разбиении энергоблока на структурные части, соединенные перетоками материальных носителей энергии (пар, вода, топливо, воздух, продукты сгорания, электроэнергия и т.д.), каждой из которых соответствуют входные и выходные параметры; критерием оценки эффективности является работа блока с минимальными издержками, внутренними ограничениями выступают начальные параметры энергоблока, режимные факторы технологических процессов, конструктивные особенности оборудования, а внешними – условия приведения расчетных вариантов к сопоставимому виду, учитывающие влияние экологических, социальных, инфраструктурных факторов.
3. Методика ретроспективного анализа для каждого сегмента рынка энергетического машиностроения, основанная на учете фактических данных за предшествующий период с определением аппроксимирующих зависимостей разного вида и коэффициентов аппроксимации по достоверным статистическим данным за рассматриваемый период, для формирования среднесрочной оценки развития рынка энергооборудования в стране.
4. Теоретические положения по определению конкурентоспособности двухтопливных парогазовых установок в условиях изменения цен на топливо,

которые заключаются в попарном сравнении двухтопливных технологий ПГУ с ПТУ и бинарными ПГУ сбросного типа по соотношению годового расхода топлива при приведении вариантов к сопоставимому виду по отпуску продукции и установленной мощности.

Достоверность результатов и выводов диссертационной работы обосновывается использованием методики технико-экономических и эксергетических системных исследований, фундаментальных закономерностей технической термодинамики, теплопередачи, теории надёжности. Математические и компьютерные модели базируются на методах, апробированных и хорошо себя зарекомендовавших на решении ряда других задач подобного класса.

Кроме того, достоверность результатов диссертации подтверждается фактическим опытом проектирования в инжиниринговых компаниях, а также фактическими данными о развитии энергетики, представленными в отчетах аналитических агентств и Министерства энергетики.

Личный вклад автора. Основные научные результаты диссертационной работы, выносимые на защиту, получены автором лично. Постановка задач исследования и научная проблематика разрабатывались автором как самостоятельно, так и при участии д.т.н. Щинникова П.А. Автор внес определяющий вклад в разработку теоретических и методических положений, математическое моделирование и написание программно-вычислительного комплекса для технологий ПГУ, а также анализ полученных результатов исследований. Исследования парогазовых установок проведены совместно с сотрудниками кафедры ТЭС НГТУ (г. Новосибирск) к.т.н. Григорьевой О.К., к.т.н. Францевой А.А., к.т.н. Кузьминым А.Г.

Анализ и обобщение результатов выполнены автором диссертации самостоятельно. Новые технические решения, реализованные при помощи компьютерных моделей, на которые получены свидетельства для ЭВМ, разработаны совместно с сотрудниками кафедры ТЭС НГТУ (Григорьевой О.К., Дворцевым А.И.); автор внес определяющий вклад в получение результатов (Приложение Б).

С соавторами согласовано представление изложенных в диссертации и выносимых на защиту результатов, полученных в совместных исследованиях.

Апробация работы. Результаты работы докладывались на международных конференциях, форумах и симпозиумах: KORUS-2005 (г. Новосибирск, 2005 г.); «Euro-ЕСО-2010» (Германия, Ганновер, 2010 г.); «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (г. Новосибирск, 2015 г.); IFOST – 2008, 2016 (Монголия, г. Улан-Батор; Россия, г. Новосибирск); «Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса» (г. Саратов, 2018 г.); всероссийских конференциях: «Наука. Технология. Инновации» (Новосибирск, 2004 г., 2005 г., 2006 г., 2014 г.); «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности» (г. Ульяновск, 2006 г.); «Горение твердого топлива» (г. Новосибирск, 2006 г.); «Инновационная энергетика 2010» (г. Новосибирск, 2010 г.); «Системные исследования в энергетике» (г. Иркутск, 2019 г.).

Исследования, выполняемые в рамках диссертации, получили поддержку:

- в форме гранта, выполненного в рамках Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 гг. (Рособразование):
 - ✓ тема НИР «Комплексные технико-экономические исследования ПГУ ТЭЦ с поточными газификаторами угля при комбинированном производстве электро- и теплоэнергии, синтез газа и водорода» (госконтракт № П1087 от 24.08.2009 г.);
- в рамках реализуемой в различные годы программы стратегического развития НГТУ, определяющих формирование научно-технического задела по приоритетным направлениям развития науки. Проект 2.2.1 «Решение комплексных проблем по направлению «Энергоэффективность и энергосберегающие технологии» на базе лаборатории, НОЦ и ЦКП:
 - ✓ тема НИР: «Эксергетический анализ режимов работы ТЭЦ» (№ гос. регистрации 01201461861 от 22.04.2014 г.);
 - ✓ тема НИР: «Парогазовый энергоблок с фреоновой паротурбинной ступенью» (№ гос. регистрации 01201365640 от 02.07.2013 г.);

- ✓ тема НИР: «Повышение эффективности топливоиспользования в многоцелевых угольных энергоблоках» (№ гос. регистрации 01201360759 от 24.04.2013 г.);
- в рамках государственного задания НИР НГТУ:
 - ✓ тема НИР: «Исследование эффективности прямых и обратных термодинамических циклов для экологически чистых технологий производства тепла и электроэнергии» (№ гос. регистрации АААА-А16-116012110168-6 от 21.01.2016 г.).

Публикации. По материалам исследований диссертационной работы опубликовано 47 печатных работ, в том числе 13 статей в ведущих журналах, входящих в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации на соискание ученой степени доктора наук, 4 свидетельства о регистрации программ для ЭВМ, 6 статей в журналах и материалах конференций, входящих в международные базы SCOPUS и Web of Science, 1 монография, 23 публикации в научных журналах, сборниках трудов, материалах международных и всероссийских конференций, форумов, симпозиумов. В работах, опубликованных в соавторстве, личный вклад автора составляет не менее 60 %.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы и 2 приложений. Основной текст изложен на 240 страницах, содержит 112 рисунков, 25 таблиц. Список литературы содержит 128 источников.

Во введении дано обоснование актуальности темы исследований, сформулированы цель и задачи работы, определены научная новизна, теоретическая и практическая значимость работы, приведены и обоснованы применяемые в работе методы исследования, перечислены положения, выносимые на защиту, описаны степень достоверности и апробация результатов, а также личный вклад автора и структура работы.

В первой главе рассматривается динамика изменения и современная структура генерирующих мощностей электроэнергетики России и топливопотребления

с учетом их территориального размещения. На примере Сибирского федерального округа предлагаются возможные варианты развития региональной энергетики с учетом изменения топливного баланса и вводом новых мощностей на базе ПГУ.

На основании проведенного анализа современного состояния проблемы сформулированы цели и задачи исследований.

Во второй главе представлена структура собственности в энергетике и формирование стратегических партнерств; отмечены характерные черты отечественного энергетического машиностроения; предложена методика ретроспективного анализа рынка для формирования среднесрочного прогноза развития рынка энергооборудования в РФ.

В третьей главе приводятся методические положения оценки энергетической эффективности двухтопливной ПГУ и определения конкурентоспособности двухтопливных ПГУ при изменении соотношений цен на топливо (газ и уголь). Рассмотрены примеры тепловых схем и энергетических показателей двухтопливных ПГУ параллельного типа с применением отечественных разработок и оборудования. Для них выполнено сравнение с паротурбинными угольными установками и бинарными ПГУ в рамках межтопливной конкуренции.

В четвертой главе изложены основы комплексного подхода к оптимизационному исследованию и эксергетическому анализу двухтопливных ПГУ с определением их эксергетической и технико-экономической эффективности в региональной энергетике. Учитываются такие системные факторы, как мощность энергокомпаний, температура окружающего воздуха региона функционирования, фоновая концентрация промышленного ареала, разуплотнение графика электрической нагрузки и другие системные ограничения, а также неопределенность исходной информации.

Разработанный методический подход позволяет установить зависимости между расходно-термодинамическими параметрами и технико-экономической эффективностью для ПГУ разного состава оборудования и назначения на основе схемно-параметрической оптимизации. Выполненный анализ результатов оптимизационного исследования определяет рациональные области использования

ПГУ.

В пятой главе рассматриваются технологические схемы, оптимизационные параметры двухтопливных и бинарных парогазовых установок разного состава оборудования и назначения. Отражены результаты серий расчетных экспериментов и выполнено сравнение по эксергетическим показателям эффективности двухтопливных, бинарных ПГУ и традиционных пылеугольных паротурбинных установок. Определена рациональная перспективная структура доля ПГУ в региональной энергетике на примере Сибири.

В шестой главе приведены примеры решения научно-прикладных задач с использованием разработанных методов и подходов.

В заключении диссертационной работы формулируются основные результаты выполненных исследований.

ГЛАВА 1 АКТУАЛЬНОСТЬ ВВОДА ДВУХТОПЛИВНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК В ЭНЕРГЕТИКУ РЕГИОНА В УСЛОВИЯХ ЕГО ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА

1.1 Структура генерирующих мощностей электроэнергетики России

Энергетика России в последние годы характеризуется устойчивым ростом установленных мощностей. За десять лет (с 2007 года, начало реформирования РАО ЕЭС России) установленные мощности энергетики России возросли более, чем на 20 % – с 200 ГВт в 2007 году [1, 2] до 244 ГВт в 2017 году [3]. Важно отметить, что структура генерации практически не изменилась за истекший период, что свидетельствует о пропорциональном развитии рынка установок каждого типа (Рисунок 1.1) [4].

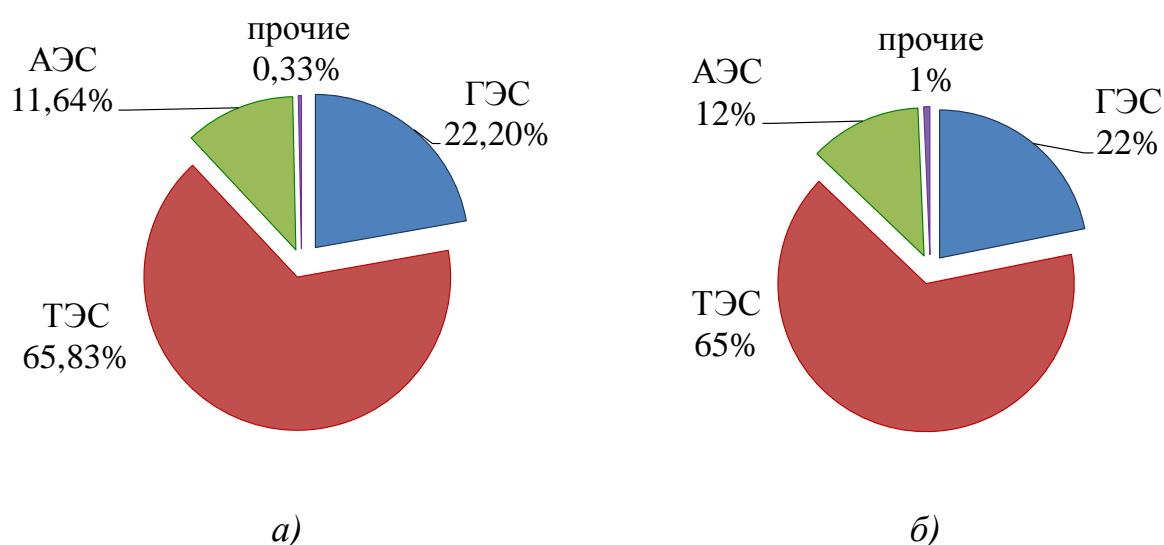
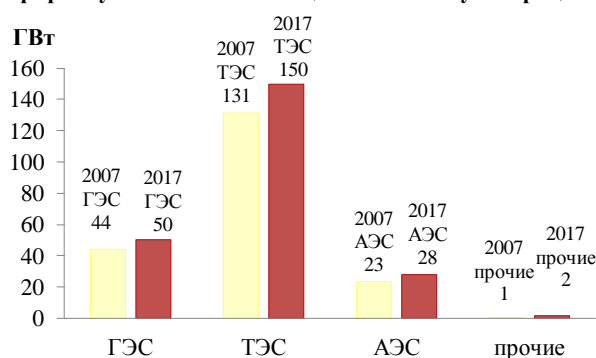


Рисунок 1.1 – Структура генерирующих мощностей России в 2007 году (а) и 2017 году (б)

Нельзя не отметить рост установленных мощностей на возобновляемых источниках энергии, а также тот факт, что прирост мощностей ТЭС обеспечен в первую очередь за счет внедрения перспективных парогазовых технологий (Рису-

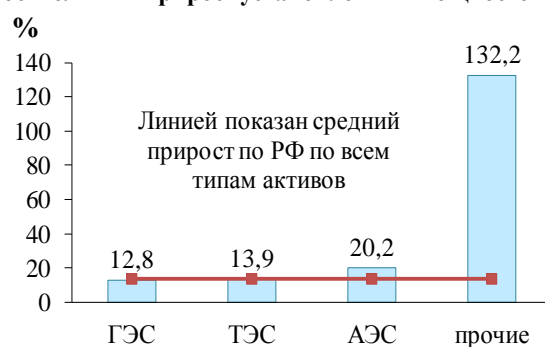
нок 1.2), обладающих недостижимой для других технических решений эффективностью. Из Рисунка 1.2 можно видеть, что мощность ПГУ и ГТУ в 2017 году составила свыше 22 ГВт, а относительный прирост мощностей возобновляемых источников даже без учета Крыма наибольший. Следует отметить, что энергетика Крыма имеет в составе солнечные станции совокупной мощностью около 215 МВт, что обуславливает наивысший процент прироста (Рисунок 1.2б) [4, 5].

Прирост установленных мощностей по типу генерации



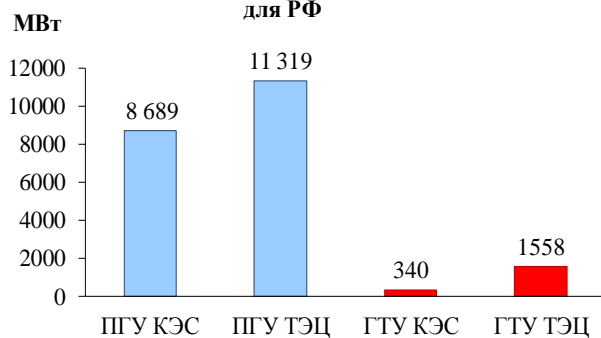
а)

Относительный прирост установленных мощностей



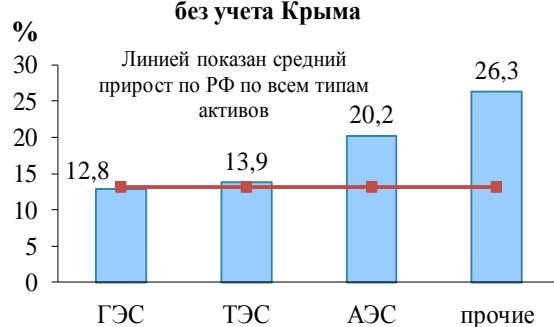
б)

Структура установленных мощностей ПГУ и ГТУ в 2017 году для РФ



в)

Относительный прирост установленных мощностей без учета Крыма



г)

Рисунок 1.2 – Абсолютный (а) и относительный (б, г) прирост установленных мощностей в РФ и структура установленных мощностей ПГУ и ГТУ (в)

Мощности атомной энергетики возросли примерно с 23 до 28 ГВт и сосредоточены на десяти электростанциях. В ближайшей перспективе ввод в эксплуатацию морской платформы в виде плавучей электростанции «Академик Ломоно-

сов» (мощность 70 МВт) с одновременным закрытием Билибинской АЭС (мощность 48 МВт). Кроме того, необходимо обратить внимание на то, что реальный ввод новой генерации существенно больше, так как за отчетный период компенсировано 6,4 ГВт мощности Саяно-Шушенской ГЭС (после аварии 2009 года), и только за последние три года из эксплуатации выведено более 8 ГВт устаревшего оборудования [3]. Динамика ввода/вывода генерирующих мощностей показана на Рисунке 1.3.

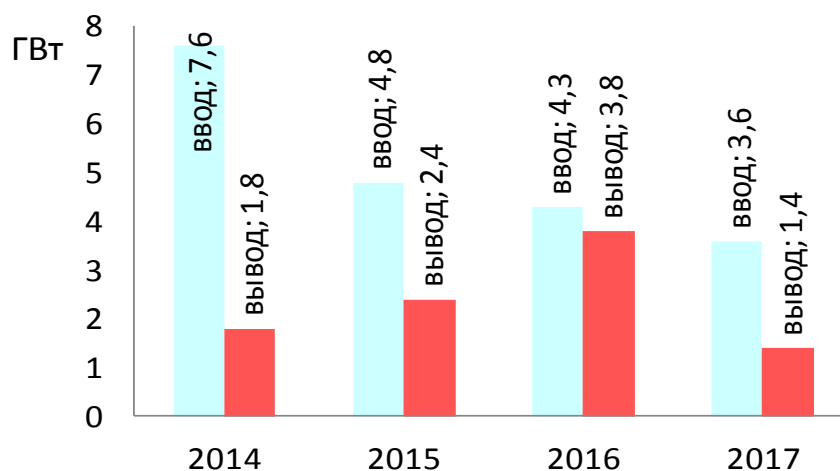
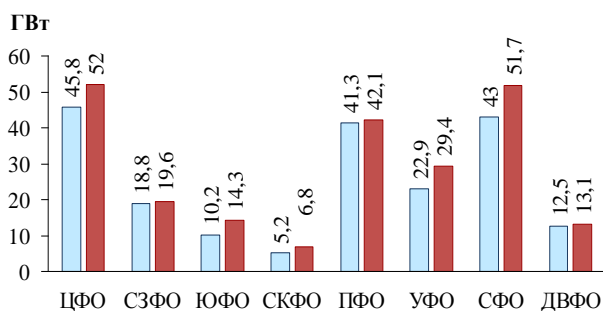


Рисунок 1.3 – Динамика ввода/вывода генерирующего оборудования [3, 5]

Прирост установленных мощностей в РФ обеспечен в каждой ее территории, при этом в среднем по России относительный прирост (без учета изолированных энергосистем) составил около 15 % (Рисунок 1.4).

В настоящих оценках выделение Северо-Кавказского из Южного федерального округа учтено фактическим составом генерации в данной территории на 2007 год. Можно видеть, что территориальный прирост не равнозначен и наибольшей величиной прироста отличаются три округа – УФО, СКФО и ЮФО. Ниже будет показано, что этот фактор обусловлен показателем КИУМ в данных округах.

Прирост установленных мощностей по территориям



Прирост установленных мощностей по территориям

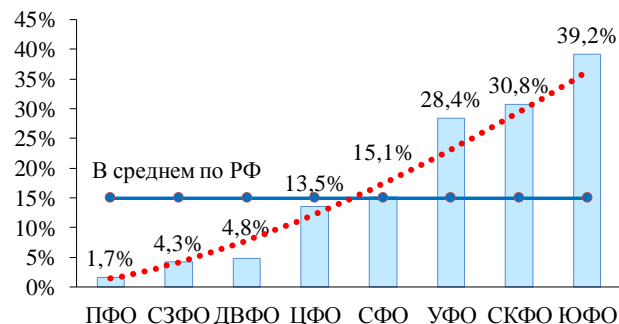


Рисунок 1.4 – Прирост установленных мощностей в территориальных округах: ЦФО – Центральный федеральный округ; СЗФО – Северо-Западный федеральный округ; ЮФО – Южный федеральный округ; СКФО – Северо-Кавказский федеральный округ; ПФО – Приволжский федеральный округ; УФО – Уральский федеральный округ; СФО – Сибирский федеральный округ; ДВФО – Дальневосточный федеральный округ

Следует отметить, что, за истекшие десять лет, ввод в эксплуатацию указанных выше ПГУ обеспечил снижение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии в среднем по стране примерно с 337 г/кВт·ч в 2007 году до 315 г/кВт·ч в 2016 году [3].

1.2 Структура и топливопотребление региональной энергетики

Структура топливного баланса в энергетике страны изменилась в пользу газа за счет сокращения, в первую очередь доли угля (Рисунок 1.5). Один из прогнозов РАО ЕЭС к 2015 году предполагал снижение доли газа до 60 % за счет увеличения доли угля до 37 %. Эта тенденция не состоялась.

Динамика старения парка оборудования может быть представлена следующими цифрами: около 5 млн. кВт в 1993 г. [7] против 15 млн. кВт в 1997 [8] и около 30...35 млн. кВт ($\approx 15\%$) на 1998 год. А в 2005 году эта цифра составила около 55 млн. кВт [9], при увеличении удельных расходов топлива на выработку электроэнергии.

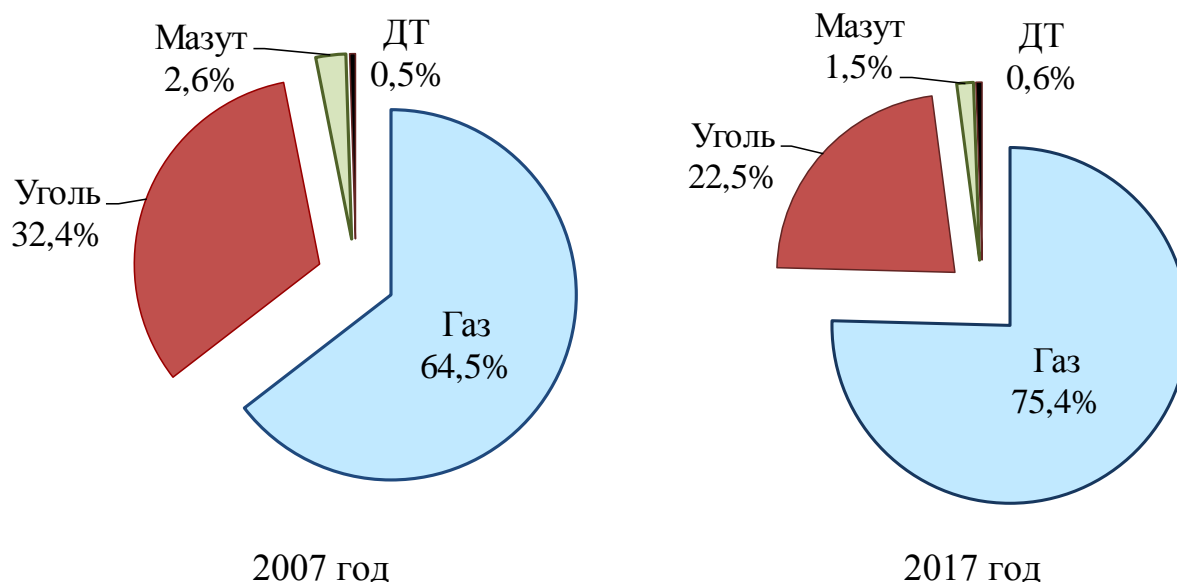


Рисунок 1.5 – Изменение структуры топливного баланса в энергетике России

В последние годы из-за активной замены (Рисунок 1.3), процесс старения оборудования замедлен, однако структура теплоцентралей страны все еще содержит значительное количество станций с параметрами 3,5 и 9 МПа, а расходы топлива для них не могут быть ниже, представленных в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Удельные расходы топлива для ТЭЦ разных параметров [10]

Параметры ТЭЦ, МПа, °С	$v_{\text{э}}$, г у.т./кВт·ч	$v_{\text{о}}$, кг/Гкал
3,5; 435	437	153
9,0; 500	401	146
13,0; 555	321	141
24,0; 540/540	269	134

Структура топливного баланса территориальных округов показывает практически повсеместное увеличение доли газа, за исключением Северо-Кавказского округа, где уголь в топливном балансе отсутствует (Рисунок 1.6) [11, 12]. Наибольшие масштабы процесса газификации территории обеспечены в ДВФО, где доля газа увеличена примерно с 5 до 39 %.

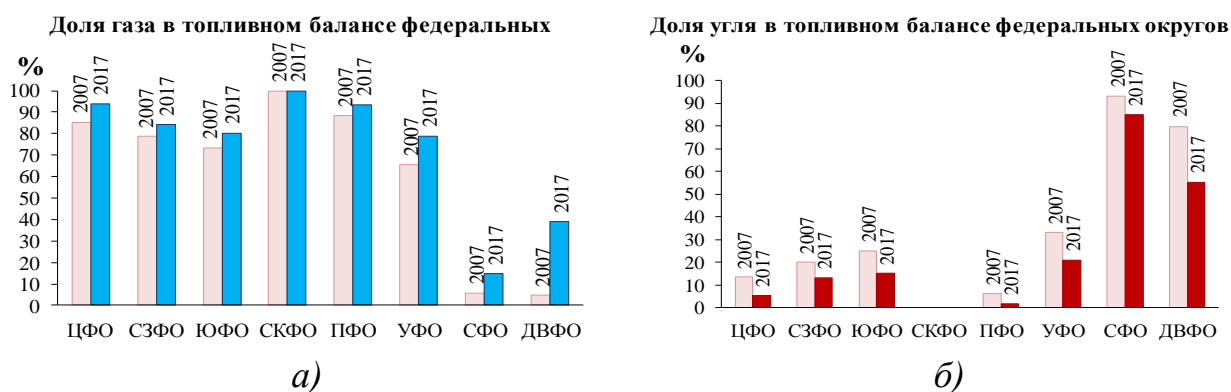


Рисунок 1.6 – Структура территориального топливного баланса для газа (а) и для угля (б)

Одним из важных показателей, характеризующих развитие энергетики, является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Выделяя в рамках КИУМ его теоретически возможную величину, учитывающую проведение регламентных профилактических работ на оборудовании в течении года, и, сравнивая ее с фактическим показателем использования установленной мощности в 2007 году, можно видеть, что в ЮФО и УФО фактический КИУМ выше теоретического (Рисунок 1.7). Это возможно только в том случае, когда не соблюдаются регламентные сроки вывода оборудования в плановые ремонты, что чревато повышением аварийности. С учетом того, что в энергосистеме необходимо иметь запас мощности для обеспечения безаварийной работы и поддержания частоты на уровне 12...13 %, недостатком установленных мощностей в 2007 году отличалась также энергосистема Центрального федерального округа (Рисунок 1.7).

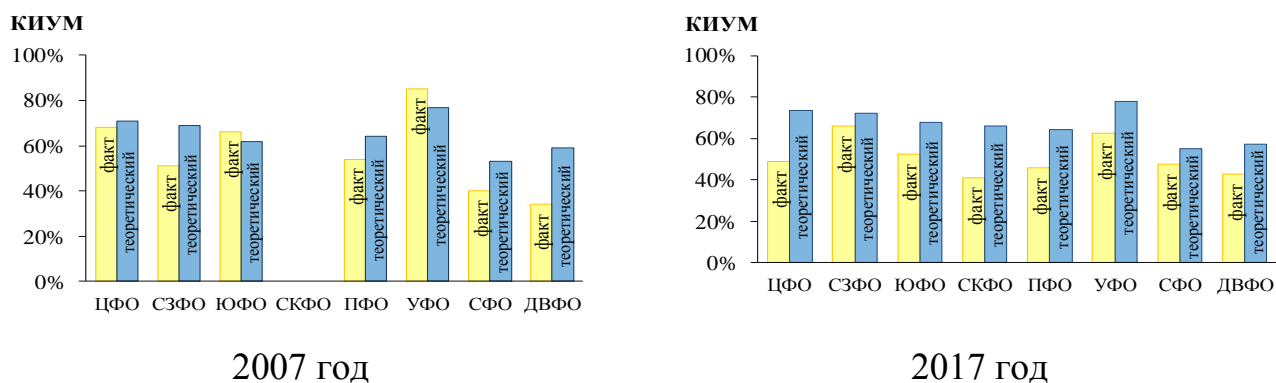


Рисунок 1.7 – Коэффициент использования установленной мощности для разных территорий РФ

Указанный недостаток региональной генерации преодолен к 2017 году за счет ввода новых мощностей.

Структура энергетики каждого федерального округа России и его топливный баланс в 2017 году показаны на Рисунках 1.8 – 1.15 [6, 11, 12].

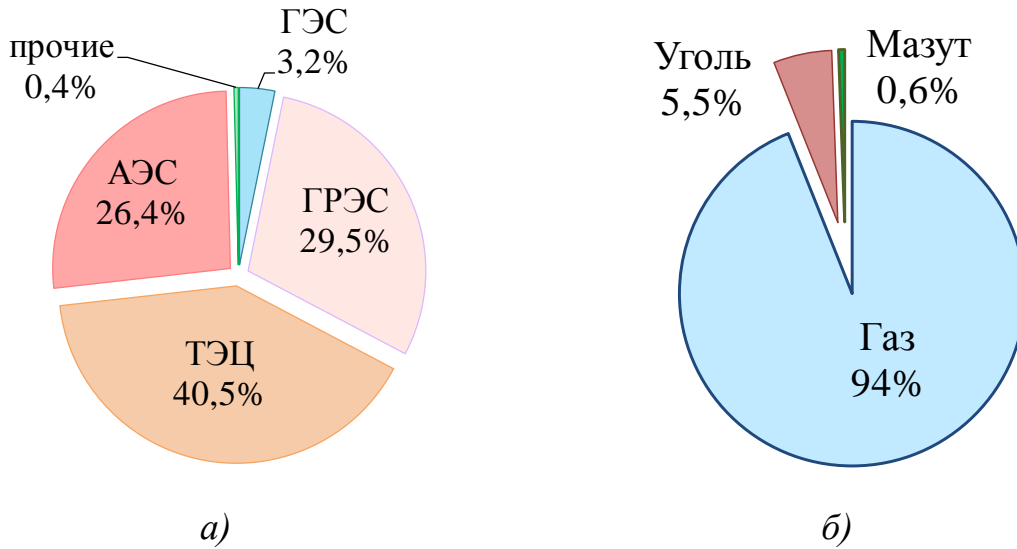


Рисунок 1.8 – Структура генерации (а) и топливопотребления (б) Центрального федерального округа

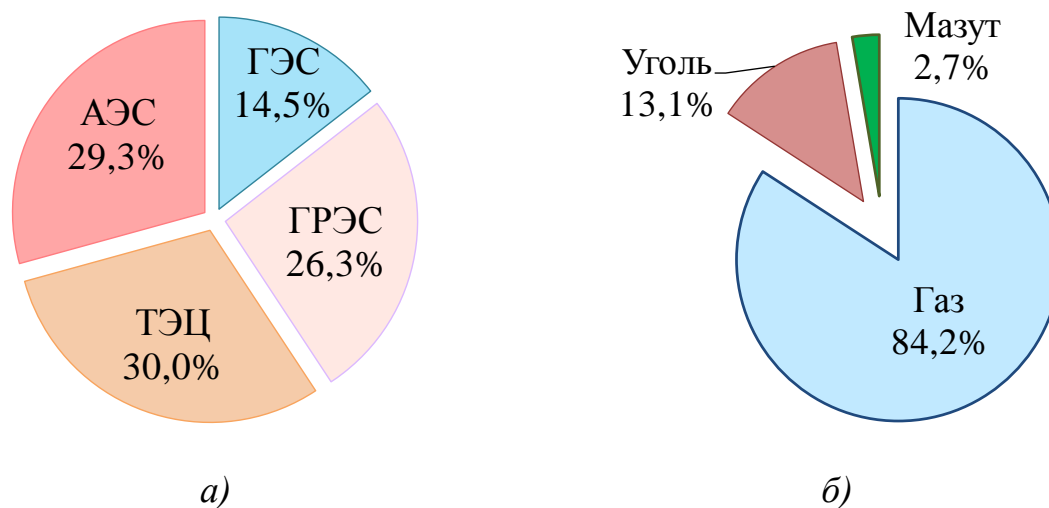


Рисунок 1.9 – Структура генерации (а) и топливопотребления (б) Северо-Западного федерального округа

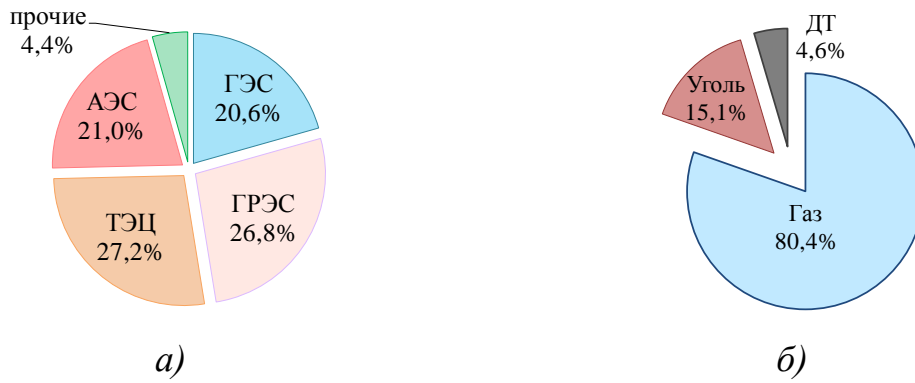


Рисунок 1.10 – Структура генерации (а) и топливопотребления (б)
Южного федерального округа

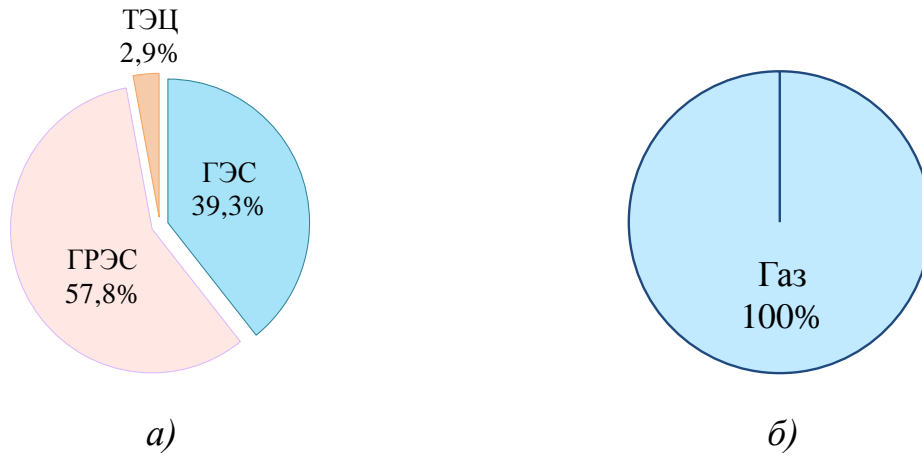


Рисунок 1.11 – Структура генерации (а) и топливопотребления (б)
Северо-Кавказского федерального округа

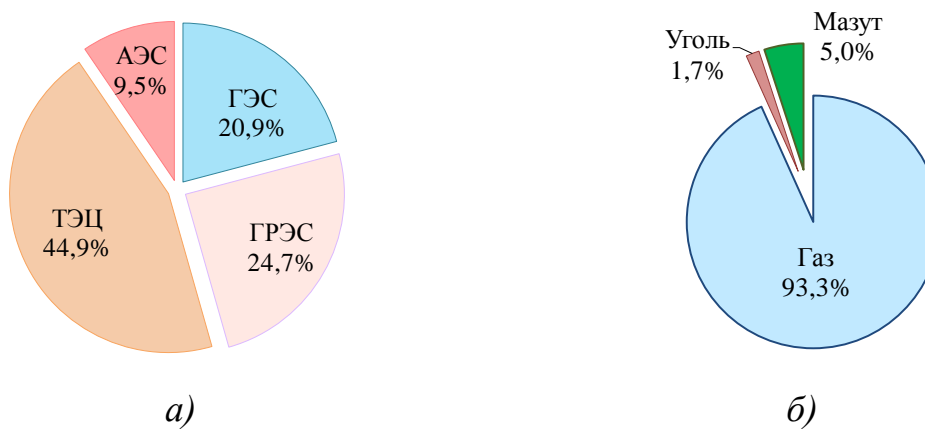


Рисунок 1.12. Структура генерации (а) и топливопотребления (б)
Приволжского федерального округа

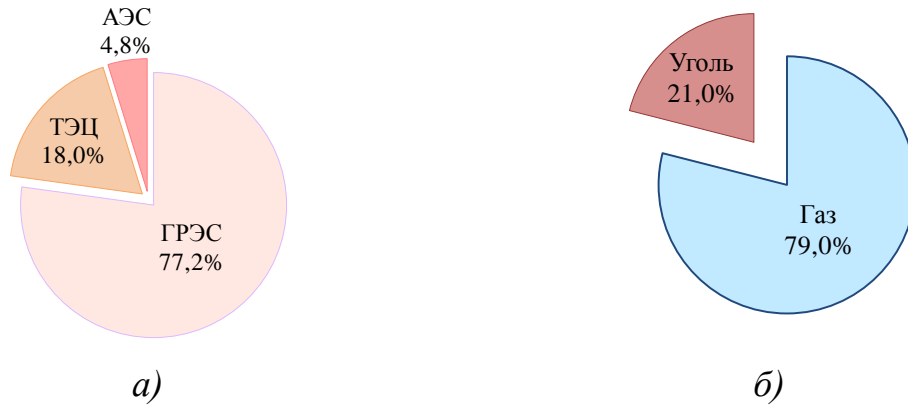


Рисунок 1.13 – Структура генерации (а) и топливопотребления (б) Уральского федерального округа

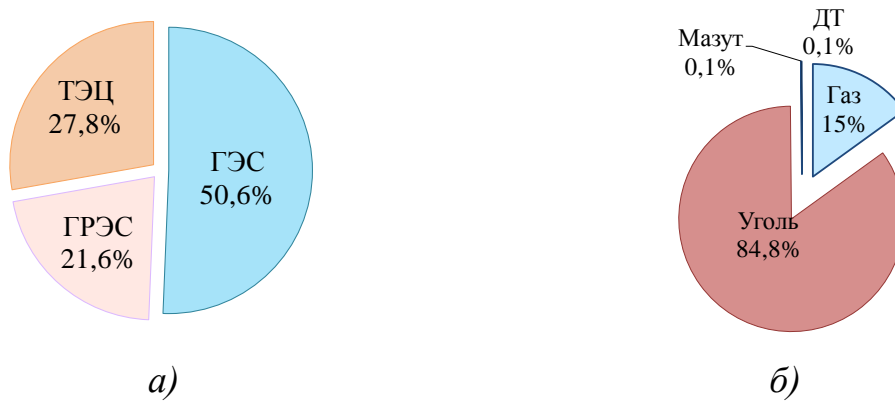


Рисунок 1.14 – Структура генерации (а) и топливопотребления (б) Сибирского федерального округа

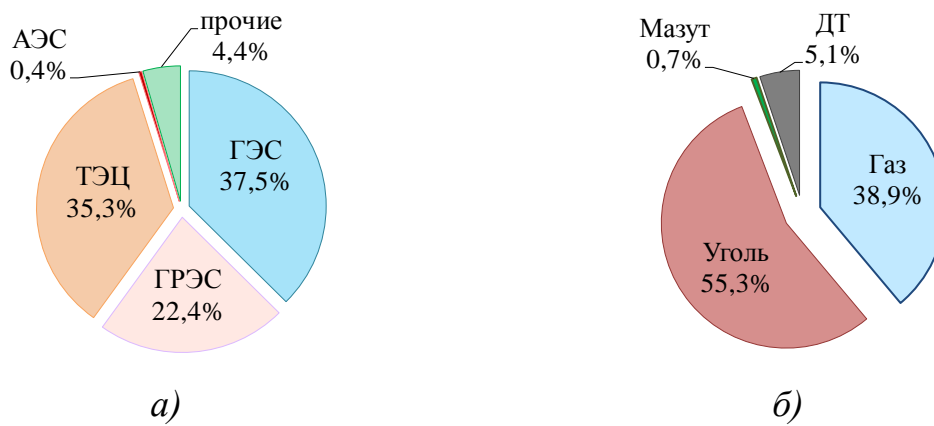


Рисунок 1.15 – Структура генерации (а) и топливопотребления (б) Дальневосточного федерального округа

Структура генерирующих мощностей и производство электрической энергии на 2017 г. по территориальным округам представлена на Рисунке 1.16.

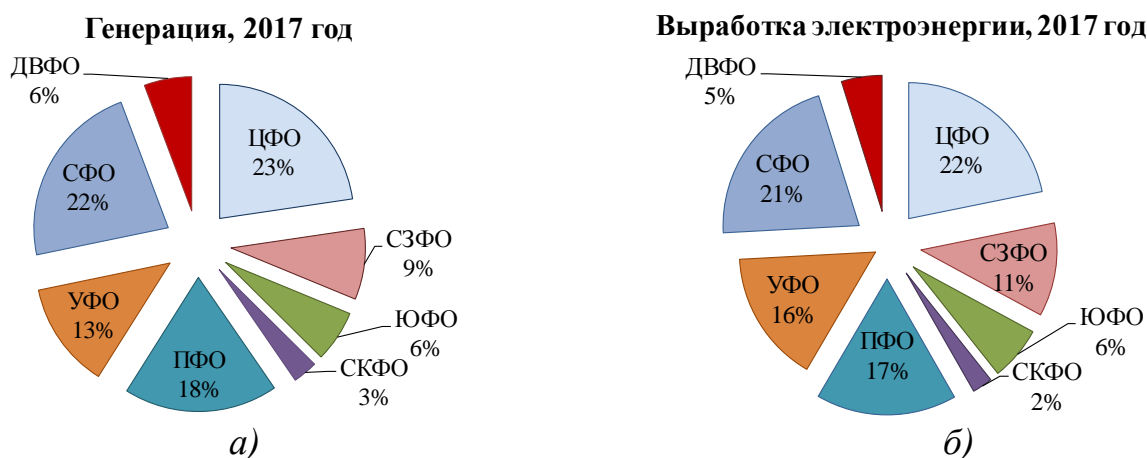


Рисунок 1.16 – Территориальная структура генерации (а) и производства электроэнергии в России (б)

1.3 Прогноз развития энергетики Сибири

В качестве примера развития энергохозяйства крупной территории рассматриваются три возможных сценария развития энергетической базы Сибирского федерального округа (СФО) на период до 2030 года [13, 14, 15]: пессимистический, базовый и оптимистический. Под пессимистическим сценарием понимается выход на выработку электроэнергии на уровне 320 млрд. кВт·ч в год, под базовым – 370 млрд. кВт·ч в год, под оптимистическим – 430 млрд. кВт·ч год. Базовый сценарий предполагает удвоение выработки электроэнергии, что обусловлено государственной задачей удвоения внутреннего валового продукта (ВВП). Такая зависимость ВВП от выработки электроэнергии показана П. Л. Капицей [16] и характерна для развивающихся экономик.

Требуемые установленные мощности, с учетом вновь вводимых, и разделением на ТЭЦ и КЭС, в зависимости от сценариев представлены в Таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Генерирующие мощности СФО для разных сценариев

Сценарий		Структура генерации ТЭС, ГВт				Итого на ТЭС, ГВт	Всего, ГВт*
Вид	Выработка, млрд. кВт·ч	«старые»		«новые»			
		ТЭЦ	КЭС	ТЭЦ	КЭС		
«пессимистический»	320	6,3	3,5	15,4	16,6	41,8	64
«базовый»	370	6,3	3,5	15,4	27,6	52,8	75
«оптимистический»	430	6,3	3,5	15,4	38,6	63,8	86

* – с учетом ГЭС (≈ 21 ГВт), нетрадиционных и возобновляемых источников ($\approx 1,2$ ГВт)

Под «старыми» в данном случае понимаются генерирующие мощности, которые на расчетный момент не выработали ресурс и не подлежат замене, под «новыми» – все вновь вводимые мощности с учетом замены выработавших ресурс и обеспечивающие повышение КПД производства. Доля последних в СФО составляет около 50 %. При проведении оценок учтено, что увеличение генерирующих мощностей обеспечивается за счет ТЭЦ в соответствии с перспективным графиком тепловых нагрузок, в дальнейшем – за счет ввода мощностей КЭС. Использование газа, как наиболее чистого в экологическом плане топлива, в первую очередь ориентировано на ТЭЦ.

Учитывая неопределенность в топливном балансе Сибири, связанную с возможностями поставок газа в регион, анализ вариантов топливоиспользования для различных сценариев ведется в условиях изменения доли газа в топливном балансе. Общая потребность в органическом топливе в зависимости от сценариев составляет 76...112 млн. т у.т. (Рисунок 1.17). Можно видеть очевидное увеличение потребности в топливе в зависимости от увеличения выработки электроэнергии (сценариев), и, столь же очевидное, снижение потребности в топливе при увеличении доли газа в топливном балансе, связанное с переходом на более эффективные парогазовые технологии.

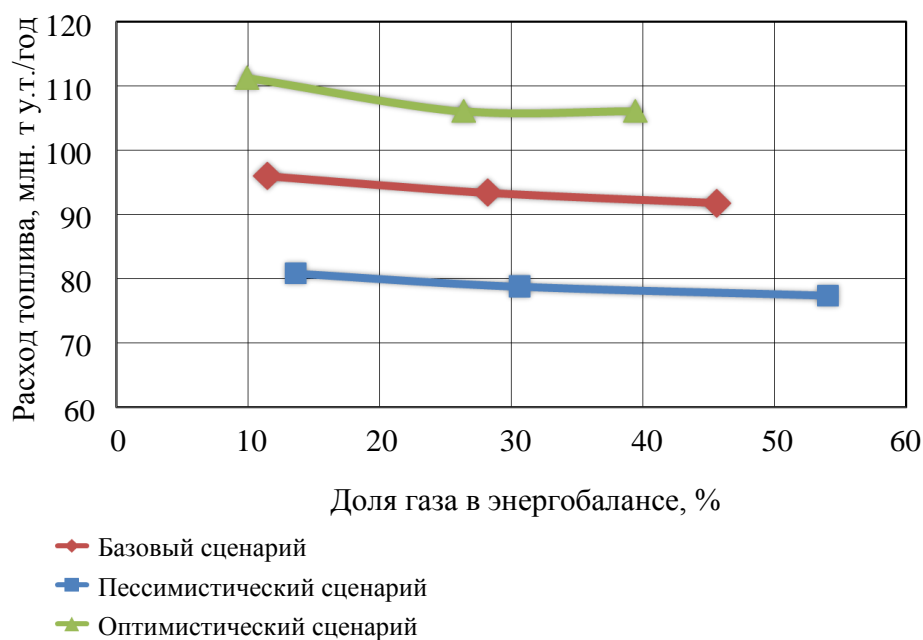


Рисунок 1.17 – Потребность в органическом топливе для различных сценариев развития энергетики Сибири

Следует отметить, что по действию экологических ограничений и ограничений по техническому водоснабжению возможны два варианта развития структуры генерирующих мощностей ТЭС СФО. Первый вариант – размещение всех вновь вводимых мощностей в фактическом ареале функционирования с использованием социальной и производственной инфраструктуры действующих ТЭС. В этом случае требуется увеличение капиталовложений на обеспечение ТЭС природоохранными системами и системами технического водоснабжения с вентиляторными градирнями. Второй вариант – вынос вновь вводимых генерирующих мощностей в новый ареал функционирования, с отсутствием фоновых загрязнений окружающей среды, в территории с достаточным количеством воды для обеспечения систем технического водоснабжения. В этом случае потребуется создание социально-производственной инфраструктуры.

Во всех случаях необходимо учитывать возможности смежных производств по выпуску продукции энергетического машиностроения, а также ограничения по надежности энергоснабжения, выбросу парниковых газов, транспортные, кадровые и инвестиционные.

В соответствии с [17] известно, что укрупненно затраты в смежные производства (сопряженные затраты) можно оценить на уровне 40 % от основных фондов ТЭС.

Ограничения, связанные с надежностью энергоснабжения обуславливают увеличение генерирующих мощностей за счет необходимости резервирования. При обеспечении нормативного показателя надежности 0,99, минимальный необходимый резерв для перспективной структуры энергетики СФО находится на уровне 4,5...6,5 ГВт и обеспечивается при доле газа в топливном балансе на уровне 27...30 %. Резервирование установленной мощности увеличивает капиталовложения во всех сценариях (Рисунок 1.18). При увеличении доли угля в топливном балансе (газа менее 20...30 %), резервирование мощности растет из-за меньшей структурной надежности угольных технологий, имеющих последовательную структуру (у газовых – последовательно-параллельная). При росте доли газа более 25...30 % на надежность начинает влиять отсутствие угольного склада и запаса топлива, что также ведет к увеличению резервных мощностей.

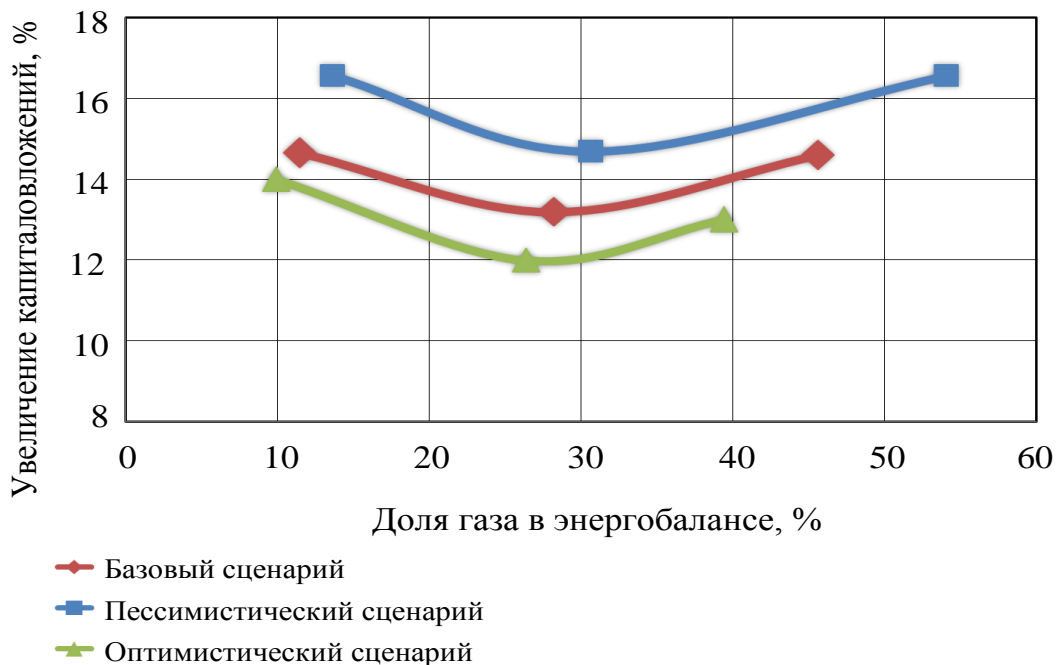


Рисунок 1.18 – Доля капиталовложений в «резерв» в зависимости от доли газа в энергобалансе для разных сценариев

Совокупность транспортных ограничений для всех сценариев выражается стоимостью т.у.т франко-бункер энергоблока. Конечная стоимость т.у.т франко-бункер энергоблока по разным оценкам может в 2030 году составлять 20...45 долл./т.у.т в зависимости от плеча доставки.

Цена на газ зависит от многих факторов – объемов его добычи, соотношения между экспортом и внутренним потреблением, объема импорта среднеазиатского газа, стоимости транспорта и т.п. Цена на газ по прогнозным оценкам к 2030 году будет составлять в среднем 90...115 долл./1000 куб. м для всех групп потребителей.

Ограничения по техническому водоснабжению обусловлены дефицитом воды в первую очередь в территориях расположения ГРЭС. Данный дефицит связан с естественным пополнением территории водой, которая может быть собрана с единицы площади в единицу времени (модуль стока) [18] и обуславливает необходимость применения вентиляторных градирен для вновь вводимых генерирующих мощностей в районах расположения указанных сибирских ГРЭС (при сохранении ареала функционирования). Это вызывает увеличение затрат в оборудование до 1,2 % абс. от капиталовложений во вновь вводимые ТЭС.

Структура вновь вводимых генерирующих мощностей ТЭС СФО с учетом территориального разделения представлена на Рисунке 1.19. Хозяйствующие субъекты представлены на момент реформирования РАО ЕЭС с выделением ТГК и ОГК.

При вводе большого количества новых генерирующих мощностей следует учитывать, что потребуется увеличение профессионально подготовленных специалистов. В то же время структура образования РФ перешла на ступенчатую систему подготовки специалистов – средне-специальная (≈ 1 год); средне-техническая (≈ 3 года); высшая. Высшая имеет две ступени подготовки – бакалавр (4 года) и магистр (6 лет), первая из которых оказывается малостребованной на существующем рынке труда.



Рисунок 1.19 – Структура вновь вводимых мощностей ТЭС СФО с учетом территориального разделения

Структура штатного персонала некоторых генерирующих АО-энерго Сибири составляет 0,96...1,66 чел./МВт. Специалистов с высшим образованием в этих компаниях от ≈ 30 до ≈ 60 %, а людей, подходящих к пенсионному возрасту – более 50 % (по официальным данным энергокомпаний).

Развитие электроэнергетики Сибири потребует к 2030 году дополнительно привлечения штатного персонала. С учетом данных РАО «ЕЭС России» к 2030 году и ранее около половины сотрудников достигнут пенсионного возраста и к 2030 году в штатах ТЭС СФО останется ~ 15 тыс. чел с высшей профессиональной подготовкой, а потребность в квалифицированных кадрах составит (по пессимистическому / базовому / оптимистическому сценариям) 28 / 35 / 42 тыс. чел. (при штатном коэффициенте 1,1 чел./МВт).

Требуемое количество специалистов-инженеров и бакалавров и возможности их подготовки в ВУЗах Сибирского федерального округа к 2030 году отражено на Рисунке 1.20.

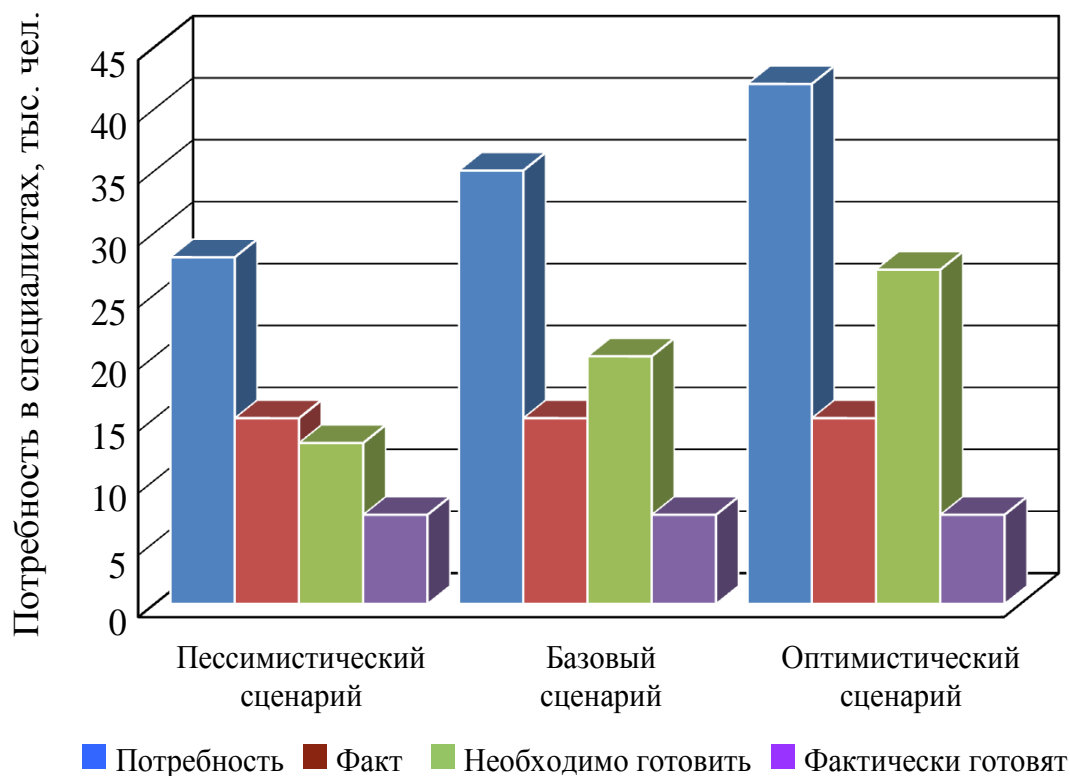


Рисунок 1.20 – Потребность в бакалаврах и инженерах в зависимости от сценариев (без учета проектных энергетических организаций и смежных производств)

Капиталовложения в базовый сценарий оцениваются на уровне 1300 млрд. руб.. с отклонением примерно в $\pm 25...30\%$ для пессимистического и оптимистического сценариев. Совокупность годовых издержек составляет 80...180 млрд. руб.. без учета дополнительных затрат в природоохранные системы, резерв, системы технического водоснабжения, социальную инфраструктуру и затрат в электрические сети.

Себестоимость электроэнергии составит 27...37 коп./кВт·ч. В условиях увеличения стоимости топлива (в первую очередь – газа) происходит увеличение издержек на топливо, а следовательно и себестоимости продукции до 35...55 коп./кВт·ч (Рисунок 1.21 б).

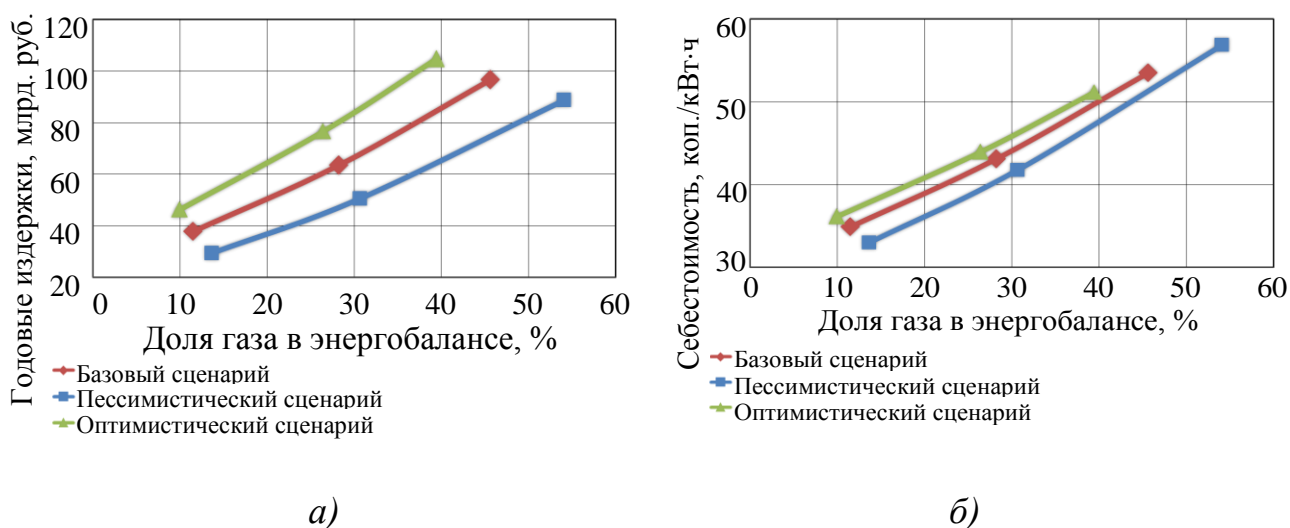


Рисунок 1.21 – Издержки на топливо (а) и себестоимость электроэнергии (б)

Можно отметить, что увеличение себестоимости принципиально может быть компенсировано за счет отпуска вторичной продукции (в рамках работы энерготехнологических производств) в виде синтез-газа, метанола, водорода, продукции переработки загрязняющих веществ и др. Однако, организация данных производств потребует дополнительных капиталовложений, маркетинговых исследований по рынкам сбыта такой продукции, и в настоящей работе не учтена.

Одновременно необходимо отметить, что увеличение КПД технических решений также приведет к снижению себестоимости за счет снижения расходов

топлива установками. С учетом того, что региональный баланс содержит два вида топлива (что, в целом, характерно для многих территорий России) следует обратить внимание на повышение эффективности использования каждого вида топлива.

Выводы по первой главе

Таким образом, показана динамика изменения и современная структура генерирующих мощностей электроэнергетики России. Показана структура вновь вводимых мощностей с учетом их территориального размещения. При этом энергетика России характеризуется устойчивым ростом установленных мощностей при пропорциональном развитии рынков установок каждого типа (ТЭС, ГЭС, АЭС). В структуре генерации отмечается рост установленных мощностей на возобновляемых источниках энергии. Структура топливного баланса региональной энергетике за последние 10 лет изменилась в сторону увеличения доли газа. Наибольшие масштабы процесса газификации территории с 2006 по 2016 годы обеспечены в ДВФО, где доля газа увеличена примерно с 5 до 39 %. Увеличение генерирующих мощностей путем введения 22 ГВт ПГУ и ГТУ на территории Российской Федерации с 2007 по 2016 годы, позволило снизить удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в среднем по стране с 337 г/кВт·ч до 315 г/кВт·ч.

Показано, что для реализации стратегической задачи улучшения качества жизни (на примере Сибирского федерального округа) требуется обеспечить увеличение выработки электроэнергии. При этом перспективный расход органического топлива в энергетике Сибирского федерального округа может составить 80...110 млн. т у.т. В то же время, с точки зрения обеспечения надежности энергоснабжения предпочтительнее иметь 30 % газа в топливно-энергетическом балансе. Отмечена фактическая «двухтопливность» региона, что обуславливает развитие технических решений по каждому виду топлива.

Показано, что выброс парниковых газов превысит показатель 2012 года по меньшей мере на 50 %, в худшем случае – на 140 %. Одновременно установлено, что при размещении всех вновь строящихся ТЭС в фактическом ареале функционирования, потребуется увеличение капиталовложений в природоохранные системы на 5...20 %, при выносе КЭС в новый ареал функционирования, последний необходимо увеличить в 2...5 раз.

Для реализации программы развития энергетики Сибири необходимо увеличить набор студентов на энергетические специальности в ВУЗы Сибирского федерального округа в 2...3 раза.

Таким образом, в рамках проблемы развития региональной энергетики можно выделить следующие факторы: фактическое состояние энергетического хозяйства; новые технологии; экологическая безопасность; особенности регионального топливного баланса; надежность энергоснабжения; нормативно правовая база; экономические аспекты. Каждый из указанных факторов включает группу вопросов (задач), которые требуют решения или согласования при принятии условий развития, Рисунок 1.22.



Рисунок 1.22 – Проблемы развития региональной энергетики

При рассмотрении задач фактического состояния энергохозяйства выделяют задачи модернизации и реконструкции, особенности развития работы ТЭЦ (с учетом выработки теплоты и электрической энергии), совместной работы ТЭЦ и распределенной генерации, спектр оптимизационных задач при принятии решений о согласовании параметров нового оборудования и/или решении режимных задач.

В рамках новых технологий выделяют технические решения для генерирующих мощностей ТЭС всех видов, для технологий передачи энергии (тепловой и электрической), технологии «зеленой генерации» (как правило на основе распределенных источников), SmartGrid системы, аккумулирование энергии и другие.

В вопросах экологической безопасности рассматривают действие топливных циклов, нормативно-правовую базу, плату/штрафы за выбросы, природоохранные технологии.

Экономический аспект включает задачи анализа и прогноза рынков, поиск инвесторов, задачи тарифообразования (учет себестоимости), задачи, направленные на снижение себестоимости (повышение экономической эффективности, в том числе и через повышение термодинамической и тепловой эффективности).

Задачи надежности и безопасности энергоснабжения включают обеспечение надежности техники, систем, и задачу гарантированных поставок топлива в регион.

Нормативно-правовая база объединяет всю законодательную и нормативно-техническую составляющие функционирования энергетики, а вопросы, связанные с топливным балансом – структуру и стоимость топлива в регионе.

Многие однотипные задачи отражены в разных факторах, влияющих на развитие региональной энергетики. Например, вопросы развития технических решений тесно связаны с их надежностью и экологичностью, а нормативные или экономические вопросы пронизывают всю действующую и перспективную структуру региональной энергетики, Таблица 1.3.

Таблица 1.3 – Содержание задачи, решаемых в диссертационной работе, для развития региональной энергетики

Аспект проблемы	Область применения	Содержание задач
Экономика	Анализ и прогноз	Разработка математической модели ретроспективного анализа рынка энергетического машиностроения России с выделением его сегментов и определением роли ПГУ в перспективе его развития
Новые техника и технологии	Генерации энергии энергоблоками	Двухтопливные ПГУ: разработка математической модели для оценки их термодинамической и энергетической эффективности; оптимизационные задачи (оптимизация параметров)
Анализ фактического состояния энергоблоков	Генерации энергии энергоблоками	Энергоблоки ТЭЦ: разработка комплексного подхода к исследованию и анализу энергоблоков; оптимизационные задачи (оптимизация режимов)
Прикладные задачи	Новые объекты генерации; модернизация действующих ТЭЦ	Анализ оборудования с выявлением термодинамически «узких» мест; оптимизация режимов; разработка новых технологий двухтопливных ПГУ; включение новых технологий в состав действующих ТЭЦ и определение их эффективности
Перспективные задачи региональной энергетики	Топливный баланс, его структура	Определение условий для внедрения двухтопливных ПГУ в региональную энергетику

Таким образом, **цели работы** формулируются следующим образом:

1. Постановка взаимосвязанных задач по определению перспектив развития парогазовых технологий в условиях двухтопливности региональной энергетики.
2. Разработка теоретических положений, методических подходов и методов решения разнохарактерных задач развития региональной энергетики.
3. Формирование моделей для схемно-параметрической оптимизации двухтопливных парогазовых установок при их размещении в региональной энергетике, а также выработка практических рекомендаций по выбору параметров процессов и характеристик оборудования в условиях системно-региональных ограничений.

Основными **задачами исследования** являются:

1. Разработка математической модели ретроспективного анализа рынка энергетического машиностроения России с выделением его сегментов и определением роли ПГУ в перспективе развития.
2. Анализ технологической готовности двухтопливных ПГУ и разработка теоретических положений для анализа таких установок и оценки их энергетической эффективности.
3. Развитие теории и методологии оптимизационного исследования энергоблоков ТЭС применительно к двухтопливным ПГУ, на основе дифференциально-энергетического метода анализа.
4. Анализ оптимизационного исследования двухтопливных ПГУ разного состава и назначения.
5. Разработка практических приложений с решением научно-прикладных задач развития энергетических объектов в условиях регионального топливно-го баланса.

ГЛАВА 2 СОВРЕМЕННЫЕ ЧЕРТЫ И ПРОГНОЗ РЫНКА ОТЕЧЕСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ

2.1 Структура и объем мирового рынка энергетического машиностроения

По данным РБК (РосБизнесКонсалтинг)¹ доля российских компаний на мировом рынке энергетического машиностроения составляет около 2 % (Рисунок 2.1).

В то же время в 2016 году 4 % от всех установленных генерирующих мощностей в мире работало на оборудовании, произведенном ОАО «Силловые машины» (Рисунок 2.2).

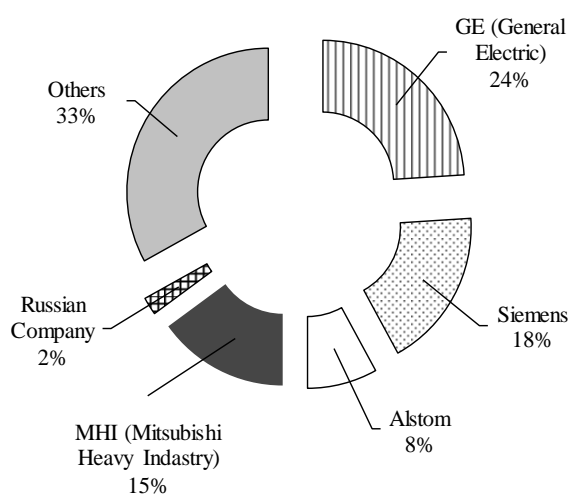


Рисунок 2.1 – Структура мирового рынка энергетического машиностроения

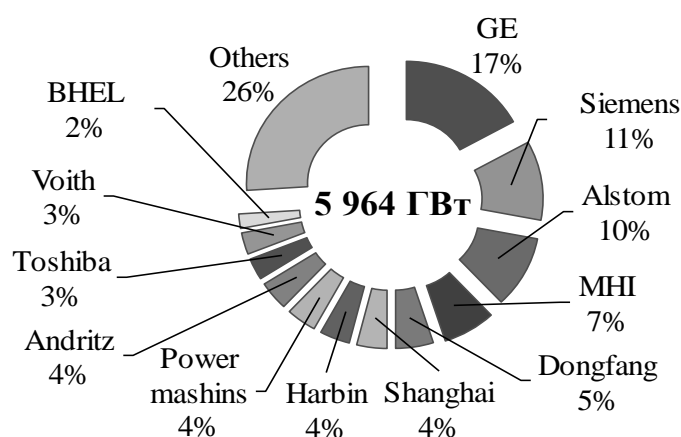


Рисунок 2.2 – Структура установленных генерирующих мощностей в мире (данные компании ОАО «Силловые машины»)

Объем мирового рынка генерирующего оборудования составляет около 140...160 млрд. долл./год. Годовой объем вводов находится на уровне 150...170 ГВт, при этом половину и больше составляет «зеленая энергетика».

¹ URL: <https://www.rbc.ru>

Например, в 2015 году из 153 ГВт, введенных в мире, 64 ГВт составили ветряные и 57 ГВт солнечные энергетические установки [19]. Следует отметить, что около 50 % годового рынка приходится на сервисные услуги, то есть 70...80 млрд. долл.. Суммарный объем шести крупнейших игроков находится на уровне 100 млрд. долл./год (Рисунок 2.3). Три японские компании имеют более 25 % мирового рынка генерирующего оборудования, а самая крупная компания в мире General Electric (GE) – примерно 18 %. Любопытно отметить, что три игрока из Китая Shanghai, Dongfang и Harbin имеют долю на уровне 6 млрд. долл. в год, что обеспечивает около 4 % мирового рынка продаж генерирующего оборудования.

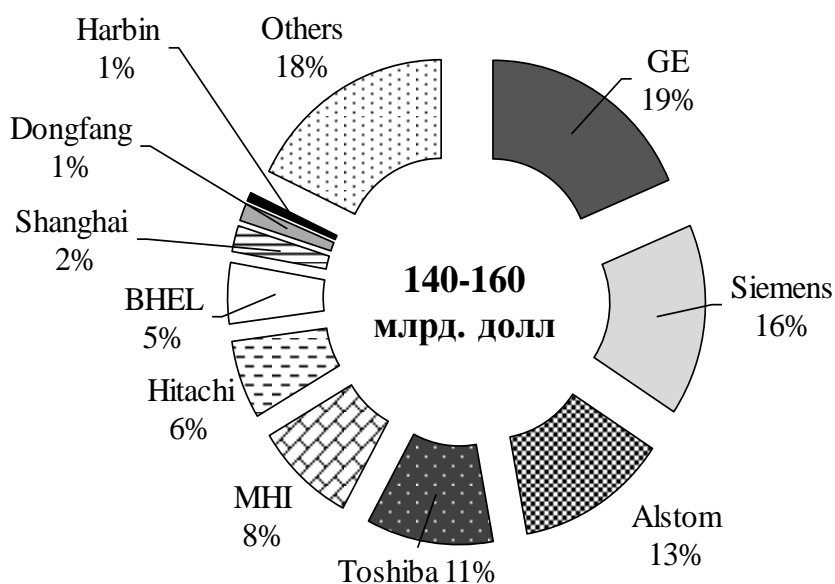


Рисунок 2.3 – Объем годового рынка энергетического машиностроения

На мировом рынке газотурбинного машиностроения 97 % занимают 13 компаний (Рисунок 2.4), в том числе две из бывшего СССР, а именно – российская компания Joint Stock Company Leningradsky Metallichesky Zavod (ОАО «ЛМЗ», около 1% рынка) и Zorya (Государственное предприятие «Научно-производственный комплекс газотурбостроения «Зоря-Машпроект»», Украина, около 2 % рынка).

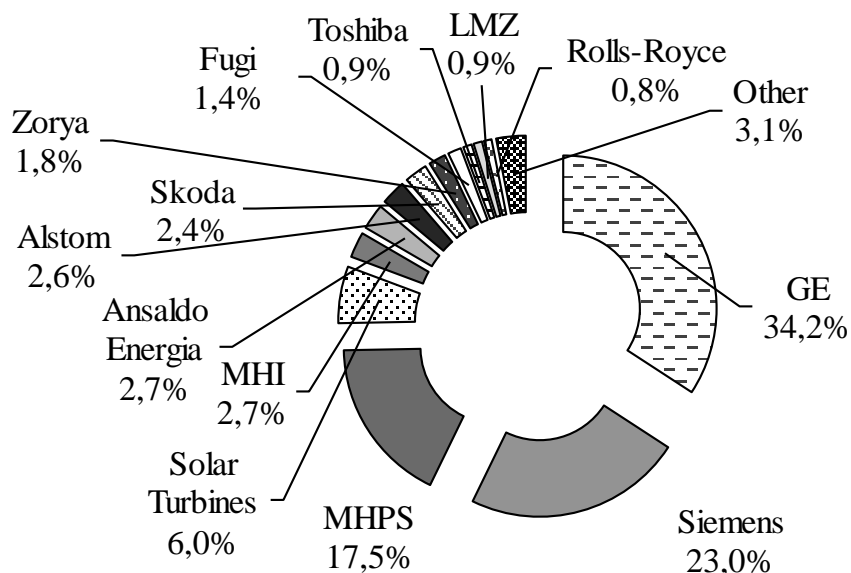


Рисунок 2.4 – Структура рынка газотурбинного машиностроения

Консолидированный мировой рынок энергетических газовых турбин за период 2006 – 2015 гг. составил 143 млрд. долл., в том числе ГТУ с установленной единичной мощностью выше 180 МВт – более 62 млрд. долл. (43,6 %); с установленной единичной мощностью 125...180 МВт – 31,2 млрд. долл. (21,8 %); с установленной единичной мощностью 60...125 МВт – 13,25 млрд. долл. (9,3 %). Всего в количественном выражении в мире эксплуатируется около 1,5 тыс. энергетических газовых турбин, в том числе средних мощностей более 54 %. Столь высокая доля газовых турбин мощностью 60...125 МВт обусловлена их возможностями по обеспечению покрытия пиков графиков нагрузок.

2.2 Характерные черты отечественного рынка энергетического машиностроения

Энергетика России в последние годы характеризуется устойчивым ростом установленных мощностей. За десять лет (с 2007 года, начало реформирования РАО ЕЭС России) установленные мощности энергетики России возросли более чем на 20% – примерно с 200 ГВт в 2007 году [20, 21] до 248 ГВт в 2017 году [21, 22].

Основные российские производители оборудования для генерирующих мощностей электроэнергетики сосредоточены в нескольких энергомашиностроительных холдингах (Таблица 2.1). Стоит отметить, что в области производства энергетического оборудования в мире наметилась тенденция к укрупнению производства. Так поступают крупнейшие компании, в том числе, за счет слияния (или поглощения) бизнеса для обеспечения инжиниринга, производства, монтажа, наладки и сервиса по всей линейке оборудования. Обеспечение полного цикла производства (так называемого, комплексного продукта), от научного исследования и проектирования до изготовления, монтажа, наладки и технического сопровождения, при эксплуатации изделий исключает необходимость создания консорциумов при строительстве электростанций и повышает конкурентоспособность компаний на мировых рынках электроэнергетики.

Таблица 2.1 – Основные производители энергетического оборудования в России

Холдинг/группа компаний / предприятие	Предприятие / принадлежность к холдингу	Основная продукция
ПАО «Силовые машины»	Ленинградский металлический завод (ЛМЗ)	Паровые и гидротурбины, вспомогательное оборудование
	Электросила	Электрогенераторы, тяговые двигатели, крупные электрические машины
	ОАО «Калужский турбинный завод»	Судовые турбины, оборудование для промэнергетики
	Всего 13 предприятий, в том числе совместных	Силовые трансформаторы, газовые турбины, оборудование для промышленной энергетики, котлы и теплообменники, исследования, инжиниринг, сервис
Группа компаний Росатома «Атомэнергомаш»	АО «Атомэнергомаш»	Реакторы для АЭС с ВВЭР, в том числе судовые
	ОАО «ЗиО Подольск»	Реакторы БН, парогенераторы для АЭС, паровые котлы, котлы-утилизаторы

Холдинг/группа компаний / предприятие	Предприятие / принадлежность к холдингу	Основная продукция
Группа компаний Росатома «Атомэнергомаш»	Всего 30 заводов и исследовательских центров	Оборудование энергетического машиностроения и кораблестроения, а также предприятий газо- и нефтехимии, исследования, передовые разработки, инжиниринг, сервис
ЭМАльянс (100% акций принадлежит ПАО «Силловые машины»)	ОАО «ТКЗ Красный котельщик»	Паровые котлы, котлы-утилизаторы, подогреватели, инжиниринг
Группа компаний РЕНОВА	Уральский турбинный завод (УТЗ)	Паровые турбины
	ОА «РОТЕК»	Авиагазотурбиностроение
Объединенные машиностроительные заводы (ОМЗ)	ПАО «Ижорские заводы»	Реакторы для АЭС с ВВЭР
	Всего 11 заводов и исследовательский центр	Металлургическое производство, оборудование нефтехимического профиля
Энергомаш-корпорация	ПК «Завод металлоконструкций»	Прокат, котельные трубы
	ПК «Белэнергомаш»	Трубы, котельное оборудование
	УЭТМ (Уралэлектротяжмаш)	Трансформаторы, электротехническое оборудование
	ЗАО «ЧЗЭМ» (Чеховэнергомаш)	Трубопроводы
	ОАО «Уралгидромаш»	Гидротурбины, насосы
	ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго»	Малые ТЭЦ

Холдинг/группа компаний / предприятие	Предприятие / принадлежность к холдингу	Основная продукция
Барнаульский котельный завод (БКЗ)	ЗАО «БКЗ»	Основной производитель арматуры
ПАО «ЭЛСИБ»	Входит в группу компаний RUСOM	Электрогенераторы для паровых и гидротурбин
ПАО «ОДК Сатурн»	Объединенная двигательная корпорация	Приводные, авиа и энергетические газовые турбины
Всего 23 компании. Остальные не занимаются энергетическим машиностроением		

Утверждение об укрупнении производства в полной мере относится к лидерам энергетического машиностроения GE, Siemens & Westinghouse, Mitsubishi & Hitachi Power System, доля которых на рынке составляет примерно 70 %, а в области газотурбиностроения – около 75 % (Рисунок 2.4). Для отечественных компаний такой подход пока не характерен. Ни одна из российских компаний не способна спроектировать, изготовить и запустить энергоблок целиком в «одиночку». Вместе с тем по пути создания комплексного продукта стараются идти «Силовые машины» и «Атомэнергомаш». Остальные компании специализируются в узкой области и обеспечивают разработку какой-либо части электростанции, например, «реакторный остров» (Ижорские заводы) или «турбинный остров» (УТЗ).

2.3 Собственное производство и импорт изделий энергетического машиностроения в России

Динамика инвестиций в энергетическое оборудование электроэнергетики в России (без учета вспомогательного оборудования, трубопроводов и систем обес-

печения) показывает, что с 2000 года их объем в виде заказов на объекты генерации вырос более чем в 6 раз и составил более 300 млрд. руб. в 2016 году (Рисунок 2.5а) [23].

Необходимо отметить, что скачкообразный рост инвестиций в 2014 году обусловлен практически двукратным увеличением среднегодового курса US долл. (расчеты проведены по обменному курсу). Вместе с тем, наибольшим темпом роста обладает направление газотурбиностроения, где ежегодный прирост за последние 10 лет (2007–2016 гг.) составляет в среднем 9 %, а за последние 5 лет – 12 % в год (Рисунок 2.5б) [23, 24, 25]. Необходимо также отметить заметное увеличение с 2010 года инвестиций в газопоршневые энергетические установки (ГПУ), которые в 2016 году выросли до 16 млрд. руб.

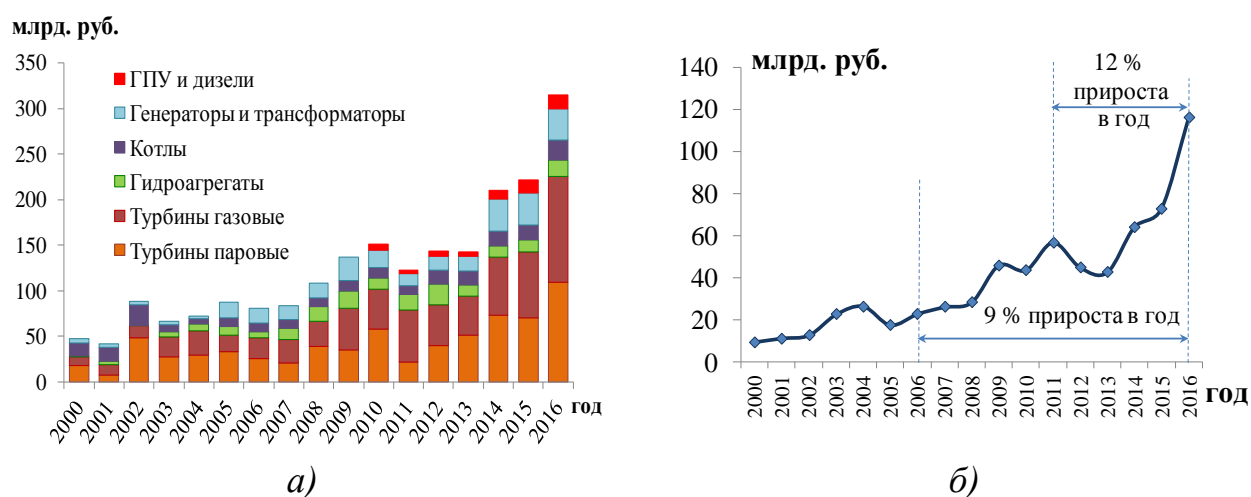


Рисунок 2.5 – Рост инвестиций в энергетическое оборудование: динамика инвестиций в энергетическое оборудование с учетом его типа, млрд. руб. (а); темп прироста инвестиций (б) в газотурбиностроении

На рынке энергетического машиностроения в России задействованы практически все крупнейшие мировые игроки. Вместе с тем, по данным федеральной таможенной службы (ФТС), доля импорта зависит от вида продукции и за десять лет составляет 20 % от общего объема инвестиций (Рисунок 2.6).

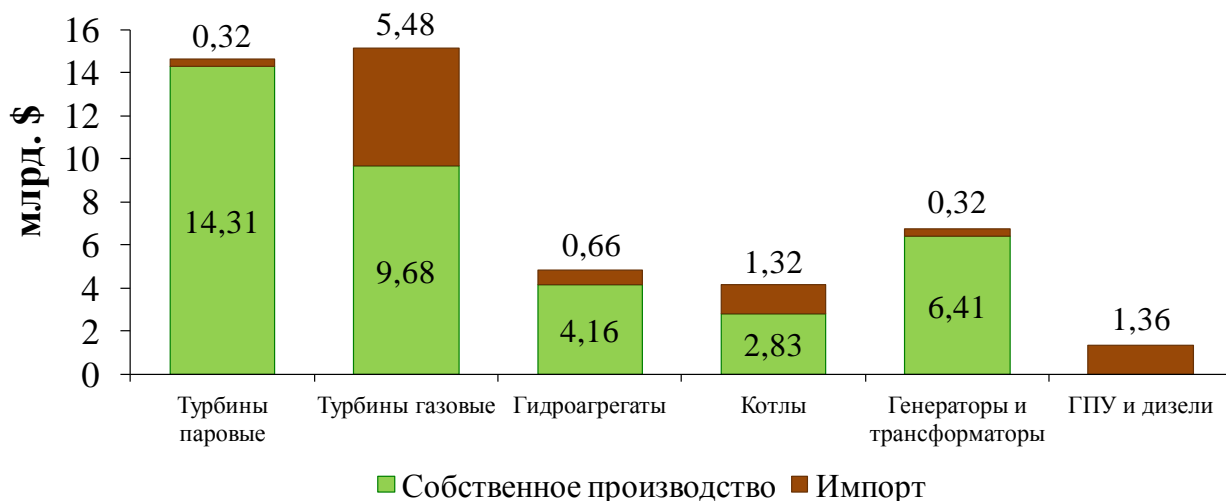


Рисунок 2.6 – Собственное производство и импорт изделий энергетического машиностроения в период 2007-2016 гг.

Доля импорта в газотурбиностроении превышает 36 % за тот же период, что объясняется отставанием отечественного производства в данной отрасли техники. Это обстоятельство обуславливает главное отличие в структуре собственного производства и импорта продукции энергетического машиностроения (Рисунок 2.7).

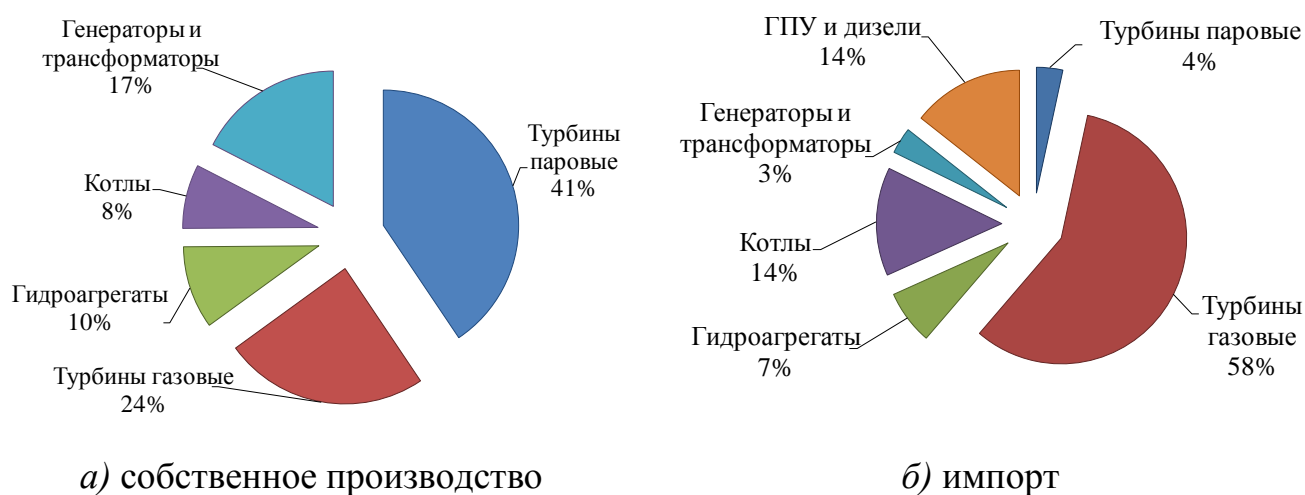


Рисунок 2.7 – Структура собственного производства и импорта продукции энергетического машиностроения в РФ

Консолидированный рынок собственного производства за десять лет составляет 1306 млрд. руб. или 37,4 млрд. долл. при расчете по среднегодовому обменному курсу (в годовом выражении это около 5,2% от объема мирового рынка производства без учета услуг). Консолидированный рынок импорта за десять лет составляет 9,46 млрд. долл.

Структура стран экспортеров по каждому виду продукции показывает расширение географии поставок энергетического оборудования в Россию в 2016 году (Рисунок 2.8) по сравнению с 2012 годом [26].

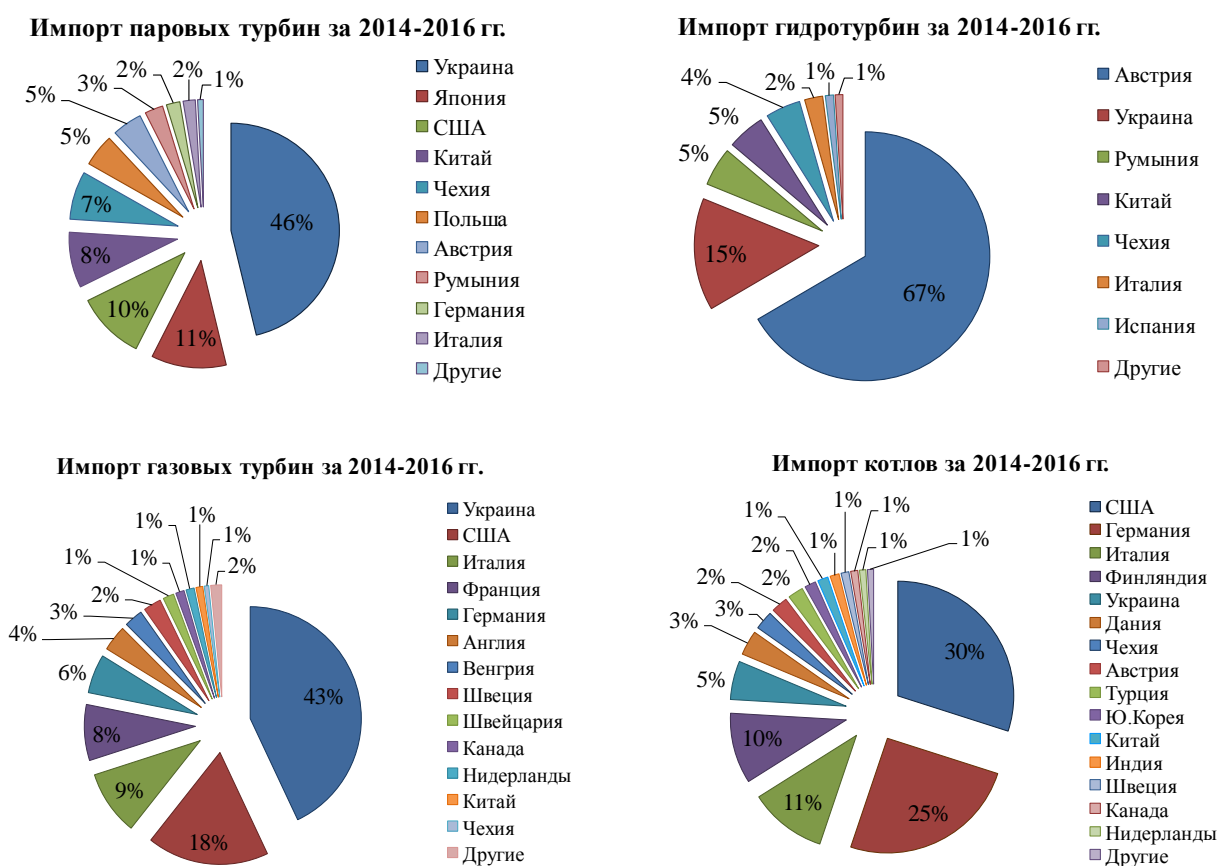


Рисунок 2.8 – География поставок продукции энергомашиностроения

Важно отметить, что импорт оборудования включает также поставки лопаток, рабочих колес для гидроагрегатов, деталей и запасных частей. Доля газовых турбин энергетического назначения в общем объеме поставок газотурбинного оборудования не превышает 30%, остальное – турбины приводные, флотские, авиа, газоперекачивающие. Кроме того, в расчетах не учитываются поставки оборудования электрической части электростанций (кроме генераторов и трансфор-

маторов), общего машиностроительного назначения, применяющегося в энергетике и средств автоматики. Их доля в общем объеме поставок за три последних года составила на уровне 300 млн. долл.

Программа импортозамещения в области энергетического машиностроения решается путем создания совместных предприятий (Таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Стратегические партнерства в России [27]

Компания	Головная структура	Выгодополучатель	Партнер	Предмет соглашения
Атомэнергомаш	Росатом	Государство	Alstom	Мощные паровые турбины для АЭС
	Ростехнологии		GE	Газовые турбины
ЛМЗ	Силовые машины	Siemens, Силовые машины	Siemens	Газовые турбины большой мощности
Уральский турбинный завод	ГК Ренова	ГК Ренова	МНИ	Паровые и газовые турбины большой мощности
Русгидро	Русгидро	Государство	Alstom Power	Гидроэнергетическое оборудование для малых ГЭС
			Voith Hydro	Гидротурбины малой и средней мощности

Предполагается, что до 2020 года в России будет изготовлена значительная часть генерирующих мощностей, предусмотренных программой развития энергетики, в рамках работы совместных предприятий.

2.4 Анализ развития рынка энергетического машиностроения.

Важнейшей задачей экономического развития является прогнозирование [28, 29, 30]. Выделяют прогнозирование краткосрочное (на 1–2 года [31]), среднесрочное (5–6 лет) и долгосрочное прогнозирование с горизонтом прогноза на 10–

20 лет, выражающееся, как правило, в различных стратегиях развития [32] с использованием разного рода моделей [33, 34, 35].

В работе предлагается проводить ретроспективный анализ в рамках краткосрочного прогноза каждого сегмента рынка, с учетом его фактических данных за предшествующий период, с использованием аппроксимирующих зависимостей разного вида. Подобный подход достаточно широко применяется в задачах прогнозирования экономического развития (Рисунок 2.9).

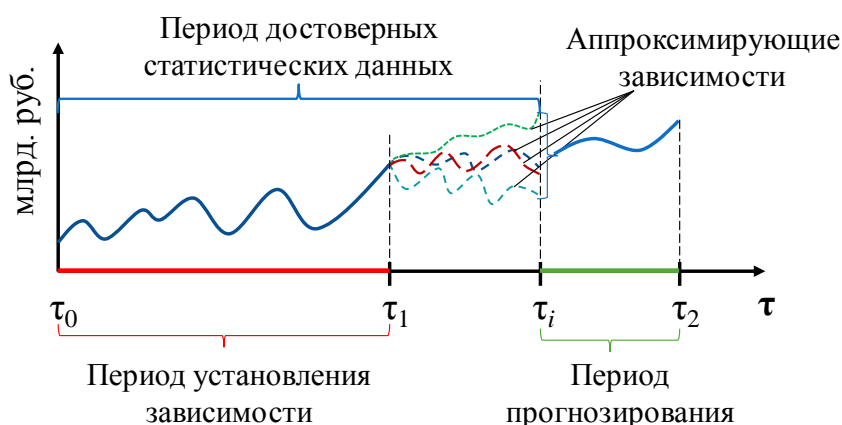


Рисунок 2.9 – Модель прогнозирования рынка: τ_0 – начало отсчета; τ_1 – время, характеризующее период установления аппроксимирующей зависимости по достоверным статистическим данным; τ_i – текущее время, характеризуемое достоверными данными; τ_2 – время, характеризуемое периодом прогнозирования.

В настоящей работе приняты условия прогнозирования:

$$\begin{cases} \tau_i - \tau_1 = \tau_2 - \tau_i; \\ \tau_1 - \tau_0 \geq \frac{\tau_i - \tau_1}{2}. \end{cases} \quad (2.1)$$

Для каждого сегмента рынка индивидуально, на основании точности прогнозных оценок, которую можно установить по достоверным статистическим данным за рассматриваемый период, выбор аппроксимирующей зависимости определяется из четырех возможных вариантов:

- логарифмическая

$$y = A \cdot \ln(x) + B; \quad (2.2)$$

- степенная

$$y = A \cdot x^n; \quad (2.3)$$

- экспоненциальная

$$y = A \cdot e^{xn}; \quad (2.4)$$

- полином

$$y = Ax^3 + Bx^2 + Cx + D, \quad (2.5)$$

где y – объем сегмента рынка, x – горизонт прогнозирования, A, B, C, D, n – коэффициенты аппроксимации

Точность прогнозирования определяется в настоящем подходе двумя показателями. Во-первых, отклонением математического ожидания аппроксимирующей функции (Δ) от фактического значения на горизонте прогнозирования до заданного временного периода. В этом случае фактическое – это достоверно известное значение показателя (объем рынка) на основе статистических данных работы отрасли за прошлые годы. Во-вторых, дисперсией, или отклонением фактических значений от математического ожидания на горизонте прогнозирования.

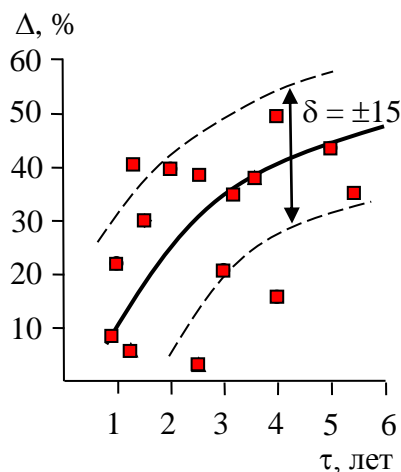
Следует отметить, что подобные оценки не позволяют учесть интерес инвесторов, перспективные планы развития территорий, ряд экономических факторов, политические решения, принимаемые на государственном уровне. Вместе с тем, при таком подходе получают среднесрочные оценки, что, при условии стабильности в экономическом развитии России последних лет, позволяет увидеть возможную перспективу изменения рынка энергетического оборудования. Такая информация является важной (даже с учетом ограничений) для выбора перспективных технологий развития региональной энергетики.

2.5 Среднесрочный прогноз рынка энергетического машиностроения в России

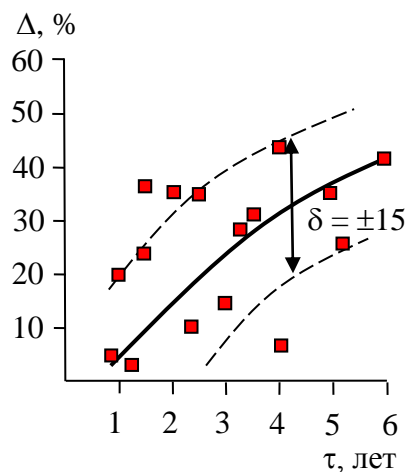
Предлагается рассмотреть результаты среднесрочного прогнозирования развития рынка энергетического машиностроения России на шесть лет, то есть с

2017 до 2022 гг. включительно. Прогноз проведен для каждого сегмента рынка с учетом его фактических данных за период с 2000 по 2016 гг. включительно (аналогично представленному на Рисунке 2.5)

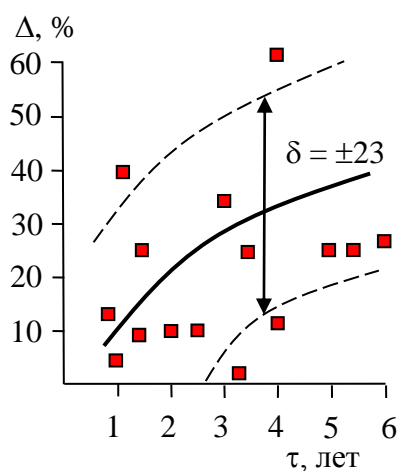
Для сегмента рынка в виде газотурбиностроения аппроксимирующие функции представлены на Рисунке 2.10 [5, 23].



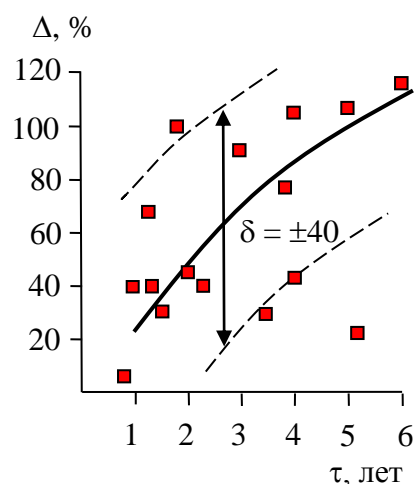
а) для функции вида $y = A \cdot \ln(x) + B$



б) для функции вида $y = A \cdot x^n$



в) для функции вида $y = A \cdot e^{mx}$



г) для функции вида $y = Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$

Рисунок 2.10 – Показатели достоверности прогнозирования при выборе аппроксимирующей функции для сегмента рынка газовых турбин: Δ – отклонение от математического ожидания аппроксимации; δ – дисперсия фактических значений от математического ожидания

Из четырех рассматриваемых функций полином третьей степени уступает остальным как по показателю отклонения математического ожидания, так и по дисперсии (Рисунок 2.10 *з*). Экспоненциальная (Рисунок 2.10 *в*) и логарифмическая (Рисунок 2.10 *а*) функции близки по показателю Δ , однако, с учетом дисперсии, логарифмическая функция предпочтительнее. В то же время степенная функция (Рисунок 2.10 *б*), при одинаковой дисперсии с логарифмической, обладает лучшим показателем Δ , поэтому для проведения прогноза предпочтение отдано степенной функции вида $y=A \cdot x^n$.

Подобным образом определены аппроксимирующие функции (Рисунок 2.11) и коэффициенты корреляции для каждого сегмента рынка (Таблица 2.3) [5].

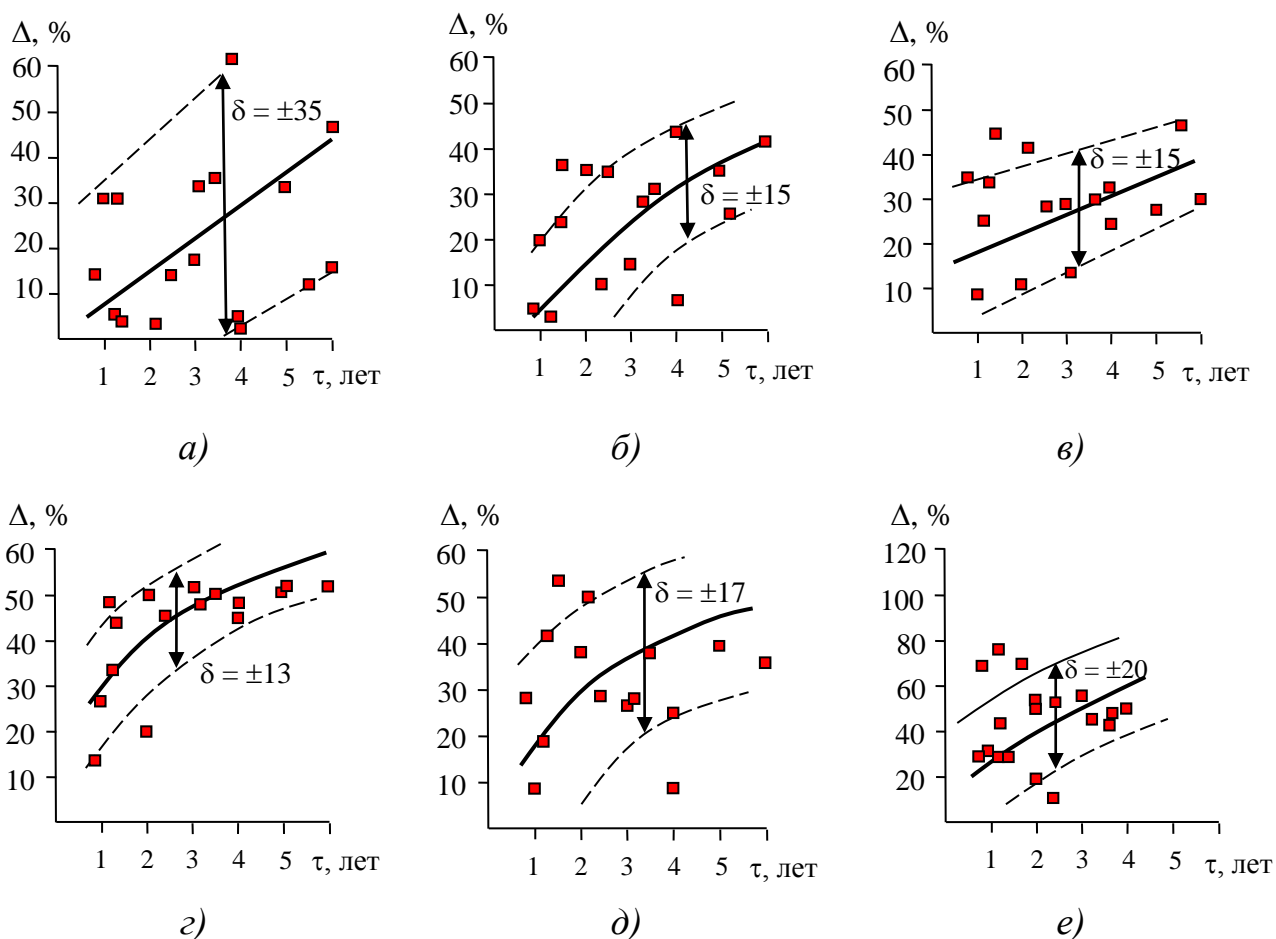


Рисунок 2.11 – Показатели достоверности прогнозирования для каждого сегмента рынка: паровых турбин (*а*), вид уравнения – $y = A \cdot e^{n \cdot x}$; газовых турбин (*б*), уравнение – $y = A \cdot x^n$; гидротурбин (*в*), уравнение – $y = A \cdot \ln(x) + B$; паровых котлов (*г*), уравнение – $y = A \cdot e^{n \cdot x}$; генераторов и трансформаторов (*д*), уравнение – $y = A \cdot e^{n \cdot x}$; ГПУ и ДВС (*е*), уравнение – $y = A \cdot \ln(x) + B$

Таблица 2.3 – Аппроксимирующие зависимости и коэффициенты корреляции

Сегмент рынка	Вид уравнения	Коэффициенты аппроксимации		
		<i>A</i>	<i>B</i>	<i>n</i>
Паровые турбины	$y = A \cdot e^{xn}$	15,12		0,09
Газовые турбины	$y = A \cdot x^n$	6,43		0,8
Гидротурбины	$y = A \cdot \ln(x) + B$	6,05	0,24	
Паровые котлы	$y = A \cdot e^{nx}$	9,71		0,02
Генераторы и трансформаторы	$y = A \cdot e^{nx}$	2,12		0,89
ГПУ и дизели	$y = A \cdot \ln(x) + B$	4,69	2,7	

Следует отметить, что динамика разных сегментов рынка наилучшим образом описывается разными зависимостями, при этом точность прогнозирования не зависит от вида уравнения (Таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Факторы, характеризующие точность прогнозирования

Сегмент рынка	Доля сегмента	Отклонение (Δ) математического ожидания на горизонте прогнозирования, %					Дисперсия (δ), %	Средне-квадратичное отклонение прогноза, %	
		1 год	2 года	3 года	4 года	5 лет		Δ	δ
Паровые турбины	0,28	7	15	21	28	35	± 35	52	$\pm 22,8$
Газовые турбины	0,36	4	14	22	30	35	± 15	53	
Гидротурбины	0,08	20	23	27	31	35	± 15	62	
Паровые котлы	0,06	30	35	41	47	57	± 13	96	
Генераторы и трансформаторы	0,15	20	31	38	43	45	± 17	81	
ГПУ и дизели	0,07	26	40	50	60	66	± 20	112	
Консолидированный рынок	1,0	14	21	34	35	41	–	68	

Очевидно, что с увеличением горизонта прогнозирования отклонение математического ожидания растет. Наихудшими показателями Δ характеризуются сегменты рынка в парогенераторостроении, газопоршневых установок и дизелей. Среднеквадратичное отклонение для них составляет 96 и 112 % соответственно. Вместе с тем, для консолидированного рынка показатель Δ , определяемый как среднеквадратичное среднеквадратичного по годам прогнозирования, с учетом доли каждого сегмента, составляет 68 % (Таблица 2.4).

Результатом прогноза является определение перспективы развития рынка энергомашиностроения в России на ближайшие шесть лет (Рисунок 2.12) [23].

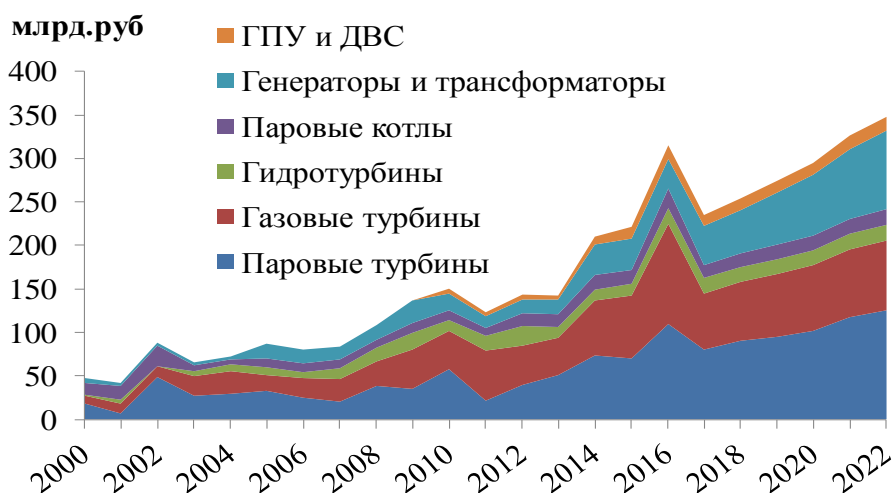


Рисунок 2.12 – Прогноз рынка энергетического машиностроения в России до 2022 года на основе уравнений регрессии и фактических показателей за период 2000-2016 гг.

Из Рисунка 2.12 можно видеть, что после роста 2014 – 2016 годов можно ожидать некоторого спада в 2017 (возможно 2018) году с дальнейшим стабильным ростом на уровне 7 % в год (что подтвердилось позже фактическими данными). Консолидированный рынок в 2022 году составит около 350 млрд. руб., однако, с учетом отклонения математического ожидания и его дисперсии, объем рынка может быть в 1,9 раз больше. Для сравнения, в работе [36] показатель в 317 млрд. руб. предполагается достигнуть лишь к 2030 году.

Особо следует отметить, что рассмотренный подход является не альтернативным, а дополнительным к известным методам прогнозирования. Разработанный метод позволяет провести среднесрочную (что важно) оценку развития рынка энергетического машиностроения.

Выводы по второй главе

1. Отмечено изменение структуры собственности в энергетике и формирование стратегических партнерств. Отмечено отсутствие в РФ корпораций, способных обеспечить полный цикл производства (так называемого, комплексного продукта), от научного исследования и проектирования до изготовления, монтажа, наладки и технического сопровождения при эксплуатации.
2. Объем мирового консолидированного рынка генерирующего оборудования составляет около 140...160 млрд. долл./год, при этом сервисные услуги находятся на уровне 50 %, а ежегодная доля зеленой генерации составляет более половины всех устанавливаемых мощностей.
3. Динамика инвестиций в энергетическое оборудование электроэнергетики в России показывает, что с 2000 года их объем вырос более, чем в 6 раз, и составил более 300 млрд. руб. в 2016 году. Наибольшим темпом роста, на уровне 9...12 % в год, обладает газотурбиностроение.
4. Доля импорта в энергетическом машиностроении за десять лет составила 20 % от общего объема инвестиций. Доля импорта в газотурбиностроении превышает 36 % за тот же период времени.
5. Консолидированный рынок собственного производства за десять лет составляет 1306 млрд. руб. или 37,4 млрд. долл., что в годовом выражении обеспечивает около 5,2 % от объема мирового рынка производства энергетического машиностроения без учета услуг.

6. Разработана математическая модель ретроспективного анализа рынка энергетического машиностроения России на основе универсальных аппроксимирующих зависимостей для каждого сегмента рынка, с учетом его фактических данных за предшествующий период и определением роли ПГУ в перспективе развития.
7. Прогноз развития рынка энергетического машиностроения до 2022 года показывает, что в ближайшие годы следует ожидать некоторого спада с последующим ростом на уровне 7 % в год.

ГЛАВА 3 ДВУХТОПЛИВНЫЕ ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ И ИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

3.1 Теоретические сведения о парогазовых установках и двухтопливных парогазовых установках

Парогазовые установки (ПГУ) являются современными и перспективными генерирующими энергию установками. Впервые идея создания парогазовых установок, была предложена в 1824 г. французским ученым Карно, который предложил схему поршневой парогазовой установки и обосновал основное условие создания эффективных парогазовых установок – использование продуктов сгорания топлива в качестве рабочего тела в области высоких температур с одновременной утилизацией сбросного тепла газов для получения рабочего пара [37].

В 1913 – 1917 годах в Хольцварт (Германия) осуществил ПГУ на базе ГТУ с пульсирующей камерой сгорания, эффективность такой ПГУ составила не более 14 % [37]. В 1932 году фирма Brown Boveri разработала высоконапорный парогенератор «Велокс», в топку которого воздух подавался осевым компрессором, приводом компрессора служила осевая газовая турбина. Сочетание паровой турбины с «Велокс» позволяло получать парогазовую установку с нулевой выработкой полезной мощности газовой турбиной [37].

В России исследования комбинированных термодинамических циклов в разные годы выполнялись в Центральном научно-исследовательском и проектно-конструкторском котлотурбинном институте (ЦКТИ) 1934 – 1940 гг. с продолжением в послевоенные годы.

Схему ПГУ со сгоранием топлива при постоянном давлении разработал Ложкин А. Н. в 1944 – 1945 гг. в ЦКТИ. Повышение эффективности установки за счет подогрева питательной воды параллельно с регенеративной системой паровых турбин и теоретические основы комбинированного парогазового цикла с высоконапорным парогенератором (ПГУ с ВПГ) были рассмотрены в работах А.Н. Ложкина, А.Э. Гельтмана. Были разработаны основные принципы комбини-

рования газовых и паровых турбин, выполнен термодинамический анализ парогазовых циклов, проведено сравнение различных комбинированных схем на базе газовых турбин, с начальной температурой газов перед ними до 950...1000 °С, которое выявило преимущество установок с высоконапорными парогенераторами по сравнению с ПГУ сбросного типа (с низконапорными парогенераторами) и с котлами-утилизаторами. Преимущество ПГУ с ВПГ заключается в значительном снижении металлозатрат в высоконапорные парогенераторы по сравнению с котлоагрегатами обычного типа, а также они обеспечивают большую экономию топлива.

Начатые в ЦКТИ термодинамические исследования циклов ПГУ получили развитие в работах Одесского политехнического института (под руководством профессора Д. П. Гохштейна), Саратовского политехнического института (под руководством профессора А.И. Андрющенко), Ленинградского политехнического института (под руководством профессора И. И. Кириллова и В. А. Зысина), ЭНИНа, ВТИ и др. [37].

Сегодня парогазовые установки разрабатываются мировыми лидерами энергомашиностроения в разных конфигурациях [38, 39, 40, 41]. Такие установки применяются все более широко как при новом строительстве, так и в рамках модернизации действующих энергоблоков и станций. В частности, в Российской Федерации за период с 2007 по 2017 годы доля генерации электроэнергии на основе применения парогазовых установок увеличена с 0,6 до 8 %, и их установленная мощность в 2017 году составила свыше 20 ГВт, против 1,3 ГВт в 2007 году.

Строгой классификации парогазовых установок к сегодняшнему дню не выработано из-за многообразия технических схем и возможностей их применения. Вместе с тем, с достаточной степенью условности можно выделить установки следующих типов: однопаливные (с коэффициентом бинарности равным 1), двухпаливные параллельного типа, и с дожиганием (Рисунок 3.1).

Наиболее широко в мировой и отечественной энергетике применяют установки низконапорные сбросного типа с котлом-утилизатором, поскольку сегодня

начальная температура газа перед газовой турбиной достигает 1200...1300 °С и выше.

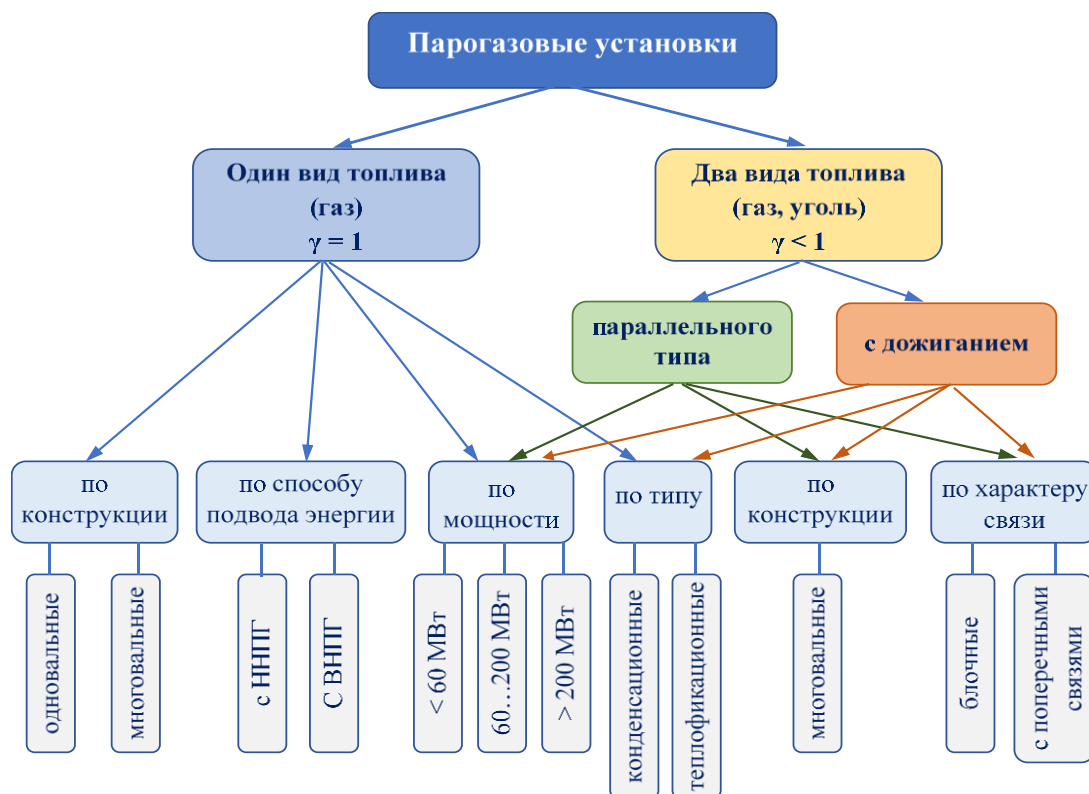


Рисунок 3.1 – Классификация ПГУ: ННПГ – низконапорный парогенератор; ВНПГ – высоконапорный парогенератор; γ – коэффициент бинарности

Термодинамический цикл и принципиальная тепловая схема простейшей установки с котлом-утилизатором показаны на Рисунке 3.2. Здесь реализованы два термодинамических цикла: цикл Брайтона – для газотурбинной и цикл Ренкина – для паротурбинной частей установки. Теплоту к ПГУ подводят в камере сгорания газотурбинной установки (ГТУ), где нагревается воздух, предварительно сжатый в компрессоре, который затем совершает работу в газовой турбине. После ГТУ воздух, имеющий еще достаточно высокую температуру, направляют в котел-утилизатор (КУ), в котором обеспечивают генерацию пара, и затем сбрасывают в атмосферу. Пар, двигаясь по собственному замкнутому контуру подобно традиционной паросиловой ТЭС, совершает работу в паротурбинной установке (ПТУ). Пар не имеет высоких параметров, характерных для автономных паросиловых установок, так как генерируется на «сброном» тепле ГТУ. Отсюда полу-

чены классификационные признаки – низкий напор в парогенераторе (ННПГ) и сбросной тип. Топливом в таких установках является чаще всего газ, реже – жидкое топливо.

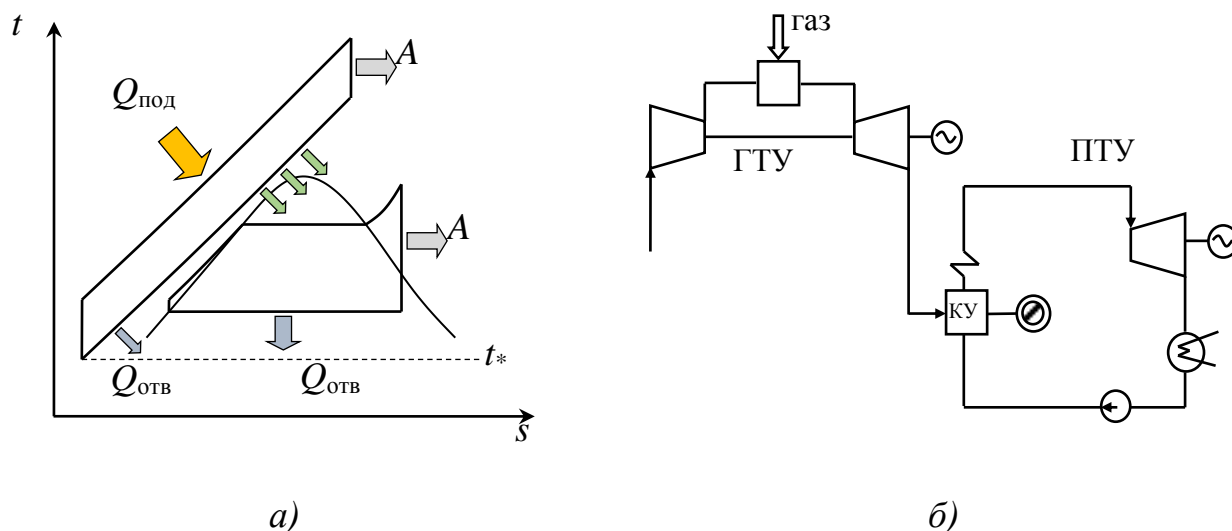


Рисунок 3.2 – Теоретический цикл (а) и принципиальная тепловая схема (б) простейшей ПГУ сбросного типа с низконапорным парогенератором (котлом-утилизатором): $Q_{\text{под}}$, $Q_{\text{отв}}$ – подведенная к установке и отведенная от нее теплота; A – работа; t^* – температура окружающей среды; ГТУ – газотурбинная установка, ПТУ – паротурбинная установка; КУ – котел-утилизатор

Кроме установок сбросного типа в учебной и научной литературе [37, 42, 43] чаще всего встречаются описания высоконапорных установок и установок с дожиганием топлива.

В высоконапорных установках (или установках с высоконапорным парогенератором, ВНПГ) теплота в комбинированный цикл (Рисунок 3.3), подводится в ВНПГ, где обеспечивается генерация пара высоких параметров и, затем, продукты сгорания совершают работу в газовой турбине (цикл Брайтона). Отработавшие в ГТУ газы отдают оставшуюся часть теплоты в низкопотенциальной группе паросилового контура установки. Паросиловой контур работает по циклу Ренкина, и в нем обеспечиваются более высокие параметры, чем в ПГУ сбросного типа (Рисунок 3.3).

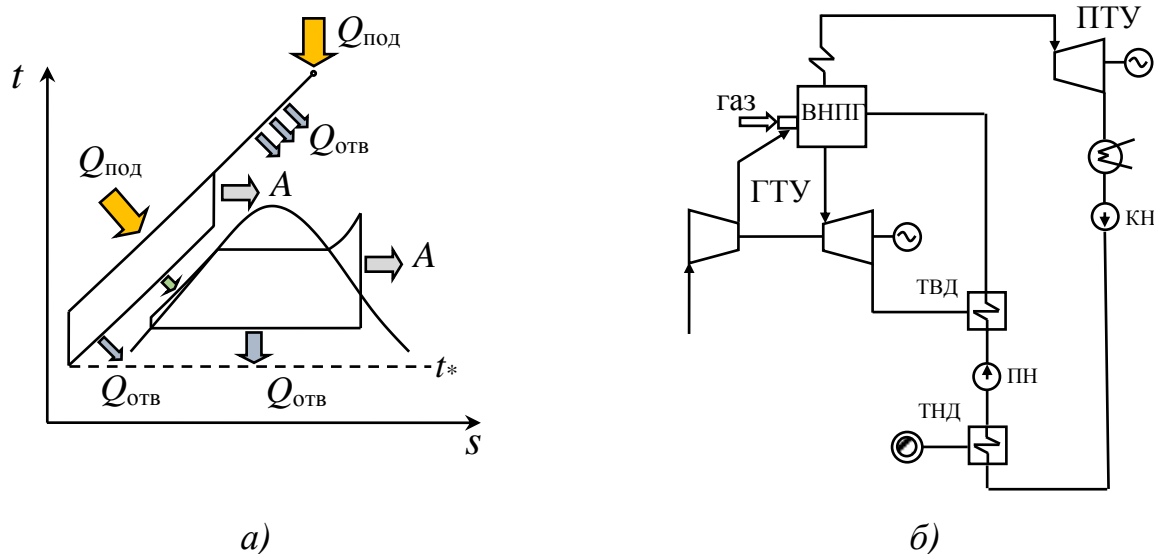


Рисунок 3.3 – Теоретический цикл (а) и принципиальная тепловая схема (б) простейшей высоконапорной ПГУ: ВНПГ – высоконапорный парогенератор; ТВД, ТНД – теплообменники высокого и низкого давления; КН, ПН – конденсатный и питательный насосы; остальные обозначения те же, что и на рисунке 3.2

В установках с паровым энергетическим котлом и котлом-утилизатором реализуют подвод теплоты в двух точках термодинамического цикла (Рисунок 3.4). С одной стороны – в камере сгорания ГТУ (при реализации цикла Брайтона), где топливом является газ, с другой – в паровом котле (при реализации цикла Ренкина), где топливом может являться уголь [37, 44, 45]. Подвод теплоты в паровом котле за счет сжигания топлива обеспечивает высокие параметры цикла Ренкина, а использование угля расширяет возможности его применения до рамок ПГУ, при обеспечении КПД комбинированного цикла недостижимого для других «чисто» угольных технологий.

Отработавшие в ГТУ газы используют в котле-утилизаторе для генерации пара, который затем направляют в ПТУ, что повышает общую эффективность установки (Рисунок 3.4). Учитывая, что пар в паровом котле и котле-утилизаторе генерируют с разделением общего потока питательной воды и дальнейшим смешением парового потока в проточной части турбины, такие схемы получили название параллельных.

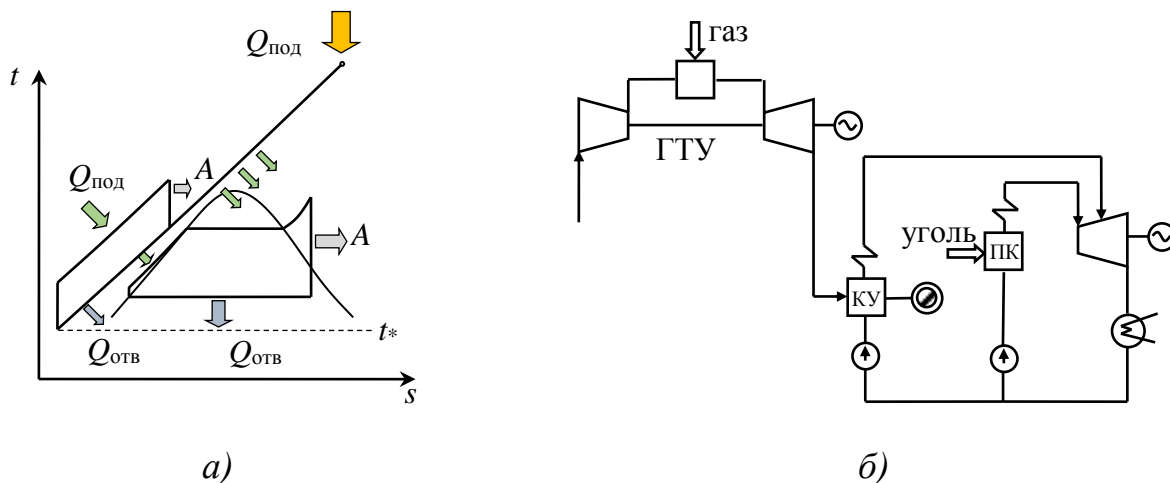


Рисунок 3.4 – Теоретический цикл (а) и принципиальная тепловая схема (б) для ПГУ с параллельной схемой работы: ПК – паровой котел; остальные обозначения те же, что и на рисунке 3.2

Общую эффективность ПГУ любого типа можно определить по выражению

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} B} = [\gamma \eta_{\text{ГТУ}} + \eta_{0i} (1 - \gamma \eta_{\text{ГТУ}}) \eta_{\text{K}} \eta_{\text{ЭМ}}] \eta_{\text{T}} (1 - k_{\text{СН}}), \quad (3.1)$$

где $N_{\text{ГТУ}}$ – мощность электрическая ГТУ; $N_{\text{ПТУ}}$ – мощность электрическая ПТУ, Q_{H}^{P} – низшая рабочая теплота сгорания топлива; B – расход топлива; $\eta_{\text{ГТУ}}$, η_{0i} , η_{K} , $\eta_{\text{ЭМ}}$, η_{T} – КПД ГТУ, внутренний относительный паровой турбины, котла, электромеханический и транспорта теплоты соответственно; $k_{\text{СН}}$ – коэффициент собственных нужд; γ – коэффициент бинарности.

В физическом смысле коэффициент бинарности характеризует то количество теплоты, которое подведено к циклу Брайтона по отношению к полной подведенной теплоте к комбинированной установке [42]. Коэффициент бинарности определяют как:

$$\gamma = \frac{Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}} = \frac{Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}}}, \quad (3.2)$$

где $Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}$, $Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}$ – подводимая к парогазовой установке (ПГУ) энергия в камеру сгорания газовой турбины и в паровой котел соответственно.

В том случае, когда к паровому котлу нет подвода энергии $Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}} = 0$, коэффициент бинарности становится равен единице ($\gamma = 1$). В таких установках нет энергетического парового котла, а генерацию пара для цикла Ренкина ведут в котле-утилизаторе. Эти установки получили название «установки бинарного цикла» или «бинарные ПГУ». Если $Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}} > 0$, то коэффициент бинарности меньше единицы ($\gamma < 1$) и тогда к установке обеспечивается подвод энергии дополнительно к тому, который введен в камеру сгорания газовой турбины. Такие установки получили название ПГУ с бинарностью меньше единицы. В том случае, когда в качестве топлива для камеры сгорания ГТУ используется один его вид, а для обеспечения дополнительного подвода энергии – другой, установки получили название двухтопливных ПГУ. В случае, когда топливом для газовой турбины и энергетического котла является газ с одной теплотой сгорания ($Q_{\text{н(ГТУ)}}^{\text{р}} = Q_{\text{н(ПГУ)}}^{\text{р}}$), выражение для определения коэффициента бинарности примет вид

$$\gamma = \frac{B_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}}{B_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}} = \frac{B_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}}{B_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + B_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}}. \quad (3.3)$$

Анализ выражения (3.1) показывает, что при обеспечении $\eta_{\text{ГТУ}} = 0,36$; $\eta_{0i} = 0,86$; $\eta_{\text{к}} = 0,9$; $\eta_{\text{ЭМ}} = 0,98$; $\eta_{\text{Т}} = 0,98$ и при $k_{\text{СН}} = 10\%$ может быть обеспечен $\eta_{\text{ПГУ}} = 0,74$ (для бинарных ПГУ, $\gamma = 1$). Вместе с тем, сегодня достижимы и более высокие показатели эффективности технических систем и агрегатов энергетических установок, что позволяет иметь еще более высокие теоретически возможные $\eta_{\text{ПГУ}}$.

Установки с бинарностью меньше единицы позволяют вовлекать уголь в парогазовые технологии и обеспечивать наиболее высокую эффективность использования органического топлива данного вида.

3.2 Теоретические положения оценки энергетической эффективности двухтопливных парогазовых установок

Применение ПГУ с коэффициентом бинарности меньше единицы позволяет использовать в парогазовом цикле уголь, который сжигают для генерации пара высоких параметров, сжигание газа применяют для нагрева воздуха в газотурбинной установке (Рисунок 3.5) [44].

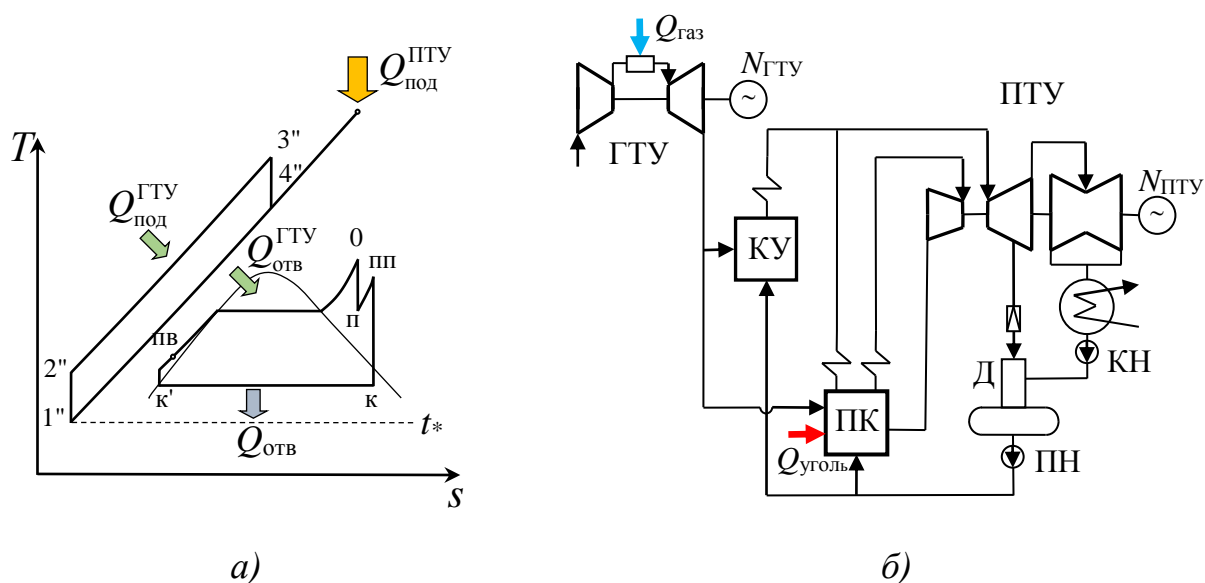


Рисунок 3.5 – Термодинамическая диаграмма (а) и тепловая схема (б) ПГУ с дожиганием топлива

Термодинамическая особенность комбинированного цикла с бинарностью меньше единицы заключается в следующем. Подвод энергии осуществляют в двух местах (Рисунок 3.5 а) через камеру сгорания газовой турбины ($Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}$), для обеспечения работы в газотурбинной части (1'' - 2'' - 3'' - 4'' - 1'') цикла, и в паровой энергетический котел ($Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}$), для обеспечения высоких параметров генерируемого пара в паросиловой части (0-п-пп-к-к'-пв-0) цикла. Отработавший в газовой турбине тепловой поток ($Q_{\text{отв}}^{\text{ГТУ}}$) также передается в пароводяной (паросиловой) контур комбинированного цикла через котел-утилизатор. Существует возможность использования указанного потока в качестве окислителя в энергетическом

котле. В этом случае газы, отработавшие в газовой турбине, делятся на две части. Одну часть направляют в котел-утилизатор, а другую – в паровой энергетический котел. Полезную продукцию в виде электроэнергии получают как в газотурбинной ($N_{ГТУ}$), так и в паротурбинной ($N_{ПТУ}$) частях комбинированного цикла.

Технологическая схема, реализующая представленный термодинамический подход, выглядит следующим образом (Рисунок 3.5 б). Воздух поступает в компрессор газотурбинной установки (ГТУ), сжимается и поступает с высоким давлением в камеру сгорания газовой турбины, где за счет сжигания газообразного топлива обеспечивается повышение его температуры. Затем горячий воздух и продукты сгорания топлива поступают в газовую турбину, где совершают работу с выработкой электроэнергии ($N_{ГТУ}$). Отработавший в газовой турбине поток направляют в котел-утилизатор (КУ) и частично паровой котел (ПК), в которых обеспечивают генерацию пара высоких параметров для совершения работы в паротурбинной установке (ПТУ) с выработкой электроэнергии ($N_{ПТУ}$). При этом высокие параметры острого пара обеспечивают за счет сжигания топлива (в частности, угля) в паровом котле, а в котле-утилизаторе обеспечивают дополнительный по отношению к острому пару поток, который совмещают с паром промежуточного перегрева (процесс п-пп на рисунке 3.5 а) и направляют в среднюю часть паротурбинной установки. Таким образом, паровая турбина имеет проточную часть, в которую по мере расширения пара его расход увеличивается даже при наличии нерегулируемых отборов (на рисунке 3.5 б не показаны). Отработавший в паровой турбине пар поступает в конденсатор, где обеспечивается процесс конденсации (процесс к-к' на рисунке 3.5 а), и затем конденсатным насосом (КН), а далее питательным (ПН) подается в энергетический паровой котел и котел-утилизатор. Система регенерации на тепловой схеме представлена деаэратором (Д).

Структура математической модели для такой установки содержит блоки ГТУ и ПТУ, характеризующиеся собственными КПД и расходами топлива, которые сравнивают с работой объединенной установки в виде ПГУ, характеризующейся собственным КПД и коэффициентом бинарности (Рисунок 3.6).

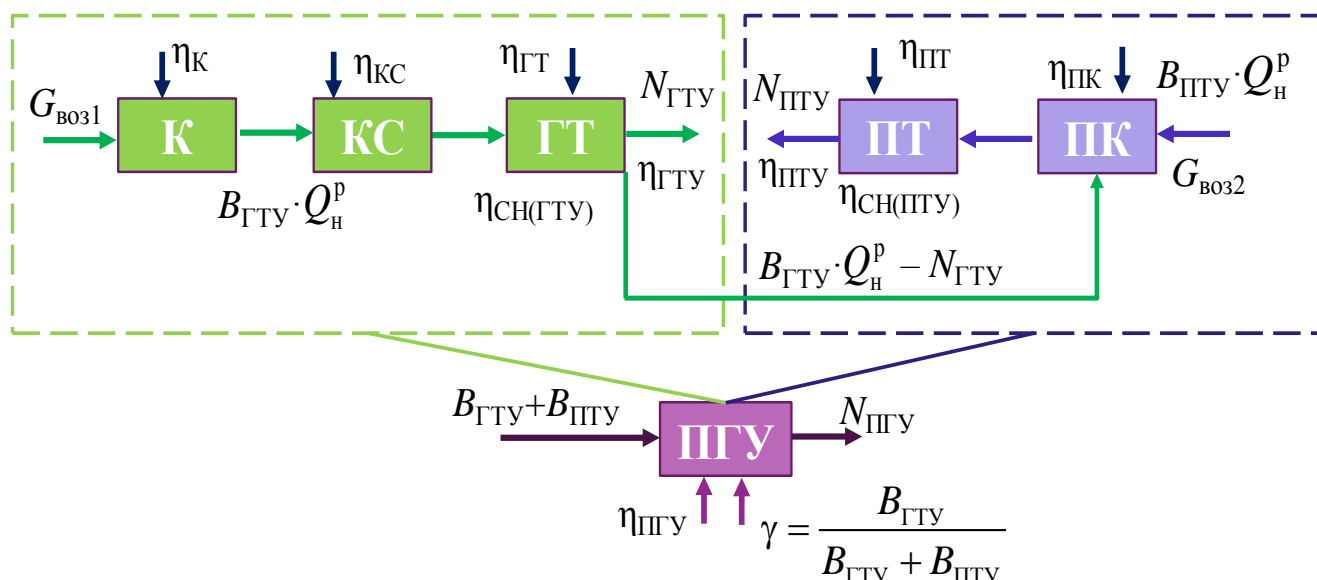


Рисунок 3.6 – Упрощенная структура математической модели

Тепловая энергия, подводимая к парогазовой установке ($Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}$), обеспечивается сжиганием топлива и определяется по выражениям:

$$\begin{cases} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} = B_{\text{ГТУ}} \cdot Q_{\text{н(ГТУ)}}^{\text{р}}; \\ Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}} = B_{\text{ПТУ}} \cdot Q_{\text{н(ПТУ)}}^{\text{р}}; \\ Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}} = Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}}. \end{cases} \quad (3.4)$$

В этих выражениях B и $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – расход (кг/с; м³/с) и низшая теплота сгорания (МДж/кг; МДж/м³) топлива, вводимого в ГТУ и ПТУ соответственно.

Коэффициент полезного действия газотурбинной части ПГУ можно определить по выражению

$$\eta_{\text{ГТУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}}. \quad (3.5)$$

Учитывая закон сохранения энергии, количество теплоты, бесполезно теряемой в ГТУ, составит

$$Q_{\text{отв}}^{\text{ГТУ}} = Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} - N_{\text{ГТУ}}. \quad (3.6)$$

После подстановки

$$Q_{\text{отв}}^{\text{ГТУ}} = Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} - \eta_{\text{ГТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} = (1 - \eta_{\text{ГТУ}}) Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}. \quad (3.7)$$

Этот поток теплоты направляется в паротурбинную часть установки и, при условии отсутствия потерь, обеспечит температуру нагрева пара в котле-утилизаторе, равную температуре уходящих газов из ГТУ. Фактически, уходящая из ГТУ теплота (теплота $Q_{\text{отв}}^{\text{ГТУ}}$, отведенная от цикла Брайтона) становится частью входного потока теплоты для пароводяного цикла Ренкина, реализуемого в паротурбинной части установки. Другой частью входного для цикла Ренкина потока теплоты является теплота ($Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}$), вводимая с топливом в паровой котел. КПД паротурбинной части установки определяется по выражению

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ПГУ}}}{Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}}. \quad (3.8)$$

Тогда

$$\begin{aligned} N_{\text{ПГУ}} &= \eta_{\text{ПГУ}} (Q_{\text{отв}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}) = \eta_{\text{ПГУ}} Q_{\text{отв}}^{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ПГУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}} = \\ &= \eta_{\text{ПГУ}} (1 - \eta_{\text{ГТУ}}) Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}} \eta_{\text{ПГУ}}. \end{aligned} \quad (3.9)$$

Полезная энергия, полученная в установке в целом

$$\begin{aligned} N_{\text{ПГУ}} &= N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{ГТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ПГУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}} - \eta_{\text{ГТУ}} \eta_{\text{ПГУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ПГУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}} = \\ &= \eta_{\text{ГТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ПГУ}} (Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}) - \eta_{\text{ПГУ}} \eta_{\text{ГТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} = \\ &= \eta_{\text{ГТУ}} (1 - \eta_{\text{ПГУ}}) Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ПГУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}. \end{aligned} \quad (3.10)$$

КПД ПГУ можно определить по выражению

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ПГУ}}}{Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}}, \quad (3.11)$$

с учетом (3.10) и (3.2) и с использованием подходов [46]

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{ГТУ}} (1 - \eta_{\text{ПГУ}}) \gamma + \eta_{\text{ПГУ}}, \quad (3.12)$$

где γ – коэффициент бинарности установки.

Используя выражение (3.12), построена зависимость $\eta_{\text{ПГУ}} = f(\eta_{\text{ГТУ}})$ при изменяющемся коэффициенте бинарности и значений КПД ПГУ ($\eta_{\text{ПГУ}}$) принятых равными 40 %, 60 %, 80 % (Рисунок 3.7). Показатель бинарности равный единице ($\gamma = 1$) означает, что тепловой поток, подведенный к паровому котлу отсутствует ($Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}} = 0$). То есть установка имеет выраженный сбросной тип без дожигания (такие установки принято называть бинарными ПГУ или ПГУ бинарного типа). Уменьшение коэффициента бинарности означает рост теплового потока, подведенного к паровому котлу (паротурбинной установке) с дополнительным, по отношению к камере сгорания газовой турбины, топливом. При $\gamma = 0$ – традиционный паротурбинный энергоблок.

Анализируя представленные зависимости, можно видеть (Рисунок 3.7 б) что, например, при $\eta_{\text{ГТУ}} \approx 44$ % достижимо обеспечить КПД ПГУ ($\eta_{\text{ПГУ}}$) на уровне 60 % при $\eta_{\text{ГТУ}} \approx 28$ % и при $\gamma = 1$ (то есть для установок без дожигания топлива). В то же время, при условии дожигания топлива в паровом котле, обеспечивающего подвод теплоты на уровне 20 % от общего подвода теплоты к установке ($\gamma = 0,8$) можно повысить $\eta_{\text{ПГУ}}$ почти до 40 %, при сохранении $\eta_{\text{ПГУ}} = 60$ % . Важно отметить, что топливом, сжигаемым в паровом котле, может быть уголь, что обеспечит удешевление (за счет разницы стоимости между углем и газом) конечной продукции в виде электроэнергии. Очевидно, что обеспечить указанный эффект, возможно только при наличии технически достижимого решения, проще говоря – технологии.

Закрашенной зоной на рисунке показана область достижимых (на современном этапе развития) технических решений, при этом левая часть (Рисунок 3.7а) характеризует зону модернизационного потенциала действующих энергетических установок, не имеющих высоких энергетических и термодинамических показателей эффективности. Центральная часть (Рисунок 3.7 б) характеризует зо-

ну передовых современных установок, а правая часть (Рисунок 3.7 в) характеризует недостижимые ($\eta_{\text{ПГУ}} \sim 80\%$) сегодня показатели эффективности генерирующих энергетических установок.

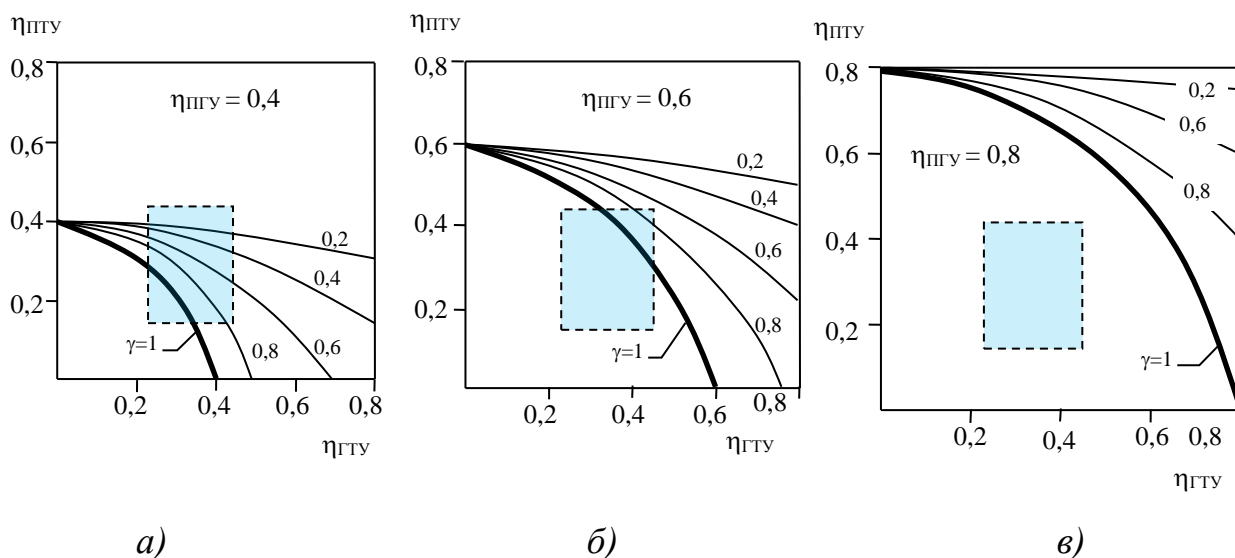


Рисунок 3.7 – Взаимозависимость КПД газотурбинной ($\eta_{\text{ГТУ}}$) и паротурбинной ($\eta_{\text{ПТУ}}$) частей парогазовой установки для КПД ПГУ ($\eta_{\text{ПГУ}}$) в диапазоне значений 0,4...0,8 и при переменном коэффициенте бинарности (γ); затененной областью показано технически достижимые значения: (а) – характеризует фактически освоенные значения технологическими установками; (б) – характеризует область передовых значений, на «границе» достижимости технических решений; (в) – характеризует значения для перспективной техники

Учитывая необратимость процессов, а также то, что основные энергетические элементы ПГУ потребляют энергию на собственные нужды (в частности, на привод насосов, обеспечение подачи топлива, систем автоматизации и т.п.), КПД нетто для них составит:

$$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{нетто}} = \eta_{\text{ГТУ}} \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{необр}} \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{СН}}; \quad (3.13)$$

$$\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{нетто}} = \eta_{\text{ПТУ}} \eta_{\text{К}} \eta_{\text{ПТ}} \eta_{\text{ЭМ}} \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{СН}} = \eta_{\text{ПТУ}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{необр}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{СН}}. \quad (3.14)$$

В этих выражениях η_k – осредненное значение КПД парового котла и котла-утилизатора; $\eta_{ПТ}$, $\eta_{ЭМ}$ – КПД паровой турбины и электромеханический турбогенератора; $\eta_{ГТУ}^{необр}$, $\eta_{ПТУ}^{необр}$ – КПД от совокупности необратимых потерь в элементах, обеспечивающих работу установок; $\eta_{ГТУ}^{СН}$, $\eta_{ПТУ}^{СН}$ – показатели, учитывающие собственные нужды в установках.

Тогда

$$\eta_{ПГУ}^{нетто} = \eta_{ГТУ} \eta_{ГТУ}^{необр} \eta_{ГТУ}^{СН} (1 - \eta_{ПТУ} \eta_{ПТУ}^{необр} \eta_{ПТУ}^{СН}) \gamma + \eta_{ПТУ} \eta_{ПТУ}^{необр} \eta_{ПТУ}^{СН}. \quad (3.15)$$

При реализации ПГУ с бинарностью меньше единицы по представленной схеме (Рисунок 3.3 б), на основе газовой турбины с электрической мощностью 130 МВт, расчетным путем получены технические и расходные характеристики установки ПГУ-370 (Таблица 3.1).

Используя выражение (3.15) и принимая в первом приближении $\eta_{ГТУ}^{необр} = \eta_{ПТУ}^{необр} = 0,9$, что с трудом, но достижимо для современных установок, преобразующих энергию, а КПД собственных нужд при осреднении разницы в использовании топлива разного вида $\eta_{ГТУ}^{СН} = \eta_{ПТУ}^{СН} = 0,95$, что соответствует уровню потребления энергии собственных нужд на современных, генерирующих энергию установках, получим приближенное выражение для определения КПД-нетто парогазовой установки бинарного типа с дожиганием.

$$\eta_{ПТУ}^{нетто} = 0,855 \eta_{ГТУ} (1 - 0,855 \eta_{ПТУ}) \gamma + 0,855 \eta_{ПТУ}. \quad (3.16)$$

Взаимная зависимость $\eta_{ПТУ} = f(\eta_{ГТУ})$ показывает, что для газотурбинной установки с КПД нетто на уровне 40 % ($\eta_{ГТУ} = 0,4$), КПД ПГУ нетто 46 % может быть обеспечен при КПД нетто паротурбинной части установки примерно в 12 % для схемы с бинарностью, равной единице (Рисунок 3.8) [44].

Таблица 3.1 – Основные технические характеристики ПГУ-370 с дожиганием топлива

Наименование показателя	Величина
Мощность ГТУ, МВт	130
Мощность ПТУ, МВт	240
Мощность ПГУ, МВт	370
КПД ГТУ (при температуре воздуха -5 °С), %	38,7
Давление острого пара, МПа	12,8
Температура острого пара, °С	540
Давление пара промежуточного перегрева, МПа	2,7
Температура промежуточного перегрева, °С	500
Температура выхлопных газов, °С	514
КПД ПГУ-нетто, %	46,5
Удельный расход условного топлива ПГУ, кг у.т./кВт-ч	0,264
Удельный расход условного топлива ГТУ, кг у.т./кВт-ч	0,318
Расход натурального топлива (газ с $Q_H^p = 36$ МДж/м ³), тыс. м ³ /ч	33,6
Расход условного топлива на ПТУ, т у.т/ч	53,4
Расход натурального топлива (уголь с $Q_H^p = 22$ МДж/кг), т/ч	71,2
Коэффициент бинарности	0,44

Из Рисунка 3.8 можно видеть, что, при коэффициенте бинарности $\gamma = 0,44$, КПД нетто ПГУ обеспечивается на уровне 46,5 %. При этом КПД нетто паротурбинной части установки увеличивается (по сравнению с $\gamma = 1$) примерно до 34 %, т.е. в 2,5...2,8 раз. Этот показатель обусловлен высокими параметрами пара, которые обеспечивает сжигание угля в паровом котле.

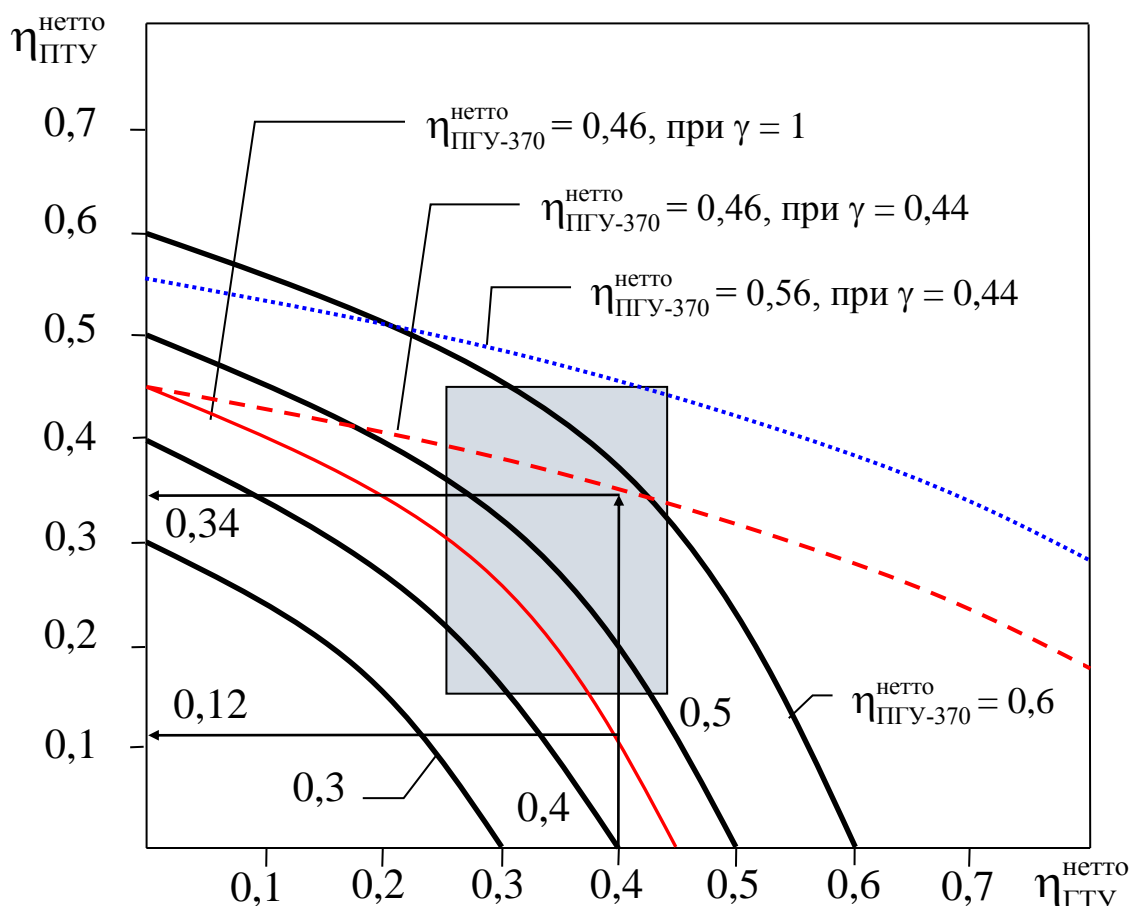


Рисунок 3.8 – Зависимость $\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{нетто}}$ от $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{нетто}}$ для разных значений КПД нетто ПГУ

Анализ Рисунка 3.8 показывает, что для ПГУ параллельного типа с преимущественным сжиганием твердого топлива достижимыми являются значения КПД на уровне 55...56 %.

Результаты расчетов расходов топлива ПГУ без дожигания ($\gamma = 1$) и с дожиганием ($\gamma = 0,44$) при сопоставимых условиях приведены в таблице 3.2.

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что парогазовая установка с дожиганием позволяет экономить газ более чем в 2 раза, в случае использования угля в паровом котле. Это обеспечивает экономию более 500 млн. руб. в год за счет разницы в стоимости разных видов топлив. Сопоставимые условия в данном случае не учитывают техническую возможность создания ПГУ с коэффициентом бинарности $\gamma = 1$ с более высоким КПД.

Таблица 3.2 – Сравнение расходов топлива для ПГУ с разными коэффициентами бинарности

Наименование показателя	ПГУ	
	$\gamma = 1$	$\gamma = 0,44$
Удельный расход условного топлива, кг у.т/кВт·ч	0,264	0,264
Расход натурального топлива:		
газ, тыс. м ³ /ч	76,8	33,6
уголь, т/ч	-	71,2
Годовой расход натурального топлива при 7000 часов использования установленной мощности:		
газ, млн. м ³	537	235
уголь, тыс. т	-	498
Стоимость* топлива, млн. руб.	2953	2412

* при цене на газ 5500 руб./тыс. м³ и уголь – 2250 руб./т.

В современной энергетике большое внимание уделяется разработке тепловых схем с суперсверхкритическими (ССКП) и ультрасверхкритическими параметрами (УСКП) пара перед паровой турбиной. Вместе с тем, по применению ССКП и УСКП в отечественной энергетике существуют разные точки зрения, часто противоположные. С одной стороны повышение параметров ведет к повышению термодинамической эффективности [47, 48], с другой стороны – к увеличению капиталовложений [48]. Поскольку в двухтопливном парогазовом цикле подвод угольного топлива осуществляется в котле, то возможно рассмотрение широкого диапазона параметров, в том числе и суперсверхкритических. В работе рассмотрены различные параметры пара в ПГУ, но без учета показателей надежности и капиталовложений (Рисунок 3.9).

Анализ Рисунка 3.9 показывает, что КПД цикла Ренкина в зависимости от параметров увеличивается «быстрее» в 1,1 раз, чем КПД ПГУ в целом, что объясняется влиянием на эффективность ГТУ.

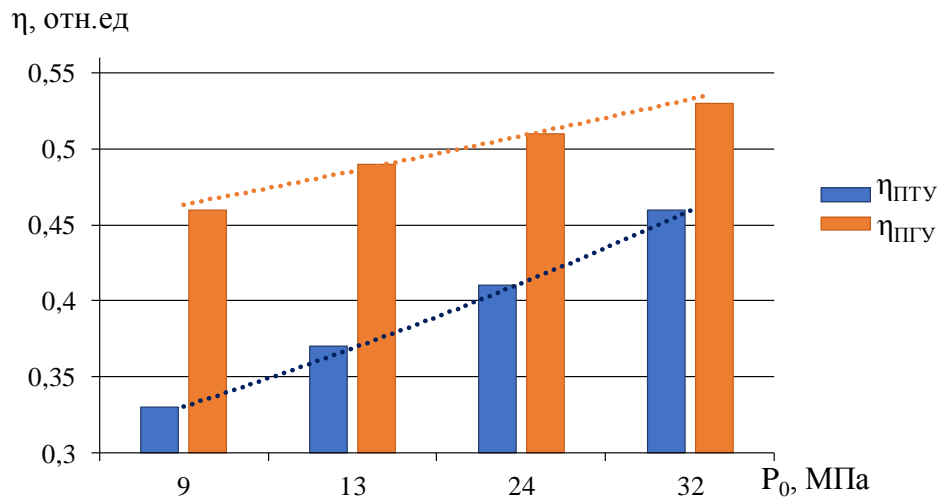


Рисунок 3.9 – КПД паротурбинной и двухтопливной парогазовой установок в зависимости от давления пара

Полученный результат термодинамической эффективности не учитывает множество влияющих факторов, и требует дополнительной проработки и исследования.

Разработанные теоретические положения и метод исследования двухтопливных теплофикационных ПГУ не нарушает традиционных подходов к анализу работы энергоустановок (макет 15506, форма ЗТЕХ), опирается на те же энергетические параметры и показатели и может являться дополнительным инструментом при анализе действующих и перспективных ПГУ.

3.3 Теоретические положения определения конкурентоспособности двухтопливных парогазовых установок

Учитывая наличие разницы в стоимости двух видов топлива для рассматриваемых двухтопливных ПГУ, представляет интерес выявление зоны конкурентоспособности разных технологий по соотношению цен на топливо. Далее к рассмотрению приняты двухтопливные ПГУ, бинарные ПГУ (на газе) и традиционные угольные ПГУ.

В этом случае КПД-нетто двухтопливной парогазовой установки определяют по известным техническим и термодинамическим показателям, и показателям эффективности установок, принятых к рассмотрению:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{нетто}} = \frac{N_{\text{ГТУ}} \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{СН}} + N_{\text{ПТУ}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{СН}}}{\left(N_{\text{ГТУ}} \frac{0,123}{3,6\eta_{\text{ГТУ}}} + N_{\text{ПТУ}} \frac{0,123}{3,6\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{бр}}} \right) 29,3 - Q_{\text{КУ}}}. \quad (3.17)$$

Здесь $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{СН}}$, $\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{СН}}$ – КПД собственных нужд газотурбинной и паротурбинной частей ПГУ; $Q_{\text{КУ}}$ – теплота, подведенная в котле-утилизаторе за счет сбросных газов ГТУ.

В свою очередь технические и термодинамические показатели, которые обуславливают КПД брутто установок соответствующего типа, определяют при помощи расчета тепловой схемы.

Секундный расход топлива каждым видом установки определяют по выражению, кг у.т/с

$$B = N \frac{0,123}{3,6\eta}, \quad (3.18)$$

где η характеризует КПД конкретной установки.

Удельный расход условного топлива ПТУ и двухтопливной ПГУ, кг у.т/(кВт·ч)

$$b_{\text{ПТУ}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{нетто}}}, \quad b_{\text{ПГУ}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{нетто}}}. \quad (3.19)$$

Удельный и секундный расход условного топлива теоретической бинарной ПГУ при ее КПД 60 %:

$$b_{\text{ПГУ}}^{60} = 0,205 \text{ кг.у.т}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}); \quad B_{\text{ПГУ}}^{60} = 0,056 N_{\text{ПГУ}}^{60} \text{ кг.у.т./с}. \quad (3.20)$$

В рамках сравнения определяют соотношения цены газа к углю ($\delta = \frac{C_{\text{газ}}}{C_{\text{уголь}}}$),

при котором обеспечивается равная эффективность двухтопливной технологии с «чисто» угольной и «чисто» газовой технологиями, обладающими максимальной эффективностью, при этом сравниваемые варианты приведены к сопоставимому виду по установленной мощности и отпуску продукции. Задача является аналитической, предназначена для выявления перспективы применения сравниваемых технологий в условиях изменения цен на топливо. Для этого попарно сравнивают каждую технологию по годовому расходу топлива. В данном случае капиталовложения в установки не учитывают. Расчеты ведут в условном топливе при 5000 часов использования. Сравнение проведено для энергоблоков ПГУ параллельного типа мощностью 300 МВт в вариантах исполнения на докритические, закритические и суперсверхкритические параметры острого пара в паросиловой части установки (Рисунок 3.10 – 3.12).

Каждый из данных энергоблоков сравнивается с паротурбинной установкой и бинарной парогазовой уставкой той же мощности.

Для каждой пары определяют суммарный по двум технологиям годовой расход угля и газа, затем определяют соотношение

$$\delta = \frac{\sum_{i=1}^2 B_{i \text{ уголь}}^{\text{год}}}{\sum_{i=1}^2 B_{i \text{ газ}}^{\text{год}}} . \quad (3.21)$$

Показатель δ характеризует то ценовое соотношение между газом и углем, при котором обе технологии (в рамках рассматриваемой пары) равноэффективны по издержкам на топливо при равенстве отпуска электроэнергии потребителю.

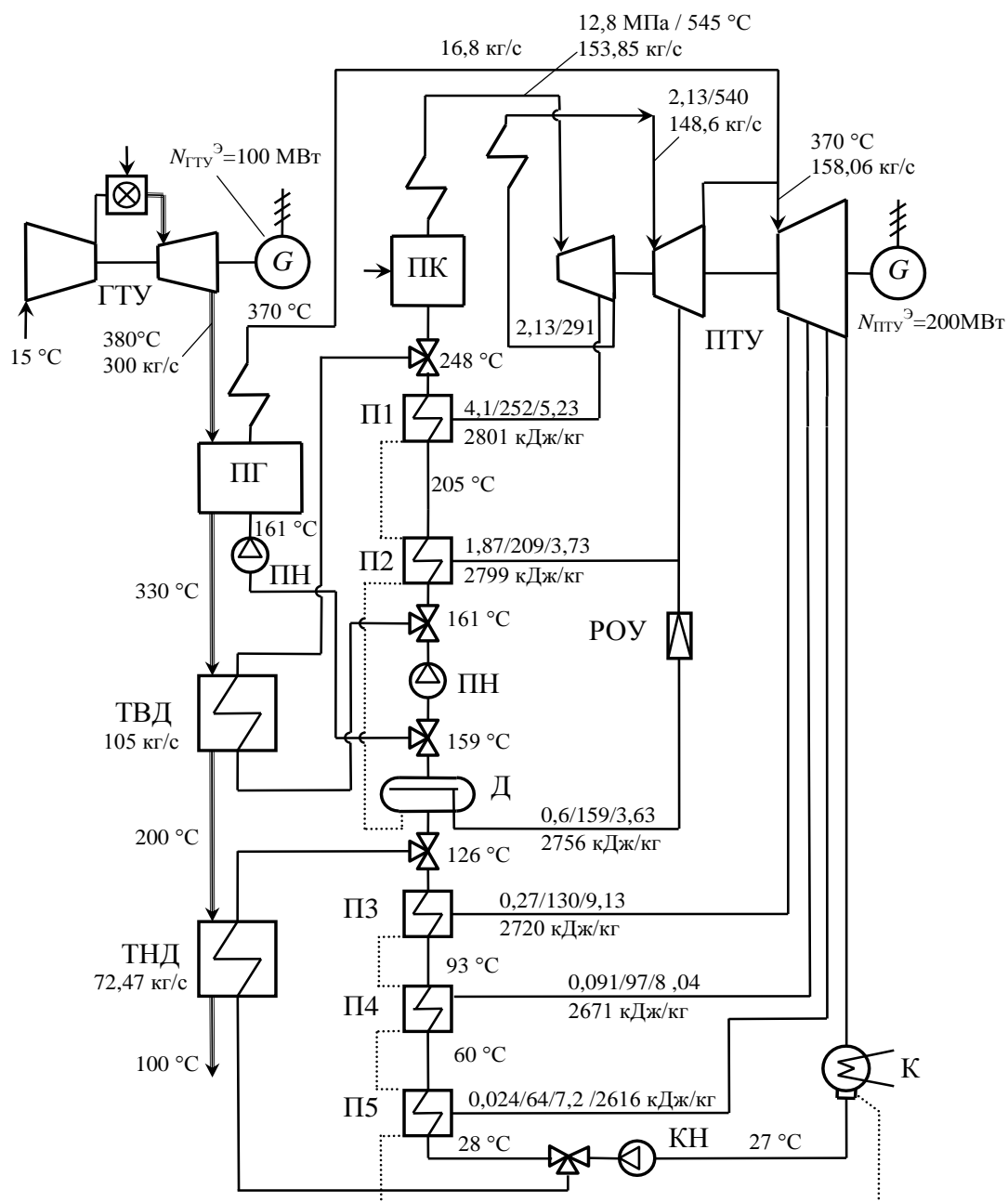


Рисунок 3.10 – Принципиальная тепловая схема ПГУ-300 с паротурбинной установкой на докритические параметры: ГТУ – газотурбинная установка; ПТУ – паротурбинная установка; G – генератор; N – электрическая мощность; ПК – паровой котел; ПГ, ТВД, ТНД – парогенератор, теплообменник высокого давления, теплообменник низкого давления котла-утилизатора; П1-5 – регенеративные подогреватели; Д – деаэратор; К – конденсатор; ПН, КН – питательный и конденсатный насосы; РОУ – редукционно-охлаждающая установка; цифрами обозначены давления, температуры, расходы и энтальпии рабочих тел в соответствующих точках тепловой схемы

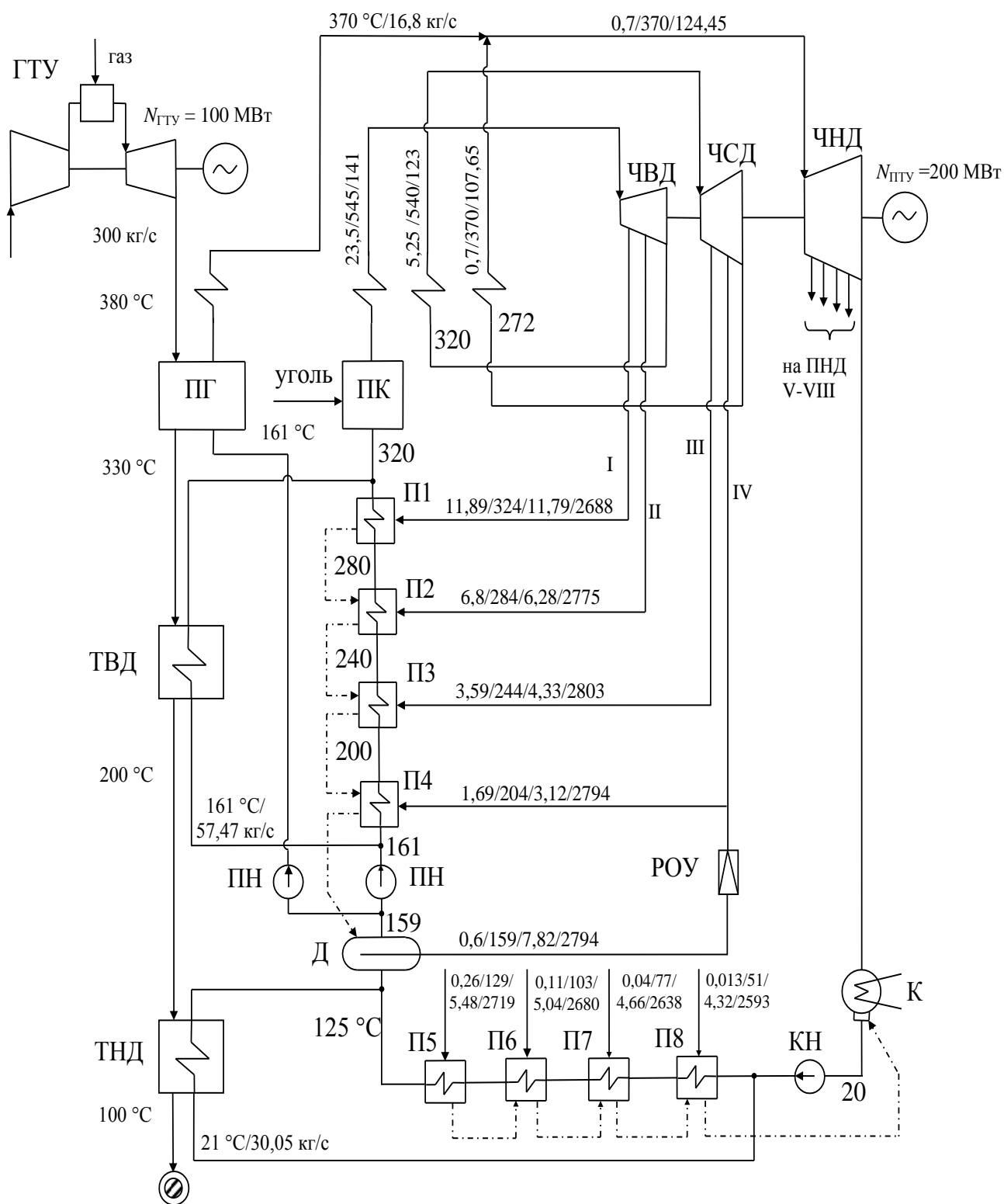


Рисунок 3.11 – Принципиальная тепловая схема ПГУ-300 с паротурбинной установкой на закритические параметры: обозначения те же, что и на рисунке 3.10

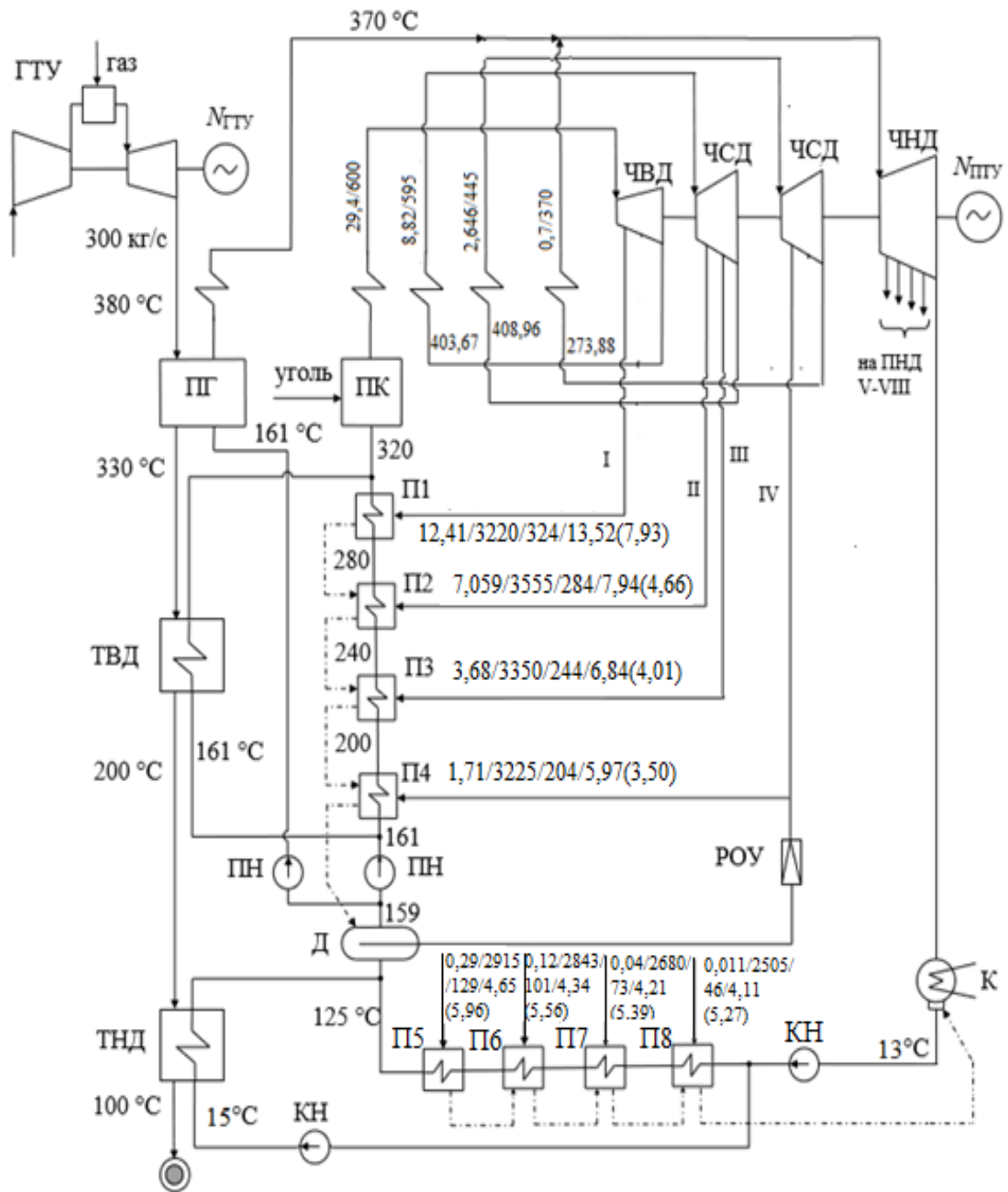


Рисунок 3.12 – Принципиальная тепловая схема ПГУ-300 с паротурбинной установкой на суперсверхкритические параметры (ССКП): обозначения те же, что и на рисунке 3.10

Сравнение проведено при исполнении двухтопливной ПГУ в трех вариантах, отличающихся циклом Ренкина (Таблица 3.3). В первом случае цикл Ренкина выполнен на суперсверхкритические параметры пара (29,4 МПа, рисунок 3.12), во

втором – на закритические параметры пара (24 МПа, Рисунок 3.11), в третьем – на докритические (13 МПа, Рисунок 3.10).

Таблица 3.3 – КПД и расходы топлива разными установками при их установленной мощности 300 МВт

Наименование показателя*	ПТУ	ПГУ(д)	ПГУ(б)
КПД нетто**	0,43/0,42/0,4	0,52/0,51/0,49	0,6
Удельный расход условного топлива, кг у.т/(кВт·ч)			
Уголь	0,286/0,292/0,307	–	–
Газ	–	–	0,205
Секундный расход условного топлива брутто, кг у.т./с			
Уголь	21,5/22,7/23,8	11,18/11,9/12,74	–
Газ	–	7,21/7,21/7,21	16,8
Годовой расход условного топлива, тыс.. т у.т			
Уголь	387/408/428	201/214/229	–
Газ	–	129/129/129	302
Всего	387/408/428	331/343/358	302
Соотношение цен газ/уголь при равной экономической эффективности**	Сравниваемые пары технологий		
	ПТУ-ПГУ(д)	ПГУ(д)– ПГУ(б)	ПГУ(б)–ПТУ
	4,53/4,82/5,09	0,47/0,49/0,53	1,28/1,35/1,41

* индекс «д» – двухтопливная; «б» – бинарная;

** для 30 МПа, для 24 МПа, для 13 МПа

При сравнении пары ПТУ–ПГУ(б) увеличение цены газа приведет к росту δ , следовательно, угольная технология станет предпочтительнее.

Сравнение пары ПТУ–ПГУ(д) проводится следующим образом. Если газ дороже угля менее, чем в δ раз ($\delta_{\text{факт.}} < \delta_{\text{расч.}}$), то двухтопливная технология будет предпочтительнее.

Для пары ПГУ(д)–ПГУ(б) двухтопливная технология предпочтительнее в случае, когда газ дороже угля более, чем в δ раз ($\delta_{\text{факт.}} > \delta_{\text{расч.}}$).

Выводы по третьей главе

1. Разработаны универсальные теоретические положения определения энергетической эффективности двухтопливных ПГУ параллельного типа и методические положения для определения конкурентоспособности таких установок в условиях изменения ценовых соотношений на топливо.
2. Показано, что для ПГУ параллельного типа с преимущественным сжиганием твердого топлива достижимыми являются значения КПД на уровне 55...56 %.
3. Приведены примеры тепловых схем и энергетических показателей двухтопливных ПГУ параллельного типа с различными параметрами пара в ПГУ с применением отечественных разработок и оборудования.
4. Показано, что двухтопливные ПГУ на суперсверхкритические параметры предпочтительнее по показателю термодинамической эффективности. При этом отмечено, что рост КПД двухтопливной ПГУ в 1,1 раза «медленнее», чем рост КПД традиционной ПГУ при переходе на суперсверхкритические параметры.
5. Показано, что двухтопливные ПГУ параллельного типа предпочтительнее традиционных пылеугольных энергоблоков в том случае, когда соотношение цен на топливо газ/уголь не превышает 5, и предпочтительнее бинарных ПГУ сбросного типа при соотношении цен на топливо газ/уголь более 0,5.

ГЛАВА 4 ОСНОВЫ МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ОПТИМИЗАЦИОННОМУ ИССЛЕДОВАНИЮ ЭНЕРГОБЛОКОВ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

4.1 Сущность подхода к технико-экономической оптимизации

Предлагаемый методический подход к оптимизационному исследованию рассматривается для ПГУ разного состава и назначения, и опирается на экспериментическую методологию оптимизации энергоблоков ТЭС, разрабатываемую на кафедре ТЭС НГТУ в последние годы [49 – 51].

Суть методологии заключается в следующем. Современные энергоблоки ТЭС являются сложными структурами, обладающими большим количеством взаимосвязей как внутри системы, так и с внешними по отношению к ней объектами. Следствием этих взаимосвязей является значительное количество факторов, влияющих на работоспособность системы. Главной задачей оценки технико-экономической эффективности энергоблоков с новыми технологиями является определение наиболее выгодного сочетания термодинамических, расходных, конструктивных, компоновочных параметров и вида технологической схемы, при выполнении всех внешних и внутренних ограничений на сооружение и функционирование [51, 52, 53]. При этом под внутренними понимаются ограничения внутрициклового и конструктивно-компоновочного характера, а под внешними – ограничения по связям с ЕЭС России (включая режимные особенности функционирования), ТЭК, экологической и социальной инфраструктур [55, 56, 57].

Определение наивыгоднейшего состава такой технической системы требует обоснования критерия эффективности как с точки зрения выполнения условий сопоставимости сравниваемых вариантов, так и с точки зрения определения законов распределения и доверительных интервалов влияющих факторов при неопределенности исходной информации. В предлагаемом подходе энергетические установки рассматриваются как энерготехнологические многоцелевые энергоблоки. Целью комплексной технико-экономической оптимизации энергоблоков явля-

ется выбор параметров термодинамического цикла и тепловой схемы, а также конструктивно-компоновочных параметров и характеристик энергооборудования с учетом всех внешних и внутренних ограничений. При этом в качестве внутренних ограничений выступают начальные параметры энергоблока, режимные факторы технологических процессов, конструктивные особенности оборудования и т.п., внешними ограничениями являются условия приведения расчетных вариантов к сопоставимому виду, которые учитывают влияние экологических, социальных, инфраструктурных факторов, включение блока в энергосистему, его готовность к несению нагрузки, работа в условиях несортовых поставок топлива и др.

В предлагаемой модели технико-экономического исследования заложены принципы эксергетической методологии [52, 58, 59, 60, 61] и методологии теории агрегативных систем [62, 63]. При этом анализ и оптимизация параметров функционирования энергоблоков выполняется путем последовательных операций. Энергоблок условно разбивается на несколько функционирующих частей, и представляется в виде эксергетической агрегативной системы. Выполняется математическое описание (моделирование) функционирования и использование этой модели при расчетах в вычислительном комплексе, имитирующем работу энергоблока [64, 65]. Проводится оптимизация параметров функционирования по условиям действия ограничивающих факторов.

В то же время, имитационная модель функционирования энергоблока должна иметь избыточную схему с тем расчетом, чтобы при исследовании реально функционирующего энергоблока (в зависимости от его конфигурации) можно было бы исключать из рассмотрения несуществующие в энергоблоке агрегаты и связи путем простого обнуления характеризующих их входных переменных.

Представляя энергоблок как сложную систему, с учетом ее агрегирования, когда под агрегатом в общем случае понимается некий преобразователь информации, осуществляется разбиение энергоблока на элементы, несущие потоки входной и выходной информации. Введение такой абстрактной схемы позволяет единообразно описывать все элементы технологической схемы энергоблока, причем, элемент выступает как объект, не подлежащий дальнейшему разбиению на

части, а в качестве таких элементов выступают более или менее самостоятельно функционирующие части энергоблока (парогазогенерирующая часть, часть высокого давления турбины, часть среднего и низкого давления турбины, система регенерации и технического водоснабжения и т.п.).

Пример разбиения парогазового энергоблока (как общий, в рамках настоящего подхода, случай ТЭС по виду отпускаемой продукции и виду технологической схемы) на функциональные части показан на Рисунке 4.1.

Здесь первая функционирующая часть включает в себя компрессор и камеру сгорания ГТУ, парогенератор со всеми вспомогательными системами – топливоподачи и топливоподготовки, очистки дымовых газов, ГЗУ и пр. Вторая часть включает газовую турбину и ЧВД паровой турбины. Третья часть состоит из ЧСНД турбины. Четвертая объединяет электрическое оборудование. Пятая представляет собой системы технического водоснабжения и регенерации питательной воды. Шестая включает оборудование по отпуску теплоэнергии потребителю.

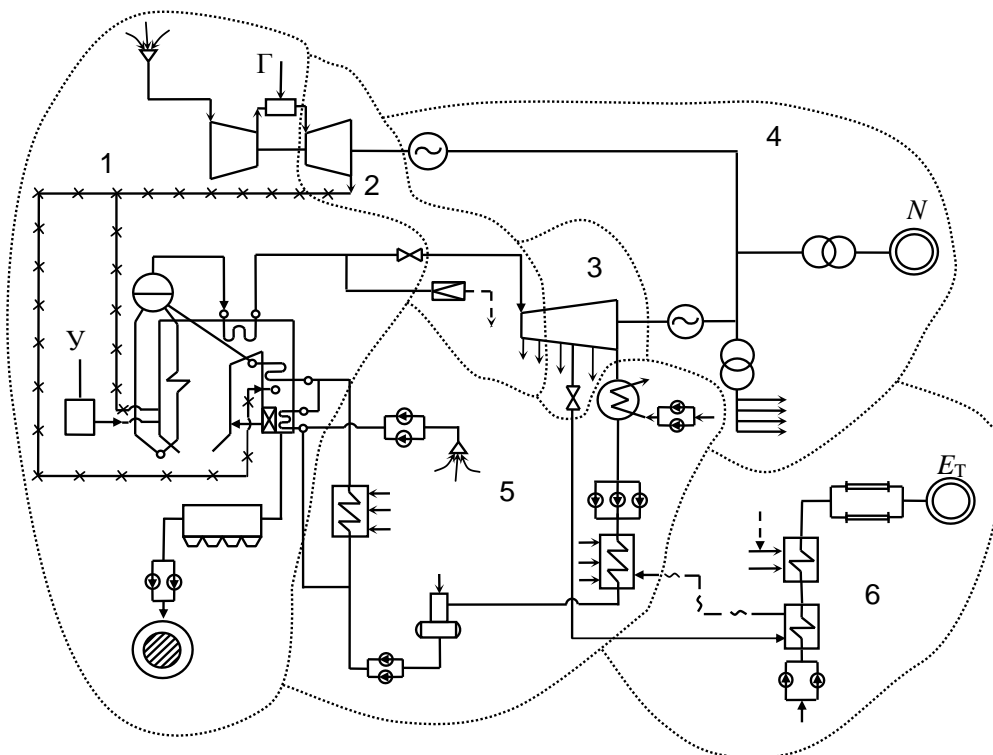


Рисунок 4.1 – Принципиальная структурно-функциональная схема ПГ-ТЭС и вариант разделения ее на функционирующие части: 0, 1...6 – функционирующие части; У, Г – уголь, газ; N, E_T – потребители электроэнергии и теплоэнергии

В таком представлении технологическая схема энергоблока по своей структуре будет эквивалентна некоему графу (Γ), в котором каждой самостоятельно функционирующей части (элементу системы) энергоблока $i \in I$ будет соответствовать вершина графа, а каждой связи $j \in J$ между функционирующими частями или внешними объектами – дуга графа:

$$\Gamma = (I, J). \quad (4.1)$$

Каждая функционирующая часть энергоблока, представленная на графе вершиной (Рисунок 4.2), рассматривается как преобразователь эксергии (то есть, многомерный технологический оператор, в котором направление преобразования эксергии задается направленностью процессов в энергоблоке), имеющий унифицированное математическое описание:

$$i = i(E_i^x, E_i^y, \eta_i, Z_i), \quad (4.2)$$

где $E_i^x = \sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x$ – подводимая эксергия; E_{ki}^x – эксергия, подводимая к функционирующей части с k -ым энергоносителем по k -му каналу связи (представленному в графе k -ой дугой); $V(i)$ – множество входов; $E_i^y = \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y$ – эксергетическая про-

изводительность функционирующей части; E_{ij}^y – эксергия, отводимая с j -ым энергоносителем по j -му каналу связи (представленному в графе j -ой дугой); $W(i)$ – множество выходов.

Эксергетическая эффективность функционирующей части определяется как:

$$\eta_i = \frac{E_i^y}{E_i^x}, \quad i \in I_2, \quad (4.3)$$

где $I_2 \in I$ – множество функционирующих частей энергоблока; множество I включает, кроме этого, множество источников топлива I_1 и энергопотребителей I_3 ;

функция Z_i характеризует затраты, связанные с созданием и функционированием i -ой части энергоблока.

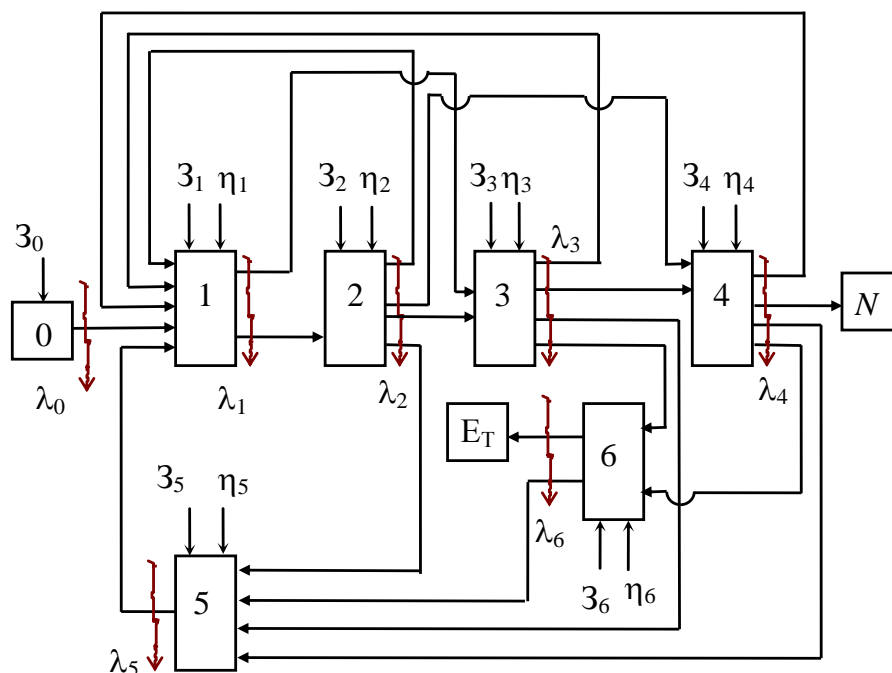


Рисунок 4.2 – Эксергетическая структурная схема (граф) энергоблока:

N , T – потребители электроэнергии и теплоэксергии

Такое представление энергоблока как сложной системы и разбиение его на подсистемы (элементарные функционирующие части), связанные перетоками материальных носителей эксергии (топливо, воздух, продукты сгорания, пар, вода, электроэнергия, механическая передача и пр.), позволяет осуществить единый методологический подход к количественному и качественному исследованию.

Расчет частей проводится последовательно и итерационно. По каждой дуге графа определяется эксергетическая производительность функционирующей части энергоблока. При моделировании удобно предполагать, что затраты в создание и функционирование каждой i -ой части энергоблока относятся к эксергии, производимой именно этой функционирующей частью, и переносятся с энергоносителями по соответствующим связям (дугам графа). Таким образом, эксергии, производимой каждой функционирующей частью энергоблока, соответствуют затраты, включающие в себя не только затраты собственно функционирующей ча-

сти, но и переносимые с подводимой эксергией $\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x$. Формально можно счи-

тать, что эксергия, произведенная i -ой частью $\left(\sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y \right)$ с затратами Z_i , «прода-

ется» этой частью по каждому собственному каналу связи, а эксергия, полученная

по какому-либо каналу связи $\left(\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x \right)$ – «покупается». Определяя эксергетиче-

ские производительности каждой функционирующей части E_i^y , $i \in I_2$, как неза-

висимые переменные – $E_i^y = \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y$, получаем уравнения связей (Рисунок 4.3):

$$-E_{ij}^y + E_{ij}^x(E_j^y, X_j) = 0, i \in I; (i, j) \in J, \quad (4.4)$$

где X_j – множество характерных для i -ой функционирующей части показателей (применяемых как комплекс решений по термодинамическим, расходным, конструктивным и схемным параметрам и показателям). Для каждой i -ой функционирующей части входными параметрами являются, E_{ki}^x , $k \in V(i)$; X_i ; Z_i (Рисунок 4.3), выходными – потоки эксергии E_{ij}^y , $j \in W(i)$. В этом случае, появляется возможность определить затраты Z_i через выходящие потоки эксергии и показатели X_i :

$$Z_i = Z_i(E_j^y, X_i). \quad (4.5)$$

Критерием оценки эффективности связей между функционирующими частями энергоблока является его работа, с минимальными издержками в каждом его сечении λ , то есть затраты в создание и функционирование энергоблока, определяемые как сумма затрат в его части должны стремиться к:

$$Z = \sum_i Z_i(E_i^x, X_i) \rightarrow \min. \quad (4.6)$$

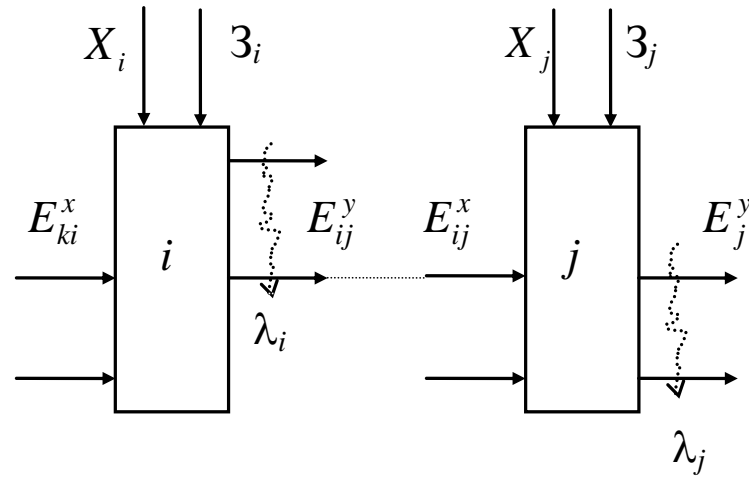


Рисунок 4.3 – Схема соединения функционирующих частей энергоблока

В этом случае, если фиксировать параметр X_i каждого i -го элемента энергоблока, то переменными будут только $E_i^y, E_{ij}^x, i \in V(j)$. Тогда решением задачи будет определение оптимальных значений эксергетических потоков (переменные E_{ij}^x, E_i^y), которые соответствуют минимальному значению функции Z . На оптимизируемые переменные в каждой i -ой функционирующей части наложены ограничения вида:

$$E_i^y \geq 0; E_i^x > 0; E_i^y \leq E_i^x, \quad (4.7)$$

что означает для реально работающего энергоблока работу агрегатов с потерей эксергии, связанной с необратимостью процессов в соответствии со вторым законом термодинамики.

Используя метод неопределенных множителей Лагранжа, можно получить выражение функции цели в виде:

$$L = \sum_i \left[3_i (E_i^y)_{X_i} - \lambda_i E_i^y + \lambda_i \sum_{i \in V(j)} E_{ij}^x (E_j^y)_{X_i} \right] = \sum L_i = L(E^X, E^Y, \Lambda), \quad (4.8)$$

где E^X – множество, компонентами которого служат все входные переменные всех функционирующих частей энергоблока; E^Y – множество оптимизируемых

переменных; Λ – множество, компонентами которого являются множители Лагранжа, которые будут, в соответствии с (4.5), некоторыми затратами на эксергию энергопродуктов, производимых i -ой функционирующей частью (Рисунок 4.4). Как видно, функция L_i имеет три составляющие. Первая представляет затраты в собственно i -ую функционирующую часть. Вторая составляющая учитывает полные затраты, связанные с производством эксергии E_i^y . Третья учитывает распределение полных затрат i -го элемента между энергоносителями $E_{ij}^y, i \in V(j)$.

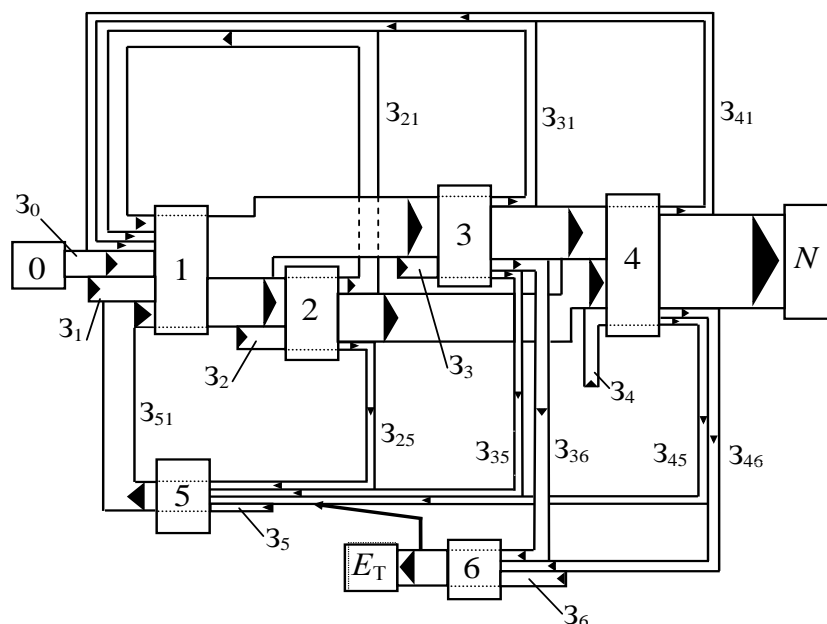


Рисунок 4.4 – Эксергетическая диаграмма затрат

Представим внешнюю среду, которая характеризуется множеством I_1 графа Γ , вершиной под нулевым номером. Компонентами множества X_i будут только показатели эксергетической эффективности $\eta_i, i \in I$. Тогда:

$$L = 3,6Ц_T \frac{E_0^y}{Q_i^r} + \sum_i \left[3_i (E_i^y)_{\eta_i} - \lambda_i E_i^y + \lambda_i \sum_{i \in V(j)} E_{ij}^x (E_j^y)_{\eta_i} \right], \quad (4.9)$$

где из Z_0 выделена топливная составляющая, равная $3,6\Pi_T E_0^y / Q_i^r$; Q_i^r – теплота сгорания, равная эксергии условного топлива; Π_T – стоимость топлива франко-бункер энергоблока, определяемая с учетом переработки, хранения и транспорта; E_0^y – годовой расход эксергии условного топлива, подводимого к энергоблоку. Расположение экстремума функции $L(E^X, E^Y, \Lambda)$ внутри области оптимизируемых значений можно определить из следующего условия: непрерывная функция $L(E^X, E^Y, \Lambda)$ от $I_2 + 1$ независимых переменных $E_0^y \dots E_i^y$ достигает минимума внутри области только при таких значениях переменных E_i^y , для которых $I_2 + 1$ частных производных $\partial L / \partial E_0^y, \dots, \partial L / \partial E_i^y$ одновременно обращаются в нуль:

$$\frac{\partial L}{\partial E_0^y} = 0,123 \cdot 10^{-3} \Pi_T - \lambda_0 + \frac{\partial Z_0}{\partial E_0^y} = 0;$$

$$\frac{\partial L}{\partial E_i^y} = \frac{\partial \left[\lambda_i \sum_{i \in V(i)} E_{ij}^x (E_j^y)_{\eta_i} \right]}{\partial E_i^y} - \lambda_i + \frac{\partial Z_i}{\partial E_i^y} = 0, \quad i \in I_2. \quad (4.10)$$

Из решения системы уравнений (4.4) находятся множители Лагранжа:

$$\lambda_0 = 0,123 \cdot 10^{-3} \Pi_T + \frac{\partial Z_0}{\partial E_0^y};$$

$$\lambda_i = \frac{\partial \left[\lambda_i \sum_{i \in V(i)} E_{ij}^x (E_j^y)_{\eta_i} \right]}{\partial E_i^y} + \frac{\partial Z_i}{\partial E_i^y}, \quad i \in I_2. \quad (4.11)$$

Не уменьшая общности результатов, представим энергоблок Γ -графом из шести функционирующих частей (Рисунок 4.3).

Обозначим:

$$F_{ij} = \frac{\eta_j E_{ij}^x}{E_j^y}, \quad (4.12)$$

где сформированные в энергоблоке связи между функционирующими частями $(i,j) = (01, 12, 13, 21, 24, 25, 31, 34, 35, 36, 41, 45, 46, 51, 65)$, тогда с учетом некоторых преобразований функция Лагранжа:

$$\begin{aligned} L = & 0,123 \cdot \Pi_T \cdot 10^{-3} E_0 + \lambda_0 \left(\sum_{j=1} F_{0j} E_{0j} \eta_j^{-1} - E_0 \right) + \lambda_1 \left(\sum_{j=2,3} F_{1j} E_{1j} \eta_j^{-1} - E_1 \right) + \\ & + \lambda_2 \left(\sum_{j=1,4,5} F_{2j} E_{2j} \eta_j^{-1} - E_2 \right) + \lambda_3 \left(\sum_{j=1,4,5,6} F_{3j} E_{3j} \eta_j^{-1} - E_3 \right) + \lambda_4 \left(\sum_{j=1,5,6} F_{4j} E_{4j} \eta_j^{-1} + N - E_4 \right) + \\ & + \lambda_5 \left(\sum_{j=1} F_{5j} E_{5j} \eta_j^{-1} - E_5 \right) + \lambda_6 \left(\sum_{j=5} F_{6j} E_{6j} \eta_j^{-1} + E_T - E_6 \right) + \sum_{j=0}^6 3_j (E_j^y)_{\eta_j}. \end{aligned} \quad (4.13)$$

Система уравнений:

$$\begin{aligned} L'_0 &= (\partial L / \partial E_0), \dots, L'_6 = (\partial L / \partial E_6): \\ L'_0 &= 0,123 \cdot \Pi_T \cdot 10^{-3} + 3'_0 - \lambda_0 = 0, \\ L'_1 &= \sum_{i=0,2,3,4,5} \lambda_i F_{i1} \eta_1^{-1} - \lambda_1 + 3'_1 = 0, \\ L'_2 &= \lambda_1 \eta_2^{-1} - \lambda_2 + 3'_2 = 0, \\ L'_3 &= \lambda_1 \eta_3^{-1} - \lambda_3 + 3'_3 = 0, \\ L'_4 &= \sum_{i=2,3} \lambda_i F_{i4} \eta_4^{-1} - \lambda_4 + 3'_4 = 0, \\ L'_5 &= \sum_{i=2,3,4,6} \lambda_i F_{i5} \eta_5^{-1} - \lambda_5 + 3'_5 = 0, \\ L'_6 &= \sum_{i=3,4} \lambda_i F_{i6} \eta_6^{-1} - \lambda_6 + 3'_6 = 0, \\ 3'_i &= (\partial 3_i / \partial E_i). \end{aligned} \quad (4.14)$$

Из решения системы (4.14) определяются множители Лагранжа, характеризующие удельные затраты на отпускаемую эксергию: первой функционирующей частью (с паром, с газом после камеры сгорания ГТУ, с синтез-газом после газификатора и др.):

$$\lambda_{1=}\eta_{12}^{-1}\left[0,123\cdot C_T\cdot 10^{-3}+F_{01}^{-1}\left(\sum_{i=0}^5 3'_j F_{i1}+\sum 3_i \eta_i \prod F_{ij} \eta_i^{-1}\right)\right]; \quad (4.15)$$

на отпускаемую электроэнергию:

$$\lambda_{4=}\eta_{4N}^{-1}\left[0,123\cdot C_T\cdot 10^{-3}+F_{01}^{-1}\left(\sum_{i=0}^5 3'_i F_{i1}+\sum 3'_i \eta_i \prod F_{ij} \eta_i^{-1}\right)\right]+\eta_4^{-1}\sum_{i=2}^4 3'_i F_{i4}; \quad (4.16)$$

и на отпускаемую теплоэксергию:

$$\begin{aligned} \lambda_{6=}\eta_{6T}^{-1}\left[0,123\cdot C_T\cdot 10^{-3}+F_{01}^{-1}\left(\sum_{i=0}^5 3'_i F_{i1}+\sum 3'_i \eta_i \prod F_{ij} \eta_i^{-1}\right)\right](F_{46}+\eta_2 \eta_4 \varepsilon_N F_{36})+ \\ +(\eta_4 \eta_6)^{-1} F_{46} \sum_{i=2}^4 3'_i F_{i4}+\eta_6^{-1} 3'_6 (F_{36}+\eta_6). \end{aligned} \quad (4.17)$$

В этих выражениях $(i, j) = \{24, 41; 34, 41; 25, 51; 35, 51; 45, 51; 65, 51; 24, 45, 51; 34, 45, 51; 36, 65, 51; 24, 46, 65, 51; 34, 46, 65, 51\}$ и отражают сформированные эксергетические связи:

$$\begin{aligned} \sum 3'_i \eta_i \prod F_{ij} \eta_i^{-1} = 3'_2 \eta_2 (F_{24} \eta_2^{-1})(F_{41} \eta_4^{-1}) + 3'_3 \eta_3 (F_{34} \eta_3^{-1})(F_{41} \eta_4^{-1}) + \dots \\ + 3'_2 \eta_2 (F_{24} \eta_2^{-1})(F_{46} \eta_4^{-1})(F_{65} \eta_6^{-1})(F_{51} \eta_5^{-1}) + \\ + 3'_3 \eta_3 (F_{34} \eta_3^{-1})(F_{46} \eta_4^{-1})(F_{65} \eta_6^{-1})(F_{51} \eta_5^{-1}). \end{aligned} \quad (4.18)$$

После некоторых преобразований можно записать:

$$\begin{aligned}
\lambda_1 &= Z_0^* \lambda_0 + \sum_{i=1}^6 Z_i^* \mathfrak{Z}'_i, \\
\lambda_4 &= Z_0 \lambda_0 + \sum_{i=1}^6 Z_i \mathfrak{Z}'_i, \\
\lambda_6 &= \hat{Z}_0 \lambda_0 + \sum_{i=1}^6 \hat{Z}_i \mathfrak{Z}'_i.
\end{aligned} \tag{4.19}$$

Здесь:

$$\begin{aligned}
Z_0^* &= \eta_{12}^{-1}; \quad Z_i^* = (\eta_{12} F_{01})^{-1} \sum \eta_i \prod F_{ij} \eta_i^{-1}, \\
i \in I_2 \wedge (i, j) &= \begin{cases} i = 1 \wedge (i, j) = 11; \\ i = 2 \wedge (i, j) = (21; 24, 41; 25, 51; 24, 45, 51; 24, 46, 65, 51); \\ i = 3 \wedge (i, j) = (31; 34, 41; 35, 51; 34, 45, 51; 36, 65, 51; 34, 46, 65, 51); \\ i = 4 \wedge (i, j) = (41; 45, 51; 46, 65, 51); \\ i = 5 \wedge (i, j) = (51); \\ i = 6 \wedge (i, j) = (65, 51); \end{cases}
\end{aligned}$$

$$\lambda_0 = 0,123 \cdot \Pi_{\Gamma} \cdot 10^{-3} + \mathfrak{Z}'_0;$$

$$Z_i = Z_i^* \eta_{12} \eta_{4N}^{-1} + F_{i4} \eta_4^{-1},$$

где:

$$\begin{aligned}
(i, j) \notin J, \quad F_{ij} &= 0; \quad \hat{Z}_i = Z_i^* F_{36} (\eta_3 \eta_6)^{-1} + Z_i F_{46} \eta_6^{-1}, \\
i = 1, \dots, 5; \quad \hat{Z}_6 &= Z_6^* F_{36} (\eta_3 \eta_6)^{-1} + Z_6 F_{46} \eta_6^{-1} + F_{36} \eta_6^{-1} + 1.
\end{aligned}$$

Из (4.19) после соответствующих преобразований находятся эксергетические КПД по отпуску:

1. эксергии (с паром, продуктами сгорания, синтез-газом и др.) первой функционирующей частью:

$$\eta_{12} = \eta_{1S} = \eta_1 \varepsilon_S; \tag{4.20}$$

2. электроэнергии:

$$\eta_{4N} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_S \varepsilon_N ; \quad (4.21)$$

3. теплоэксергии (с технологическим паром и сетевой водой):

$$\eta_{6T} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_6 \varepsilon_S \varepsilon_N . \quad (4.22)$$

Таким образом, эксергетическая эффективность многоцелевых энергоблоков оценивается векторным эксергетическим КПД:

$$\eta_e = \{ \eta_{1S}, \eta_{4N}, \eta_{6T} \} \quad (4.23)$$

по отпуску: химической эксергии с синтез-газом (отпускаемый от газификатора в составе энергоблока), электроэнергии, теплоэксергии (для теплофикации).

В этих выражениях ε_S – это структурный коэффициент эксергетических связей, учитывающий взаимосвязи между функционирующими частями энергоблока, а также внешние системные связи:

$$\varepsilon_S = F_{01}^{-1} \cdot [1 - \eta_1^{-1} \sum \Pi F_{ij} \eta_i^{-1}] . \quad (4.24)$$

Очевидно, что для схемы энергоблока без обратных связей, с последовательным соединением агрегатов и нулевыми эксергетическими потерями

$$\sum \Pi F_{ij} \eta_i^{-1} = 0, \quad \varepsilon_S = 1 .$$

При мощных обратных связях, например, в виде затрат эксергии на собственные нужды и (или) больших эксергетических потерях, когда эксергетическая производительность энергоблока становится равной нулю, ($\varepsilon_S = 0$)

$$\eta_1^{-1} \sum \Pi F_{ij} \eta_i^{-1} = 1 .$$

Так как F_{ij} сопряжены внутрицикловыми параметрами энергоблока и через них – с параметрами «внешней среды» (что особенно проявляется при оптимизационных технико-экономических расчетах), то принципиально структурный ко-

ээффициент ε_S учитывает влияние замыкающих энергоустановок и химических производств, факторов экологического воздействия, надежности и резерва, графиков нагрузки и других, влияющих и системных факторов.

Эксергетический коэффициент внутрициклового возврата потерь теплоты в турбоагрегате:

$$\varepsilon_N = \left(\eta_2 \eta_3 \sum_{i=2,3} F_{i4} \eta_i^{-1} \right)^{-1}. \quad (4.25)$$

В идеальном случае (то есть при отсутствии эксергетических потерь в турбоагрегате) $\varepsilon_N = 1$, в реальном – $\varepsilon_N > 1$.

Нетрудно видеть, что эффективность отпуска энергоносителей в энергоблоке, имеющем структурную схему с обратными связями, определяется не только эффективностью собственно «технологических линий», образованных последовательно связанными функционирующими частями (Рисунок 4.3), но и зависит от взаимосвязей между всеми функционирующими частями энергоблока, характеризующихся структурным коэффициентом ε_S . Чем ближе ε_S к единице, тем эксергетически совершеннее структурная схема.

Область эффективного использования такого подхода относится к задачам, в которых исследуются многоцелевые энергоблоки со сложными структурными схемами (что характерно для схем ПГУ) при отпуске энергопродуктов одновременно как на выходе из энергоблока, так и на разных участках процесса эксергетических преобразований [66 – 79].

4.2 Критерий технико-экономической эффективности

При комплексном эксергетическом анализе энергоблоков сравнение и отбор наиболее выгодных вариантов производится по критерию технико-экономической эффективности.

Общий интегральный эффект можно определить как разность между общим интегральным результатом от производственной деятельности объекта и общими

интегральными затратами [80, 81] и рассматривается как интегральный социально-экономический эффект, учитывающий влияющие системные факторы [80],

$$W = \sum_{\tau=0}^{\tau_p} (S_{\tau} - Z_{\tau})(1 + E_D)^{-\tau}, \quad (4.26)$$

где Z_{τ} учитывает отчисления на амортизацию. При этом относительная ценность проекта определяется как

$$\eta_W = \frac{\sum_{\tau=0}^{\tau_p} (S_{\tau} - Z_{\tau})(1 + E_D)^{-\tau}}{\sum_{\tau=0}^{\tau_p} Z_{\tau}(1 + E_D)^{-\tau}} = \frac{\frac{1}{\tau_p} W}{\frac{1}{\tau_p} \sum_{\tau=0}^{\tau_p} Z_{\tau}(1 + E_D)^{-\tau}} = \eta_Z - 1. \quad (4.27)$$

Здесь

$$\eta_Z = \frac{S}{Z} = \frac{\left[\sum_{\tau=0}^{\tau_p} S_{\tau}(1 + E_D)^{-\tau} \right] \frac{1}{\tau_p}}{\left[\sum_{\tau=0}^{\tau_p} Z_{\tau}(1 + E_D)^{-\tau} \right] \frac{1}{\tau_p}} \quad (4.28)$$

и характеризует относительную эффективность эксплуатации инвестиций, а S и Z определяются как среднегодовые значения составляющих интегрального эффекта за весь срок жизни τ_p .

Определяющим технико-экономическим параметром являются среднегодовые затраты, а критерий технико-экономической эффективности с учетом (4.19) будет иметь вид:

$$\eta_Z = \frac{\sum_{\tau} \Pi_S E_{1S} + \sum_{\tau} \Pi_N N + \sum_{\tau} \Pi_E E_6}{\sum_{\tau} \lambda_1 E_{1S} + \sum_{\tau} \lambda_4 N + \sum_{\tau} \lambda_6 E_6}, \quad (4.29)$$

где C_S, C_N, C_E – получаемая плата за химическую эксергию (отпускаемого синтез-газа), электроэнергию и теплоэксергию в данном τ -ом году; E_{IS}, N, E_T – отпущенные в τ -ом году потребителю химическая эксергия, электроэнергия и теплоэксергия.

Для того чтобы исследуемый энергоблок был рентабельным, критерий эффективности должен быть больше единицы

$$\eta_Z > 1 \quad (4.30)$$

и чем он выше, тем эффективнее рассматриваемый вариант энергоблока ТЭС [82, 83].

Таким образом, условия рыночного ценообразования отражены в предлагаемом подходе в виде прогнозируемых цен за отпускаемую энергопродукцию (C_S, C_N, C_E), интересы инвестора учитываются нормой аннуитета в виде ежегодных отчислений с величины капиталовложений, а эксергетический подход, позволяющий учесть разнесение затрат на отпуск каждого вида продукции, удельными эксергетическими технико-экономическими затратами $\lambda_1, \lambda_4, \lambda_6$.

С учетом инфляции W может быть определено как [84]:

$$W = d_{cp} (S - 3) + d_{cp} \frac{E_D (1 + E_D)^{\tau_p}}{(1 + E_D)^{\tau_p} - 1} \cdot K_{\Sigma} - \frac{1}{\tau_p} K_{\Sigma}, \quad (4.31)$$

где K_{Σ} – капиталовложения в ТЭС; d_{cp} – средний (за τ_p) коэффициент комплексного учета инфляции, налогов и ставки доходности:

$$d_{cp} = \frac{1-n}{\tau_p} \int_{\tau=0}^{\tau_p} \left(\frac{1+\pi}{1+E_D} \right)^{\tau} d\tau; \quad (4.32)$$

n – коэффициент, учитывающий налоги; π – средний темп инфляции.

Тогда относительный интегральный эффект:

$$\frac{W}{3d_{cp}} = \frac{S}{3} - 1 - \left\{ E_D \frac{K_{\Sigma}}{3} \left(\frac{1}{E_D d_{cp} \tau_p} - 1 \right) \right\}, \quad (4.33)$$

где учтено, что при характерном для ТЭС значении τ_p

$$E_D (1 + E_D)^{\tau_p} / \left[(1 + E_D)^{\tau_p} - 1 \right] \approx E_D. \quad (4.34)$$

Выделяя из (4.34) основополагающую часть, получаем эксергетический критерий технико-экономической эффективности:

$$\eta_Z = \frac{S}{3} \left\{ 1 - E_D \frac{K_{\Sigma}}{S} \left(\frac{1}{E_D d_{cp} \tau_p} - 1 \right) \right\}, \quad (4.35)$$

характеризующий превышение результатов над затратами (когда $\eta_Z > 1$) при учете инфляции и налогов.

Критерий технико-экономической эффективности η_Z полностью определяется значениями термодинамических, расходных и конструктивных параметров, параметров вида технологической схемы энергоблока, а также значениями внешних влияющих факторов.

В условиях неопределенной исходной информации применяется подход, основанный на том, что вся исходная информация представлена в виде случайных величин [80] с диапазоном их изменения и законом их распределения.

Тогда *критерий технико-экономической эффективности примет вероятностный вид:*

$$\tilde{\eta}_Z = M_G [\eta_Z] - \Delta \eta_Z, \quad (4.36)$$

где $\Delta \eta_Z = \nu \sqrt{D_G(\eta_Z)}$; M_G , D_G – математическое ожидание и дисперсия случайной функции; G – множество внешних связей и исходных данных с известными законами распределения случайных компонент; ν – коэффициент, характеризующий расчетный уровень достоверности определения $\tilde{\eta}_Z$.

Знак «минус» в (4.36) означает пессимистический уровень оценки критерия, то есть $\tilde{\eta}_Z$ учитывает только перерасход затрат, что, как правило, и отражает практика строительства и техперевооружения энергетических объектов [80].

Составляющие критерия $\tilde{\eta}_Z$ (матожидания и дисперсии доходной и расходной составляющих):

$$\begin{aligned} M_G[S] &= M_G\left[\sum \Pi_\gamma E_\gamma\right]; D_S = M_G[S^2] - \tilde{S}^2; \\ M_G[Z] &= M_G\left[\sum Z_\gamma\right]; D_Z = M_G[Z^2] - \tilde{Z}^2, \end{aligned} \quad (4.37)$$

где Π_γ – плата, получаемая за отпущенную продукцию γ -го вида; E_γ – отпущенная потребителю продукция γ -го вида (как частный случай, для традиционной ТЭЦ – электроэнергия и теплоэнергия); Z_γ – составляющие затрат, учитывающие влияющие функциональные и системные факторы.

Если на первом этапе вариантных расчетов и анализа ограничится детерминированной оценкой S , $E_D\left(\frac{1}{E_D d_{cp} \tau_p} - 1\right)$, получим:

$$\tilde{\eta}_Z = \frac{S}{M_G(Z)} \left\{ 1 - \frac{M_G[K_\Sigma]}{S} E_D\left(\frac{1}{E_D d_{cp} \tau_p} - 1\right) \right\} - \Delta\eta_Z. \quad (4.38)$$

Практика постоянно подтверждает разброс технико-экономических показателей, даже для так называемых типовых сооружаемых энергоблоков электростанций. Для энергоблоков с неосвоенным оборудованием подобный разброс может быть еще более существенным. Вместе с тем, с определенным допущением влияние изменяющихся условий можно оценить как влияние случайных событий. Можно принять капиталовложения как математическое ожидание, возможные отклонения от этой величины определять с учетом расчетного уровня достоверности γ_p в зависимости от принимаемого интервала отклонений $\pm\Delta P$ [63]. Величина $\pm\Delta P$ характеризует принимаемые относительные диапазоны текущих отклонений физических значений капиталовложений от среднего значения K_{cp} (математического ожидания). Понятие уровня достоверности исходит из того, что вероятные изменения рассматриваемой случайной величины капиталовложений K с определенной вероятностью находятся в заданных интервалах отклонений ΔP . Принима-

емый в расчетах интервал изменений K связывает капиталовложения с новым, но важным понятием их расчетной достоверности:

$$K = K_{\text{ср}} \left[1 \pm \Delta P(\gamma_p) \right]. \quad (4.39)$$

Для энергоблоков, сооружаемых по типовым проектам, отклонения технико-экономических показателей от средних величин можно принять за вероятностный процесс (с законом распределения, приближенно определяемым статистической обработкой множества проектов).

Изложенный подход неоднозначного определения технико-экономических показателей может быть применен и для предварительной оценки вероятностного диапазона изменения аналогичных показателей новых типов энергоблоков.

4.3 Определяющие принципы сравниваемых вариантов

Приведенные к одному году эксплуатации затраты, с учетом [80], определяются по выражению:

$$Z = B \cdot Ц_T + \sum \sigma_m K_m + \Delta Z, \quad (4.40)$$

где B – годовой расход топлива энергоблоком; ΔZ – поправка к годовым затратам, учитывающая приведение вариантов к сопоставимому виду.

Величина относительного аннуитета, характеризующая ежегодную долю капитальных затрат и включающая ежегодный возврат капиталовложений (амортизацию) и проценты по ним определяется по выражению:

$$\sigma_m = \frac{E_D (1 + E_D)^{\tau_p}}{(1 + E_D)^{\tau_p} - 1} \approx E_D. \quad (4.41)$$

Как уже отмечалось выше, неизменным условием сопоставления сравниваемых вариантов является приведение их к одинаковому энергетическому эф-

фекту [80], то есть они должны удовлетворять тождественные по объему, составу, месту и времени потребности, и служить тождественным по характеру, объему, месту и времени целям экономической политики. На практике сравниваемые варианты, как правило, различаются по кругу объектов и отраслей производства, количеству, качеству и условиям дефицитности производимой продукции. Поэтому, применительно к энергоблокам ТЭС, сравниваемые варианты должны быть выровнены как по полезному отпуску в общем случае электроэнергии, теплоты и химической продукции, так и по обеспечению заданной надежности энергоснабжения. При этом должна соблюдаться тождественность воздействия сравниваемых вариантов на окружающую среду.

Настоящий методический подход учитывает то, что энергоблоки с новыми технологиями имеют не только внутрицикловой, но и общесистемный эффект, так как применение новых технологий на ТЭС, как правило, позволяет:

- повысить КПД;
- получить дополнительную выработку электроэнергии;
- вытеснить (в большей или меньшей степени) в энергосистеме (ЭС) пиковую резервную мощность;
- снизить экологическую нагрузку на ареал функционирования.

Сравнительная схема энергоснабжения потребителей от энергоблоков ТЭС с новыми технологиями и традиционной ТЭС совместно с КЭС показана на Рисунке 4.5.

В этом случае величина ΔZ , характеризующая приведение вариантов к сопоставимому виду, определяется как

$$\Delta Z = \delta_N Z_{ЗАМ} + \delta_{\uparrow} Z_{ЗАМ} + Z_P + Z_B + Z_T + Z_{TP} + Y_{\ominus} + Z_{УД} + Z_{ИФР} + \Theta_{зп}. \quad (4.42)$$

Здесь

- $\delta_N Z_{ЗАМ}$ – учитывает выравнивание вариантов по полезному отпуску электроэнергии и характеризует затраты в замещаемый энергоблок, который должен работать в режимах, аналогичных рассматриваемому;

- $\delta_{\uparrow} Z_{\text{ЗАМ}}$ – учитывает приращение затрат в замещаемый пиковый энергоблок, в случае если проектируемый энергоблок участвует в покрытии пиков графика нагрузки путем форсировки, отключения ПВД и т.п.;
- $Z_{\text{Р}}$ – учитывает затраты в создание и эксплуатацию резервного оборудования (резервные энергоблоки) и характеризует выравнивание вариантов по обеспечению и неизменности заданной надежности обеспечения продукцией с учетом графика нагрузки, коэффициентом готовности, режимными особенностями [80];
- $Z_{\text{В}}, Z_{\text{Т}}, Z_{\text{ТР}}$ – учитывают приведение вариантов к сопоставимому виду по степени загрязнения окружающей среды по затратам: в системы сокращения вредных выбросов; в системы, связанные с переходом на топливо с меньшим выходом вредных веществ; и обусловленные изменением высоты дымовой трубы соответственно;
- $U_{\text{Э}}$ – учитывает затраты, связанные с восстановлением экологической инфраструктуры, обусловленные компенсацией ущерба от загрязнения окружающей среды в зоне функционирования энергоблока;
- $Z_{\text{УД}}$ – учитывает затраты в энергосберегающую инфраструктуру, обусловленные выносом энергоблока из ареала функционирования и удалением от потребителей, если фоновые приземные концентрации в данном ареале превышают предельные (ПДК);
- $Z_{\text{ИНФ}}$ – учитывает затраты на создание производственной и социально-бытовой инфраструктуры;
- $\Theta_{\text{ЗП}}$ – учитывает расходы по содержанию штатного эксплуатационного и ремонтного персонала.

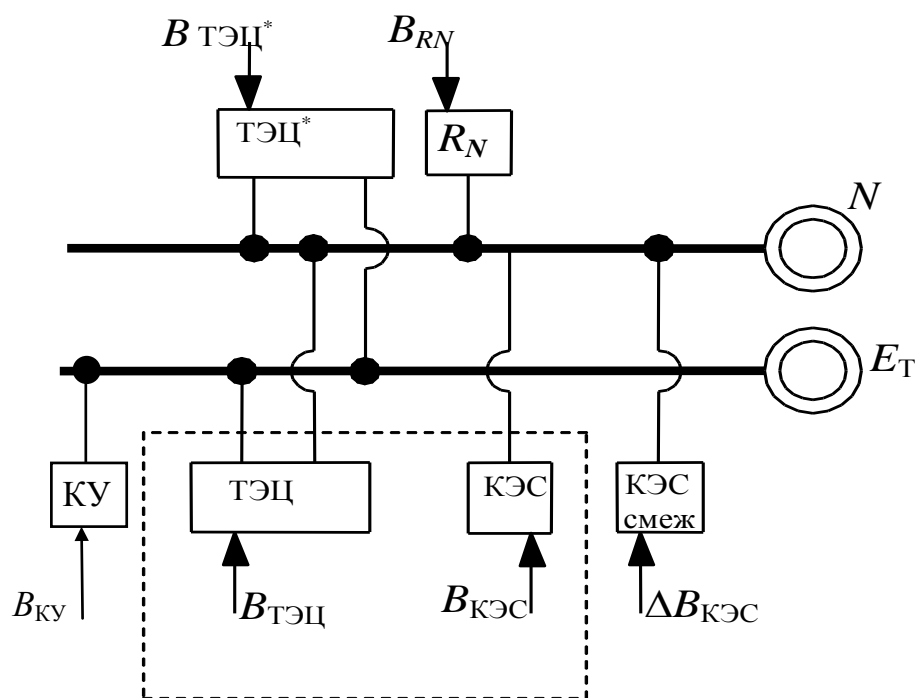


Рисунок 4.5 – Сравнительная схема энергоснабжения потребителей от ТЭЦ с новыми технологиями и традиционной ТЭЦ совместно с КЭС: R_N – резервная электрическая мощность; КЭС смежная – компенсирующая электрическая мощность из смежных систем (ФОРЭМ); B – соответствующие расходы топлива; ТЭЦ* – ТЭЦ с новой технологией; КУ – котельная

Предложенный подход расчета затрат по всем рассматриваемым вариантам исключает фактор несопоставимости вариантов. Если проанализировать выражения (4.40 и 4.42), то можно убедиться, что в общем случае приведенные затраты по энергоблоку полностью определяются значениями термодинамических, расходных и конструктивных параметров, технологическим профилем энергоблока и значениями внешних влияющих факторов.

4.4 Принципы и алгоритмы вычислительного комплекса для проведения расчетов по эксергетическому анализу энергоблоков

Для проведения эксергетического и технико-экономического анализа энергоблоков с традиционными и новыми технологиями разработан и эксплуатируется

в течение ряда лет вычислительный комплекс ОРТЭС (организация расчетов ТЭС). Принципиальная структурная схема ОРТЭС показана на Рисунке 4.6. Функциональной частью вычислительного комплекса является программа TEPLOT.

В этой программе для рассматриваемого типа энергоблока (или эквивалентного энергоблока – для ТЭС с поперечными связями) при номинальных электрической и тепловой мощности задаются: электрическая мощность N_r на r -ом режиме работы в соответствии с электрическим графиком нагрузки (среднезимним, среднелетним, минимальным, максимальным, за отопительный период, среднегодовым и т.п.); температура окружающего воздуха (текущая, средняя за отопительный период, среднегодовая, самого холодного месяца для данного ареала функционирования и т.п.), для которой (при качественном регулировании отпуска тепла) рассчитывается температурный и тепловой графики нагрузки при заданном коэффициенте теплофикации и определяется отпуск теплоты Q_{tr} , температуры прямой и обратной сетевой воды, давление пара в Т-отборе на r -ом режиме. Эти операторы составляют первый блок TEPLOT.

Во втором блоке для известных (на данном шаге расчета) начальных и конечных параметров пара, параметров промежуточного перегрева, питательной воды, П и Т-отборов формируется (с помощью управляющих и схемных параметров, характеризующих профили энергоблока с t -ой энерготехнологией) алгоритм, рассчитывается тепловая схема энергоблока с исследуемой энерготехнологией. В этих операторах в качестве независимых параметров $x_i \in X$ (i характеризует принадлежность параметра к какой-либо функциональной части энергоблока) рассматриваются начальные и конечные параметры пара, параметры промежуточного перегрева, питательной воды, коэффициент теплофикации, степень повышения давления и начальная температура газов ГТУ, параметры газификации и термической подготовки топлива и другие аналогичные в зависимости от t -ой энерготехнологии. Функционально зависимые параметры – $y_i \in Y$. К этим параметрам в частности относятся расходы рабочих сред, температурные напоры, передаваемые тепловые потоки, концентрации загрязняющих веществ, конструктивно-

компоновочные параметры элементов оборудования, массостоймостные характеристики, всевозможные коэффициенты и т.д. Многомерное вещественное пространство R^n включает множество независимых X и зависимых Y параметров.

Размерность пространства n обусловлена количеством оптимизируемых переменных, которые могут меняться в зависимости от энерготехнологии.

Условия протекания процессов в исследуемой технологии, системные и физико-технические ограничения представлены в виде равенств и неравенств

$$\begin{aligned} H(X, Y) &= 0, \\ F(X, Y) &\geq 0, \\ X^* &\leq X \leq X^{**}, \end{aligned} \quad (4.43)$$

где H, F – нелинейные вектор-функции ограничений в форме равенств (уравнения энергетического и расходного балансов, теплопередачи и др.) и в форме неравенств; X^*, X^{**} – векторы наименьших и наибольших значений.

Таким образом

$$R^n = \{X, Y | H(X, Y) = 0, F(X, Y) \geq 0, X^* \leq X \leq X^{**}\}. \quad (4.44)$$

Зависимости между параметрами описаны уравнениями энергетического, расходного и гидравлического балансов. Система уравнений балансов в элементах оборудования устанавливает такое соотношение между термодинамическими и расходными параметрами, которое обеспечивает получение заданной стационарной нагрузки энергоблока с определенными конструктивными параметрами элементов и параметрами вида технологической (в том числе и тепловой) схемы энергоблока.

Для каждого расчетного варианта тепловой схемы энергоблока и в зависимости от исследуемой технологии выполняются с совместной увязкой: тепловые и балансовые расчеты котла, турбины, регенеративных и сетевых подогревателей, конденсатора, газовой турбины, компрессора, основных трубопроводов, технических систем (топливоподдачи, пылеприготовления, тягодутьевой, отпуска теплоты, водоснабжения, золошлакоудаления, очистки и эвакуации дымовых газов); расчет

мощности собственных нужд; определение расходов топлива на котел, камеры сгорания, газификатор.

В соответствии с содержанием расчетов полная система операторов, кроме вышеперечисленных, включает процедуры: определения термодинамических параметры воды и водяного пара, перебора вариантов параметров, изменение типа и схемы энергоблока, режимных и экологических условий. В разработанном алгоритме используется максимально сложный исходный профиль энергоблока, а промежуточные варианты образуются как его части при использовании дискретных параметров ($1 \vee 0$) структурной схемы, которые исключают или включают оборудование (или группу оборудования) в схему. Кроме того изменения некоторых параметров однозначно связано с видом (профилем, структурной схемой) энергоблока.

Расчет тепловой схемы производится итерационно по отношению к расходу топлива на энергоблок.

В целом разработанная расчетная схема представляет собой совокупность математических моделей элементов (групп элементов) реально функционирующего энергоблока со связями. Каждой технологической связи между элементами (группами элементов) энергоблока соответствует информационная связь между моделями. Расчетная схема энергоблока построена с учетом её агрегирования и с использованием метода декомпозиции (уменьшения размерности схемы). При этом группы одинаковых, параллельно работающих и равномерно загруженных элементов технологической схемы энергоблока (параллельно работающие ГТУ, газификаторы, тягодутьевые установки, установки комбинированной системы теплофикации и др.), заменены на один элемент в расчетной схеме. В соответствии с методом декомпозиции, в технологической схеме энергоблока выделено несколько функционирующих частей, связи между которыми немногочисленны. Для каждой функционирующей части построена своя математическая модель. Модель функционирующей части в полной модели энергоблока является тем элементом (агрегатом, вершиной), который не подлежит дальнейшему делению.

Разработанные математические модели обеспечивают достаточно точное описание реальных процессов, как в рамках функционирующих частей, так и по информационным связям в соответствии с поставленными задачами исследования. Модели включают зависимости между входными и выходными расходно-термодинамическими параметрами, а также зависимости между этими параметрами и конструктивными характеристиками элементов, проверку параметров по всем видам ограничений, проверку допустимости расчетных значений (неотрицательность расходов, перепадов давлений, энергетических и материальных потоков и т.д.).

Все модели функционирующих частей согласованы между собой по входным параметрам (параметрам информационных связей).

В третьем блоке TEPLOT производится расчет показателей эксергетической экономичности функционирующих частей и в целом энергоблока.

В четвертом блоке TEPLOT рассчитываются надежность показатели энергоблока и определяется аварийный резерв.

В пятом блоке рассчитываются математические ожидания и дисперсии капиталовложений в агрегаты, технические системы, функционирующие части и в целом в энергоблок.

В шестом блоке TEPLOT рассчитываются математические ожидания и дисперсии интегральных затрат в функционирующие части и в целом в энергоблок, в инфраструктуру (энергосистемную и экологическую), определяются вероятностные значения критерия эффективности.

Реализованный подход характеризуется сопоставимыми или относительно близкими коммерческими показателями по вариантам энергоблоков, отличающихся техническими решениями по режимам, параметрам, тепловой схеме и оборудованию, либо металлоемкостью и габаритами оборудования. Поэтому при такой вариантности в известной степени сохраняются сроки службы оборудования и сроки строительства, кардинально не меняется уровень капиталовложений в

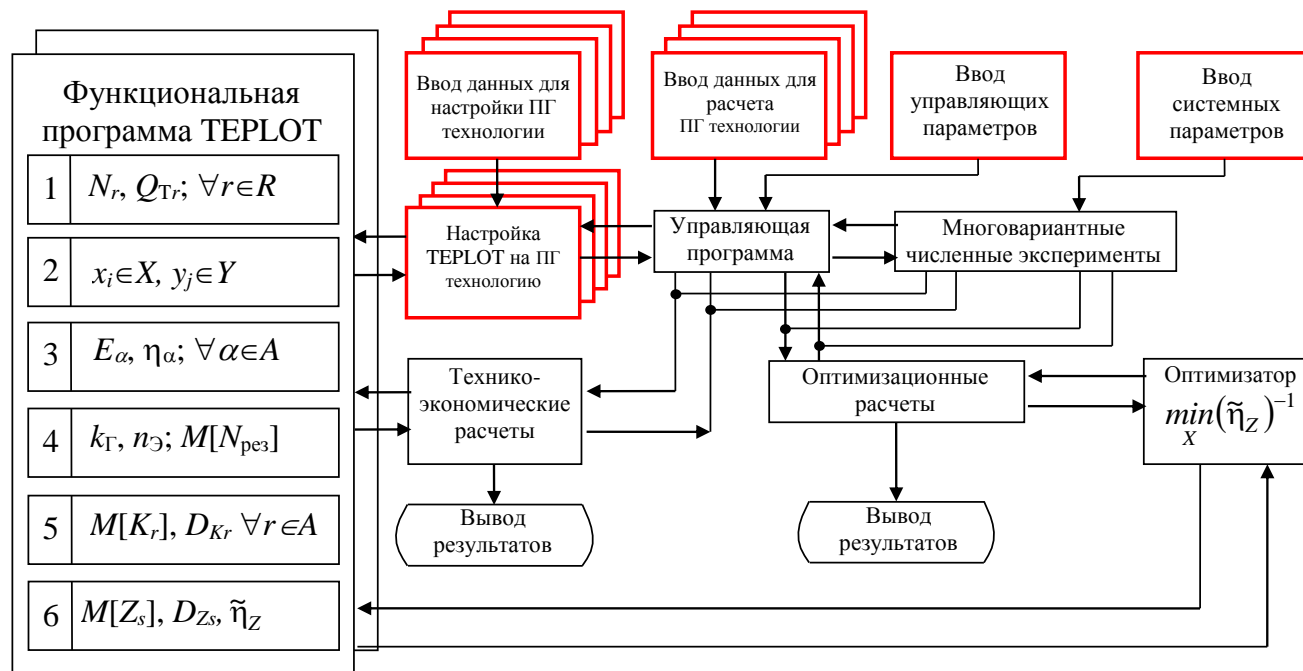


Рисунок 4.6 – Принципиальная структурная схема вычислительного комплекса ОПТЭС (оптимизационные расчеты ТЭС): 1 – расчет графиков нагрузки и определение r -го режима расчета; 2 – расчет тепловой схемы энергоблока и определение показателей тепловой экономичности; 3 – расчет показателей эксергетической экономичности функционирующих частей и в целом энергоблока; 4 – расчет надежностных показателей энергоблока, эквивалентирование энергосистемы и определение вероятного аварийного резерва; 5 – расчет математических ожиданий и дисперсий капиталовложений в агрегаты, технические системы в функционирующие части и в целом в энергоблок; 6 – расчет математических ожиданий и дисперсий интегральных затрат в функционирующие части и в целом в энергоблок, инфраструктуру, определение вероятностного значения критерия эффективности

оборудование традиционных типов и профилей, а также удельные стоимостные показатели обслуживания.

Сравниваемые варианты выравниваются (введением замещающих установок) по отпуску электроэнергии и теплоэнергии, по обеспечению заданной надежности энергоснабжения, по затратам в экологическую, промышленную и социальную инфраструктуры.

Оптимизатор ОРТЭС представлен как:

$$\left\{ \min_{x \in R^n} [\tilde{\eta}_Z(x)]^{-1} \left[\bar{\varphi}_u(\omega) = 0, u \in U \right] \right\}, \quad (4.45)$$

где $[\bar{\varphi}_u(\omega) = 0, u \in U]$ – формализованное представление ТЕРЛОТ; $\bar{\varphi}_u(\omega)$ – вероятностный логико-числовой оператор функциональных отношений; U – множество логико-числовых операторов; $\omega = (x, y, \Gamma, G, R^n, L)$ – информационная структура; Γ – множество энергоблоков; L – множество логических управляющих параметров; G – множество внешних связей и исходных данных с известными законами распределения случайных компонент.

Минимум целевой функции находится методом случайного направления поиска с учетом ограничений (4.43) и условий:

- допустимая область пространства R^n замкнута;
- функции $\tilde{\eta}_Z(x)$, $H(x, y)$, $F(x, y)$ являются непрерывными и дифференцируемыми в допустимой области;
- допустимая область в пространстве R^n не пуста и содержит такие значения компонент x и y , для которых удовлетворяются условия (4.42).

Расчеты проводятся следующим образом. В качестве начальной точки отсчета (X_0) задаются параметры традиционного энергоблока. В окрестностях точки определяется одно или несколько значений функции $[\tilde{\eta}_Z(x)]^{-1}$, на основании которых вычисляется новая точка X_1 . Далее процесс повторяется.

Направления изменения компонент X задаются случайными, все направления равновероятны, а движение к экстремуму осуществляется только тогда, ко-

гда результат данного случайного движения приводит к уменьшению функции цели.

Для определения показателей котлов и настройки их моделей в рамках ОПТЭС применяются специализированные программы ТРАКТ (ЗИО), и HEAT-KS (ЦКТИ), а при расчете газификаторов – программы НГТУ и ASTRA (МВТУ). Для настройки моделей других агрегатов и технических систем использованы материалы МоТЭП, РоТЭП, НоТЭП, ЦКТИ, ЛМЗ, «Новосибирскэнерго», «Иркутскэнерго», ИСЭМ СО РАН, МЭИ, СГТУ, КазНИИЭ, СибКОТЭС, ВТИ, данные заводов-изготовителей оборудования.

4.5 Оценка генерирующих мощностей парогазовых установок, вводимых в региональную энергетику в условиях топливно-энергетического баланса и системных ограничений

Оценка вводимых в регионе генерирующих мощностей (ГМ) ПГУ выполняется на основе марковской модели [85]:

$$\left\{ \tilde{Z}(\omega, \tau) \Big| \bar{\varphi}_r(\omega, \tau | \omega_0, \tau_0) = 0, \tau_0 < \tau, r \in R \right\}, \quad (4.46)$$

где $\bar{\varphi}_r$ – вероятностный логико-числовой оператор функциональных отношений; R – множество логико-числовых операторов; $\omega = \langle X, Y, G, \Gamma, M \rangle$ – информационная структура имитационно-вычислительной системы (ИВС); X, Y – матрицы независимых и зависимых числовых переменных с k -размерностью вектора типов энергоблоков и i -размерностями векторов независимых и зависимых числовых переменных для энергоблока k -го типа; $\Gamma_k \in \Gamma$ – граф энергоблока k -го типа; $G_k \in G$ – множество внешних связей энергоблока k -го типа; M – множество логических параметров, определяющих режимы функционирования ИВС.

Региональная энергетика в любой момент времени τ_0, \dots, τ_M находится в одном из состояний $0, 1, \dots, M$. Для каждого момента времени τ_0, \dots, τ_M принимается одно из возможных решений $0, \dots, P$. Рассматриваются такие стратегии управле-

ния ГМ, в которых принимаемое в момент τ решение зависит лишь от состояния в момент τ (и не зависит от предыдущих состояний). Стратегия развития ГМ определяется вектором $S = (S_0, \dots, S_M)$, где $S_V \in (0, \dots, P)$ – принимаемое решение для региональной энергетики, находящейся в V -м состоянии. Будем полагать, что эффективность принятого решения определяется функционалом \tilde{Z}_y , характеризующим вероятные удельные приведенные затраты:

$$\tilde{Z}_y = \sum x_k \tilde{Z}_k W_k / \sum x_k W_k, \quad (4.47)$$

где $x_k \in X$ – характеризует количество энергоблоков k -го типа; W_k – математическое ожидание годового отпуска электроэнергии энергоблоком k -го типа; $\tilde{Z}_k = \bar{\lambda}_k + v D_{\lambda k}^{0,5}$; $\bar{\lambda}_k$, $D_{\lambda k}$ – математическое ожидание и дисперсия k -х удельных приведенных затрат; v – аргумент функции нормального распределения вероятностей отклонений \tilde{Z}_k от $\bar{\lambda}_k$ при вероятностном доверительном интервале.

Решение для которого:

$$\left\{ \min_X \left[\tilde{Z}(\omega, \tau) \mid \bar{\varphi}_r(\omega, \tau) = 0 \right], X^* \leq X \leq X^{**}, \tau_0 < \tau, r \in R \right\}, \quad (4.48)$$

называется наивыгоднейшим при ограничениях на параметры X^* , X^{**} . Получив решения $\tilde{Z}_0^{\min}, \dots, \tilde{Z}_M^{\min}$, найдем наивыгоднейшую стратегию $S^0 = (S_0^0, \dots, S_M^0)$ управления развитием ГМ. При проведении вычислительных экспериментов на ИВС для момента времени τ_0 принимается исходная структура ГМ и задаются расчетные моменты времени τ_0, \dots, τ_M .

Вероятностный отпуск электроэнергии рассчитывается как:

$$W_\Gamma = \eta_{ec} \left\{ \sum x_k N_k \bar{\tau}_k \bar{R}_{BK} - \sum N_{DEM} \bar{\tau}_{DEM} \bar{R}_{B_{DEM}} + \sum N_R \bar{\tau}_R \bar{q}_k \right\}, \quad (4.49)$$

где N_k , $\bar{\tau}$, \bar{R}_B – соответственно номинальная (на шинах) мощность; математическое ожидание годового числа часов использования этой мощности; коэффици-

ента готовности энергоблока k -го типа; $\bar{q}_k = 1 - \bar{R}_B$; индексы DEM , R относятся к демонтируемым и резервным установкам; η_{EC} – КПД линии электропередач.

Установленная мощность (на перспективу):

$$N_C = \sum x_k N_k^{**} - \sum N_{DEM}^{**} + \sum N_R^{**} \pm \sum N_{\Pi}, \quad (4.50)$$

здесь $\sum N_{\Pi}$ – перетоки мощности из соседних энергосистем; индекс $**$ относится к k -й установленной мощности. Существующая мощность уменьшается за Δt на величину $\sum N_{DEM}^{**}$ демонтируемых мощностей.

Необходимая вероятностная резервная мощность:

$$\sum N_R^{**} = \left[v_R (\bar{n}_{\Xi} \bar{q}_{\Xi})^{0,5} + \bar{n}_{\Xi} \bar{q}_{\Xi} + 0,5 \right] \cdot \sum (x_k N_k)^2 \bar{q}_k (1 - \bar{q}_k), \quad (4.51)$$

где v_R – аргумент функции нормального распределения вероятностей отказов; \bar{n}_{Ξ} – математическое ожидание количества эквивалентных энергоблоков.

Входящие в (4.46, ..., 4.51) величины рассчитываются на основе комплексного эксергетического анализа энергоблоков.

Разработанный подход является универсальным и пригоден к использованию не только при анализе ввода ПГУ в энергетику региона. Он может использоваться для аналитических оценок ввода любых новых технологий.

Выводы по четвертой главе

1. Сформулированы научно-методические основы оптимизационного исследования энергоблоков ПГУ и эксергетического анализа энергоблоков ПГУ с использованием дифференциально-эксергетической методологии и учетом: неопределенности исходной информации; обратных связей в виде потоков эксергии и затрат на ее производство; векторных КПД в условиях разной «длины» технологических процессов по производству продукции; графиков

электрических и тепловых нагрузок; режимов работы; надежности энерго-снабжения; инфляции; требований к инфраструктуре.

2. Реализован программно-вычислительный комплекс, который позволяет вести эксергетический анализ ПГУ разного типа в вероятностной постановке для формирования информационной базы и обоснования рациональных областей использования парогазовых установок в региональной энергетике.
3. Разработан универсальный комплексный методический подход к оценке эффективности применения ПГУ в условиях топливно-энергетического баланса региона и системных ограничений.

ГЛАВА 5 ОПТИМИЗАЦИЯ ДВУХТОПЛИВНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ РЕГИОНАЛЬНОГО ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА

Выбор наивыгоднейших параметров и схем ПГУ обусловлен с одной стороны перспективностью и высокой эффективностью технологии, с другой – многообразием возможных сочетаний как серийно выпускаемых агрегатов и установок, так и возможностей проектирования новой техники. Технические решения возможны, в том числе, в рамках модернизации действующих установок без ограничений по применению первичного топлива. Во всех случаях решаются оптимизационные задачи.

В работе используются подходы к исследованию, развивающие эксергетическую методологию оценки эффективности энергоблоков на базе дифференциального эксергетического метода, разрабатываемого в НГТУ [50, 52, 56]. При использовании дифференциального эксергетического метода (как показано в главе 4) технологическая схема энергоблоков ТЭС разделяется на несколько функционирующих частей, из которых формируется структурная схема, а детализация структурной схемы определяется глубиной системных исследований.

При теплофикационной направленности установок, определяют КПД от пуска каждого вида продукции. При этом системы функционирующих частей исследуемых энергоблоков имеют последовательно-параллельную структуру, в которой реализованы обратные связи в соответствии с технологической схемой.

Кроме того, учитывается системный эффект, обусловленный вхождением исследуемого энергоблока в электрическую и тепловую сети, обеспечением необходимой надежности энергоснабжения и влиянием на экологическую инфраструктуру.

Реконструкция позволяет обеспечить повышение КПД при переходе от паротурбинной ТЭЦ к парогазовой схеме, а также использовать в топке энергетического котла твердое топливо и экономить природный газ для ПГ-ТЭЦ. Переход от последовательной к параллельно-последовательной структуре и частичное вытеснением менее экономичного аварийного резерва приводит к повышению надежностных показателей. Кроме того, снизится негативное воздействие на окружающую среду за счет использования ГТН на газе и создания в ареале функционирования экологического резерва.

Таким образом, при приведении вариантов к одинаковому эксергетическому эффекту системная экономия топлива составит, кг у.т/(кВт·ч)

- за счет различной эффективности ПГ-ТЭЦ и паротурбинной ТЭЦ при условии одинаковой надежности энергоснабжения,

$$\Delta b_1 = 0,123 \frac{1}{\eta_{ex}^{ПГУ}} \left[(1 - \xi_{ГТН}) \frac{\eta_{ex}^{ПГУ}}{\eta_{ex}^{ТЭЦ}} + \xi_{ГТН} \frac{\eta_{ex}^{ПГУ}}{\eta_{ex}^{КЭС}} - 1 \right]; \quad (5.1)$$

- за счет частичного вытеснения аварийного резерва при работе ПГ-ТЭЦ в системе энергоснабжения по сравнению с ПТ-ТЭЦ и замещаемой КЭС, при одинаковом покрытии графиков нагрузки

$$\Delta b_2 = 0,123 \left\{ \begin{aligned} & \xi_N \left(1 - \frac{K_{\Gamma 0}^N}{K_{\Gamma}^N} \right) \frac{1}{\eta_{ex}^{RN}} + \xi_E \left(1 - \frac{K_{\Gamma 0}^E}{K_{\Gamma}^E} \right) \frac{1}{\eta_{ex}^{RK}} + \\ & + \xi_{ГТН} \frac{1}{\eta_{ex}^{RN}} \left(1 - \frac{K_{\Gamma}^{КЭС}}{K_{\Gamma 0}^N} \right) \frac{K_{\Gamma 0}^N}{K_{\Gamma}^N} \end{aligned} \right\}; \quad (5.2)$$

- за счет различных режимных параметров при покрытии графиков нагрузки (при $K_{\Gamma}^N = idem$, $K_{\Gamma}^E = idem$)

$$\Delta b_3 = 0,123 \left\{ \left[\xi_N \left(1 - \frac{\varphi_{s0}}{\varphi_s} \right) + \xi_{ГТН} \left(1 - \frac{\varphi_s^{КЭС}}{\varphi_{s0}} \right) \frac{\varphi_{s0}}{\varphi_s} \right] \frac{1}{\eta_{ex}^{КЭС}} + \xi_E \left(1 - \frac{\varphi_{s0}}{\varphi_s} \right) \frac{1}{\eta_{ex}^{КУ}} \right\}, \quad (5.3)$$

- за счет разных экологических параметров

$$\Delta b_4 = 0,123(1 - \mu) \left(\xi_N \frac{1}{\eta_{ex}^{KЭС} \eta_{ЭЛ}} + \xi_E \frac{1}{\eta_{ex}^{КУ} \eta_{ТР}} - \frac{1}{\eta_{ex}^{ПГУ}} \right). \quad (5.4)$$

В выражениях (5.1 – 5.4) $\eta_{ex}^{ПГУ}$, $\eta_{ex}^{ТЭЦ}$, $\eta_{ex}^{KЭС}$ – эксергетические КПД;

$$\xi_{ГТН} = \frac{N_{ГТН} K_{\Gamma}^N}{NK_{\Gamma}^N + E_{\Gamma} K_{\Gamma}^E} - \text{доля отпуска электроэнергии от ГТН, характеризующая}$$

степень бинарности ПГ-ТЭЦ; K_{Γ}^N , K_{Γ}^E – коэффициенты готовности ПГ-ТЭЦ при работе в электроэнергосистеме и системе теплоснабжения; $N_{ГТН}$ – отпуск электроэнергии от ГТН (причем $N_{ГТН} = N_{KЭС}$ – отпуск электроэнергии от замещающей

КЭС); N , E_{Γ} – отпуск электроэнергии и теплоэксергии от ПГ-ТЭЦ; η_{ex}^{RN} , η_{ex}^{RK} – экс-

сергетические КПД резервных энергоблока и котельной; $K_{\Gamma 0}^N$, $K_{\Gamma 0}^E$, $K_{\Gamma}^{KЭС}$ – электрический и тепловой коэффициенты готовности замещающей ПТ-ТЭЦ и коэффи-

циент готовности замещающей КЭС; $\xi_N = \frac{NK_{\Gamma}^N}{NK_{\Gamma}^N + E_{\Gamma} K_{\Gamma}^E}$; $\xi_E = 1 - \xi_N$ – электри-

ческая и теплоэксергетическая доли отпуска эксергии от ПГ-ТЭЦ; φ_{s0} , $\varphi_s^{KЭС}$, φ_s –

вероятности стационарных режимов замещаемых ПТ-ТЭЦ и КЭС, а так же ПГ-

ТЭЦ; $\eta_{ex}^{КУ}$ – эксергетический КПД замещающей котельной; μ – коэффициент, ха-

рактеризующий относительную эмиссию вредных веществ в экологическую инфраструктуру из условия обеспечения ПДВ в данном ареале при работе ПГ-ТЭЦ по сравнению с ПТ-ТЭЦ и КЭС.

Эксергетический КПД ПГ-ТЭЦ

$$\eta_{ПГУ} = \frac{\eta_{ex}^{ТЭЦ}}{1 - \xi_{ГТН} \left\{ 1 - \frac{\eta_{ex}^{ТЭЦ}}{\eta_{ex}^{ГТН}} \left[1 - \psi_{ТЭЦ} (1 - \eta_{ex}^{ГТН}) \right] \right\}}, \quad (5.5)$$

где $\psi_{\text{ТЭЦ}}$ – доля теплоэнергии уходящих после ГТН газов, сбрасываемых в котел ПГ-ТЭЦ; $\eta_{\text{ex}}^{\text{ГТН}}$ – КПД ГТН.

Оптимальная степень повышения давления (σ_{Γ}) с учетом надежности и режимных показателей оценивается как

$$\sigma_{\Gamma} = \sigma_{\Gamma 0} - \frac{\sum_s \left[\frac{\partial}{\partial \sigma_{\Gamma}} \left(\sum_i \sum_s \Delta b_{is} \Delta \tau_s \right) \right] \Delta \tau_s}{\sum_s \left[\frac{\partial^2}{\partial \sigma_{\Gamma}^2} \left(\sum_i \sum_s \Delta b_{is} \Delta \tau_s \right) \right] \Delta \tau_s}, \quad (5.6)$$

где $\sigma_{\Gamma 0}$ – базовое значение степени повышения давления; Δb_{is} – удельная i -ая системная экономия топлива (по 5.3 – 5.6) на s -ом режиме продолжительностью $\Delta \tau_s$.

Сравнение рассчитанных оптимальных значения σ_{Γ} со степенями повышения давления коммерческих газотурбинных установок позволит выбрать те из них (с близкими к оптимальным значениям σ_{Γ}), применение которых в качестве ГТН в составе ПГ-ТЭЦ обеспечит максимальную системную экономию топлива.

Годовая системная экономия топлива за отопительный период $\tau_{\text{от}}$ определяется по выражению:

$$\Delta B = \sum_i \int_0^{\tau_{\text{от}}} \Delta b_i(\tau) d\tau \approx \sum_i \sum_s \Delta b_{is} \Delta \tau_s. \quad (5.7)$$

Исследование проведено для теплофикационных энергоблоков стандартных типоразмеров в диапазоне мощности 50...250 МВт. Удельная системная экономия топлива в зависимости от доли выработки электроэнергии ГТН представлена на Рисунке 5.2.

Из Рисунка 5.2 можно видеть, что величина Δb возрастает в 1,7 раза при увеличении в 2,1 раза степени доли выработки энергии за счет ГТУ (характеризуемой относительной мощностью газотурбинной надстройки $\xi_{\text{ГТН}}$) в составе ПГ-ТЭЦ. Эффективность ПГ-ТЭЦ возрастает на 5...7 % при увеличении отпуска теплоэнергии (ξ_E) в 1,3 раза. Расчеты также иллюстрируют, что путем газотурбин-

ной надстройки можно повысить эксергетический КПД паротурбинной ТЭЦ до 43 %.

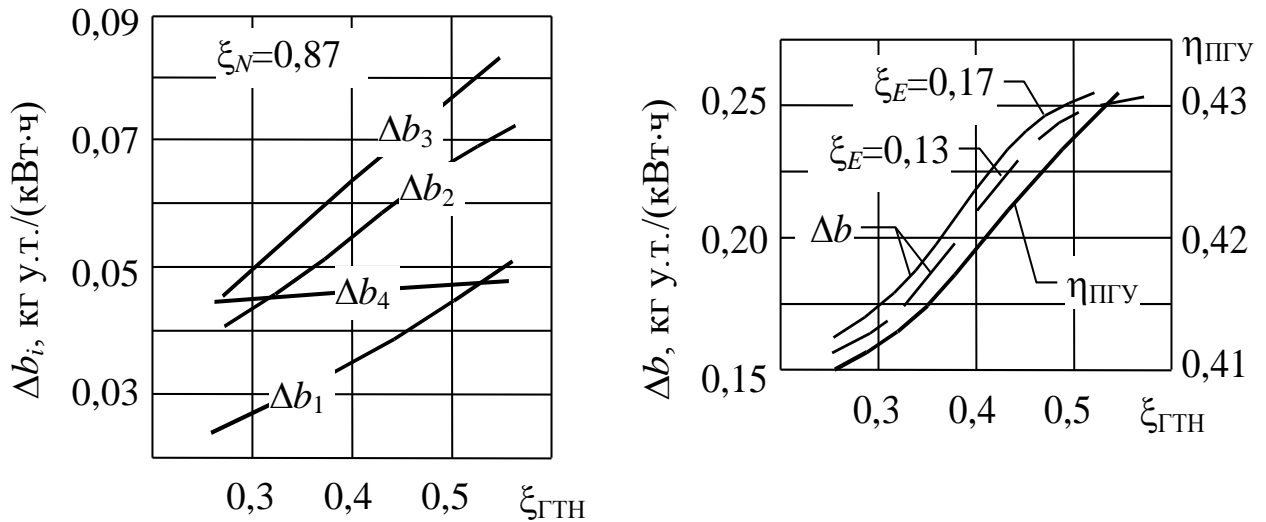


Рисунок 5.2 – Удельная системная экономия топлива в зависимости от доли выработки электроэнергии ГТН $\Delta b = f(\xi_{ГТН})$ при $\varphi_s = 0,796$

Надежностные показатели, используемые в расчетах, получены для функциональной схемы ПГ-ТЭЦ (Рисунок 5.1) и представлены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Надежностные показатели

Энергоустановки Показатели	ПГ-ТЭЦ	ПТ-ТЭЦ	КЭС замещаемая	Котельная замещаемая
K_{Γ}^N	0,790	0,774	0,568	–
K_{Γ}^E	0,796	0,780	–	0,328
φ_s	0,796	0,784	0,465	0,192

Поддержание режимных показателей на уровне, обеспечивающем теплоэнергетическую нагрузку, особенно актуально при продолжительных отопительных нагрузках. Для этих нагрузок характерна большая (200...300 кг у.т./((кВт·год)) си-

стемная экономия топлива ΔB (Рисунок 5.3), обуславливающая системные преимущества ПГ-ТЭЦ.

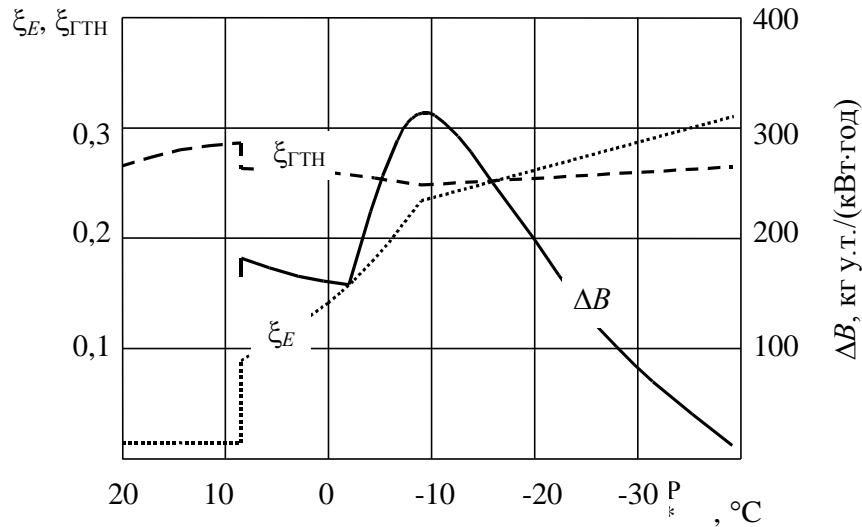


Рисунок 5.3 – Экономия топлива и режимные показатели ПГ-ТЭЦ в зависимости от температуры наружного воздуха

На рисунке 5.4 приведены степени повышения давления коммерческих газотурбинных установок и оптимальные ($\sigma_{\Gamma}^{\text{ОПТ}}$), рассчитанные по предложенной методике.

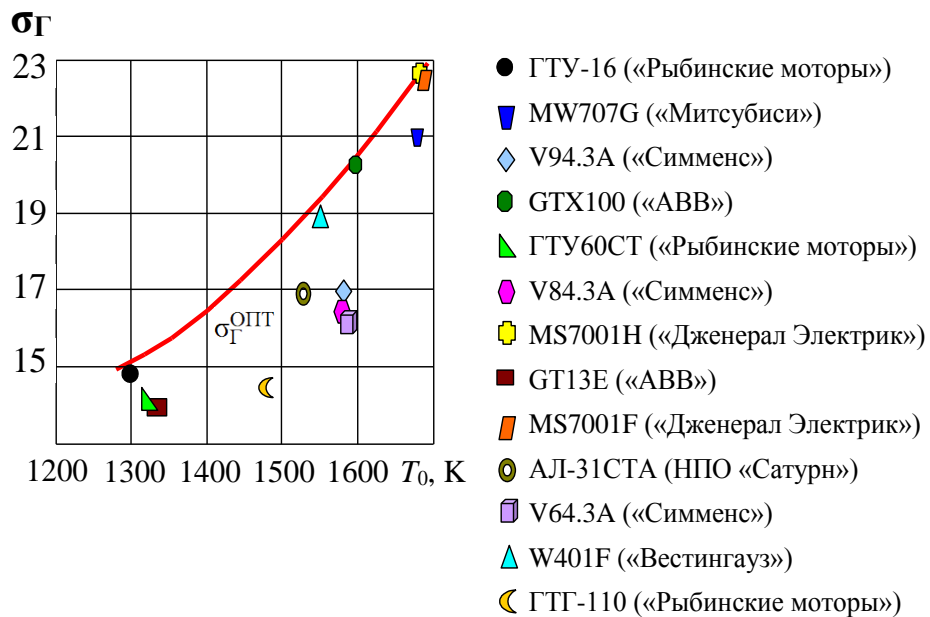


Рисунок 5.4 – Оптимальная степень повышения давления в компрессоре (σ) в зависимости от температуры газов перед газовой турбиной (T_0)

Из приведенных данных видно, что для целого ряда коммерческих ГТУ σ_{Γ} достаточно близки к рассчитанным оптимальным значениям и, следовательно, применение таких газотурбинных установок в качестве ГТН в составе ПГ-ТЭЦ обеспечит максимальную системную экономию топлива.

Оптимальные степень повышения давления (Рисунок 5.5) и температура газов перед газовой турбиной (Рисунок 5.6) имеют общую тенденцию к росту с ростом мощности надстройки ($N_{\text{ГТН}}$).

Вместе с тем, индивидуальные особенности характерны для всех рассмотренных теплофикационных энергоблоков типов Т и ПТ. Важно отметить, что многие серийно выпускаемые ГТУ имеют необходимые параметры, близкие к оптимальным, то есть, практически для любого теплофикационного энергоблока (при его переводе в ГТ-ТЭЦ), можно подобрать серийно выпускаемую ГТУ.

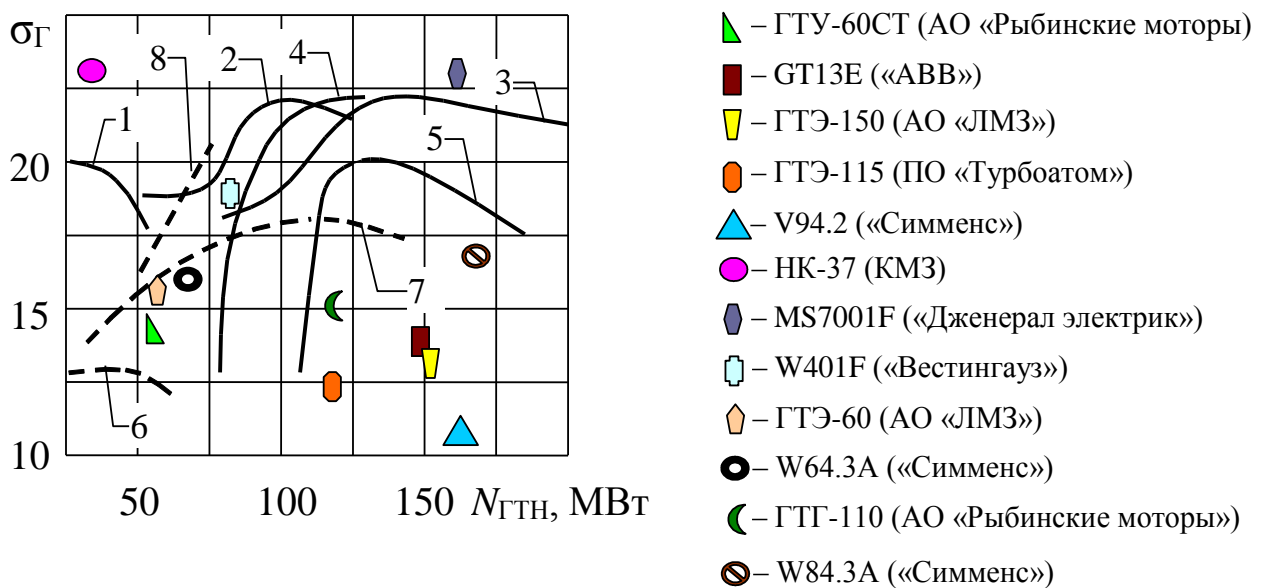


Рисунок 5.5 – Оптимальная степень повышения давления в компрессоре в зависимости от мощности ГТН в составе ПГ-ТЭЦ: 1...5 – теплофикационные энергоблоки с Т-турбинами 50, 110, 175, 180, 250 МВт, соответственно; 6...8 – то же с ПТ-турбинами 50, 80 и 135 МВт, соответственно

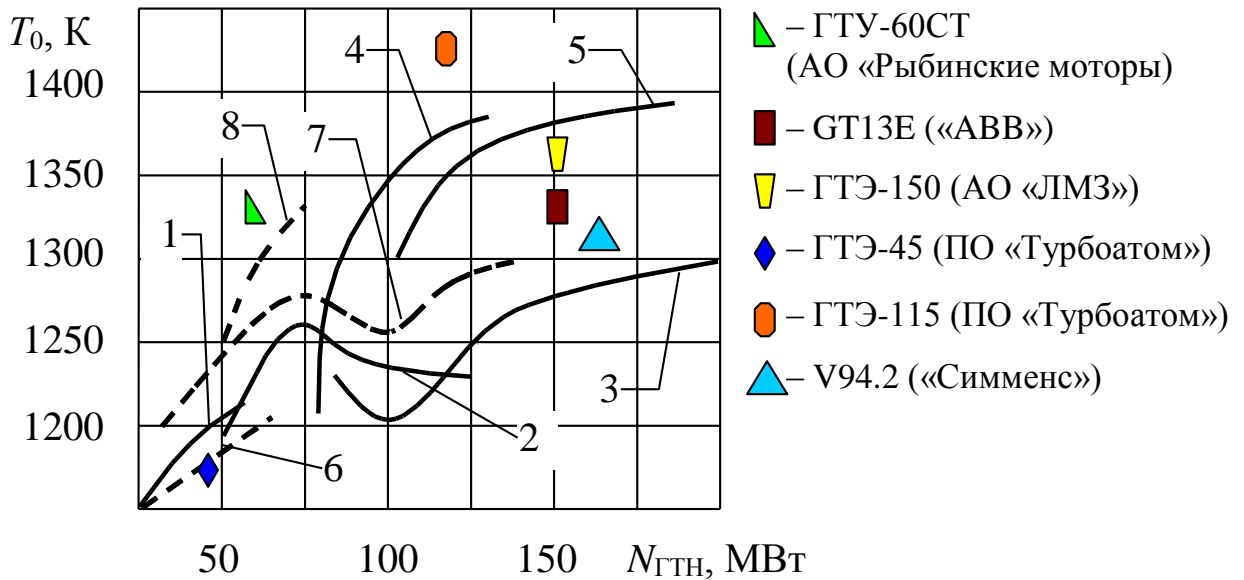


Рисунок 5.6 – Оптимальная температура газов перед газовой турбиной (T_0) в зависимости от мощности ГТН в составе ПГ-ТЭЦ: 1...5 – теплофикационные энергоблоки с Т-турбинами 50, 110, 175, 180, 250 МВт, соответственно; 6...8 – то же с ПГ-турбинами 50, 80 и 135 МВт, соответственно

Оптимальные значения температуры питательной воды представлены на Рисунке 5.7, из которого видно, что $t_{пв}^{опт}$ с увеличением мощности ГТН имеет три характерные зоны. Начальная зона (при малых мощностях ГТН), характеризующаяся постоянством $t_{пв}^{опт}$. Промежуточная или переходная зона, характеризующаяся снижением $t_{пв}^{опт}$ и конечная зона, вновь с постоянной, но максимально низкой температурой питательной воды. Полученный результат отражает особенность ГТ надстроенной ТЭЦ, связанную с мощностью газовой турбины и потоком теплоты на ее выхлопе, который требует утилизации. Максимально высокая температура питательной воды, в свою очередь, характеризует полную систему регенерации в модернизируемом теплофикационном энергоблоке. Это значит, что весь сбросной поток отработавших в ГТУ газов может быть направлен в топку энергетического котла в качестве окислителя с соответствующей переделкой поверхностей нагрева для компенсации вытесняемых поверхностей воздухоподогревателя (ВЗП).

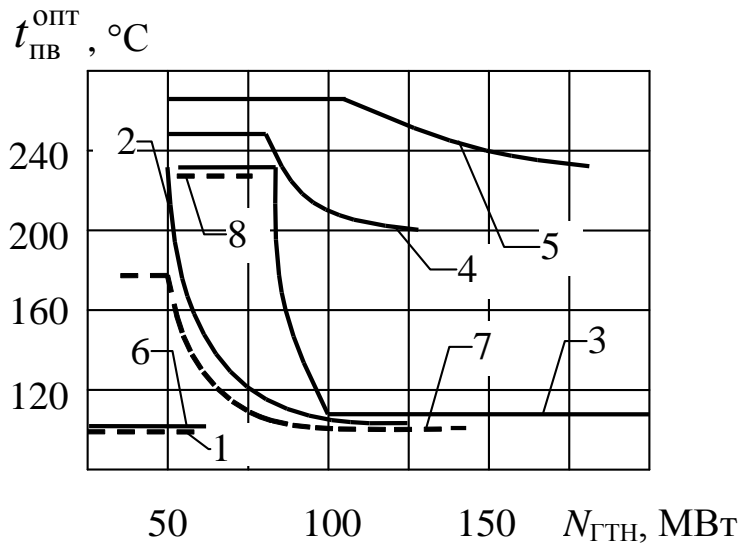


Рисунок 5.7 – Температура питательной воды ($t_{\text{ПВ}}^{\text{опт}}$) в зависимости от мощности ГТН: 1...5 – теплофикационные энергоблоки с Т-турбинами 50, 110, 175, 180, 250 МВт, соответственно; 6...8 – то же с ПТ-турбинами 50, 80 и 135 МВт, соответственно

С ростом мощности ГТН утилизационных возможностей топки недостаточно и требуется формирование поверхностей газо-водяного подогревателя (Рисунок 5.1), который вытесняет нерегулируемые отборы турбины при подогреве питательной воды. С дальнейшим ростом мощности ГТН система регенерации вытесняется практически полностью и переводится на атмосферный деаэратор с температурой 100 °C (Рисунок 5.7). Вторая (переходная) зона должна иметь обе составляющие при техперевооружении, и выглядит менее предпочтительной с точки зрения модернизационного потенциала из-за сложностей конструкционного, технологического и режимного обеспечения работы энергоблока.

Таким образом, например, для турбины Т-175 (зависимость 3, Рисунок 5.7) утилизация отработавших газов при мощности ГТН до 75 МВт может быть обеспечена в топке энергетического котла, при его переделке. В случае установки ГТН мощностью свыше 100 МВт, потребуется полная переделка системы регенерации (отказ от нее) с переходом на атмосферный деаэратор.

Применение дифференциального эксергетического метода анализа [50, 56] приводит к оценке эффективности ПГ-ТЭЦ по двум КПД: η_N (по отпуску электроэнергии) и η_T (по отпуску теплоэнергии), Рисунок 5.8.

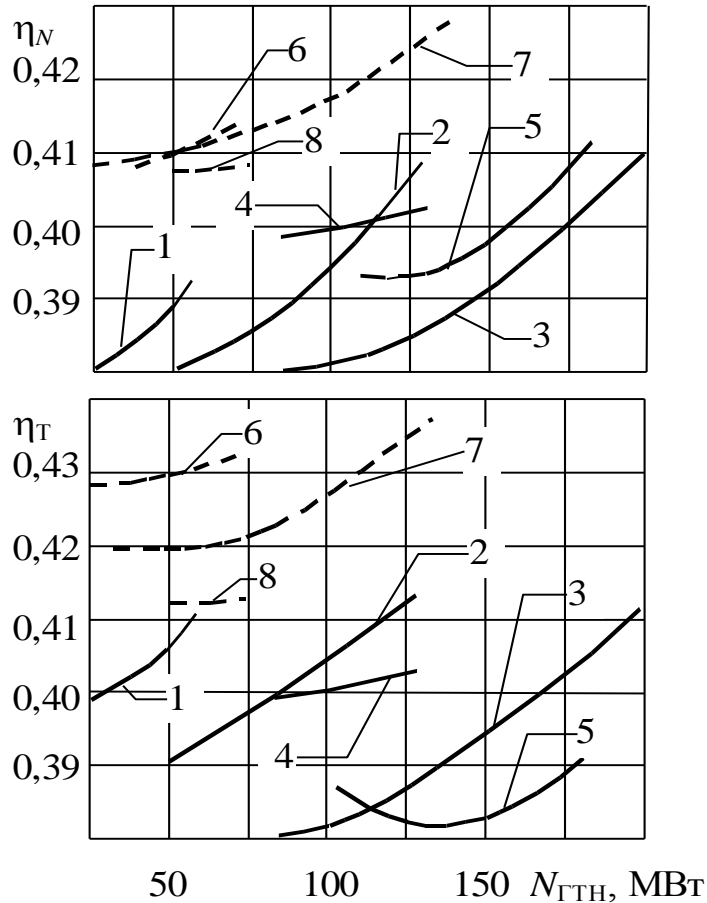


Рисунок 5.8 – Эксергетические КПД по отпуску электроэнергии η_N и теплоэнергии η_T в зависимости от мощности ГТН в составе ПГ-ТЭЦ: 1...5 – теплофикационные энергоблоки с Т-турбинами 50, 110, 175, 180, 250 МВт, соответственно; 6...8 – то же с ПТ-турбинами 50, 80 и 135 МВт, соответственно

Из этих данных следует, что газотурбинная надстройка ПТ-ТЭЦ позволяет получить эксергетическую эффективность ПГ-ТЭЦ на уровне 41...43 %, что по сравнению с исходными ПТ- и Т-турбинами, выше на 7...15 % по η_N и на 10...20 % по η_T .

5.2 Двухтопливные парогазовые установки с газосетевым подогревателем

При рассмотрении вариантов ТЭС с ПГУ наряду с другими схемами рассматривается схема со сбросом газов в сетевую установку [87, 88, 89]. Особенность данной технологической схемы заключается в том, что теплота сбросного потока отработавших в ГТУ газов используется в сетевой установке, в специальном газосетевом подогревателе (ГСП) с вытеснением соответствующих теплофикационных отборов паровой турбины при сохранении тепловой схемы энергоблока (Рисунок 5.9).

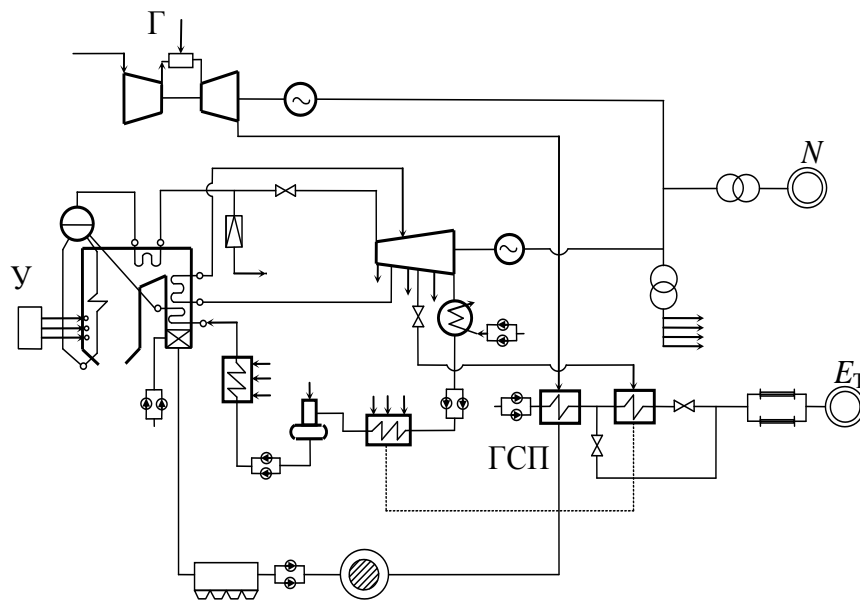


Рисунок 5.9 – Схема теплофикационного парогазового энергоблока с ГСП:
 N , E_T – потребители электро- и теплоэнергии; $У$, $Г$ – расходы пылеугольного топлива и природного газа

ПГУ с ГСП имеет внутрицикловой и общесистемный эффект, так как (по сравнению с пылеугольной традиционной ТЭС с учетом замещающей КЭС) позволяет:

- повысить КПД (за счет комбинированного цикла);

- получить дополнительную выработку электроэнергии на паре вытесненного нижнего теплофикационного отбора (из-за применения в схеме ГСП);
- снизить (при одинаковом отпуске электро- и теплоэнергии) экологическую нагрузку в ареале функционирования (за счет использования в ГТУ природного газа);
- уменьшить резервную мощность в энергосистеме (за счет повышения коэффициента готовности, обусловленного применением комбинированной схемы, обладающей параллельно-последовательной структурой).

С учетом этого системная экономия условного топлива оценивается как

$$\begin{aligned}
 \Delta B = & 0,123 \cdot 8760 \cdot \varphi_S^{\text{ПГУ}} \left(N k_{\text{ПГУ}}^N + E k_{\text{ПГУ}}^E \right) \times \\
 & \times \left\{ \frac{1}{\eta^{\text{ПГУ}}} \left[(1 - \xi_{\text{ГТУ}}) \frac{\eta^{\text{ПГУ}}}{\eta^{\text{ТЭЦ}}} + \xi_{\text{ГТУ}} \frac{\eta^{\text{ПГУ}}}{\eta^{\text{КЭС}} \eta^{\text{ТР}}} - 1 \right] + \right. \\
 & + \left[\xi_N \left(\frac{1 - k_{\text{ТЭЦ}}^N}{k_{\text{ПГУ}}^N} \right) \frac{1}{\eta^{\text{РН}}} + \xi_E \left(\frac{1 - k_{\text{ТЭЦ}}^E}{k_{\text{ПГУ}}^E} \right) \frac{1}{\eta^{\text{РК}}} + \xi_{\text{ГТУ}} \left(\frac{1 - k_{\text{КЭС}}}{k_{\text{ТЭЦ}}^E} \right) \frac{k_{\text{ТЭЦ}}^N}{k_{\text{ПГУ}}^N} \frac{1}{\eta^{\text{РК}} \eta^{\text{ТР}}} + \right. \\
 & + \left. \xi_{\text{ТЭЦ}} \left(\frac{1 - \varphi_S^{\text{ТЭЦ}}}{\varphi_S^{\text{ПГУ}}} \right) \frac{1}{\eta^{\text{РН}}} + \xi_{\text{ГТУ}} \left(\frac{1 - \varphi_S^{\text{КЭС}}}{\varphi_S^{\text{ПГУ}}} \right) \frac{1}{\eta^{\text{РН}}} + \xi_E \left(\frac{1 - \varphi_S^{\text{ТЭЦ}}}{\varphi_S^{\text{ПГУ}}} \right) \frac{1}{\eta^{\text{РК}}} \right] + \\
 & \left. + \left[\frac{\mu_{\text{ТЭЦ}}}{\mu_{\text{ПГУ}}} \frac{1}{\eta^{\text{ТЭЦ}}} - \frac{1}{\eta^{\text{ПГУ}}} \right] \right\}, \tag{5.8}
 \end{aligned}$$

где η – эксергетический КПД; N, E – электрическая мощность и теплоэксергетическая производительность; k – коэффициент готовности; φ_S – вероятность стационарного режима; ξ – режимный коэффициент; μ – удельные выбросы вредных веществ; верхние и нижние индексы относятся к типам установок: традиционной ТЭЦ, ПГУ, замещающей КЭС, ГТУ, резервным энергоблокам (РН) и котельным (РК); транспорту электроэнергии.

Экономия топлива (5.8) обеспечивает соответствующее повышение КПД отпуска продукции (η).

Оптимизационные исследования включают расчеты термодинамических и расходных параметров с учетом влияния системных факторов. Критерием оптимизации является максимальный КПД, а ограничениями – технически достижимые значения термодинамических параметров. Определяются оптимальные конструктивные характеристики газового сетевого подогревателя [64].

Анализ оптимизационных исследований ПГУ с ГСП выполнен на основе работ [87, 90]. В качестве объектов исследования технологии рассмотрены энергоблоки на базе турбин Т-50...250 МВт и ПТ-50...80 МВт и для них определены оптимальные параметры пара паротурбинной ступени (Рисунок 5.10).

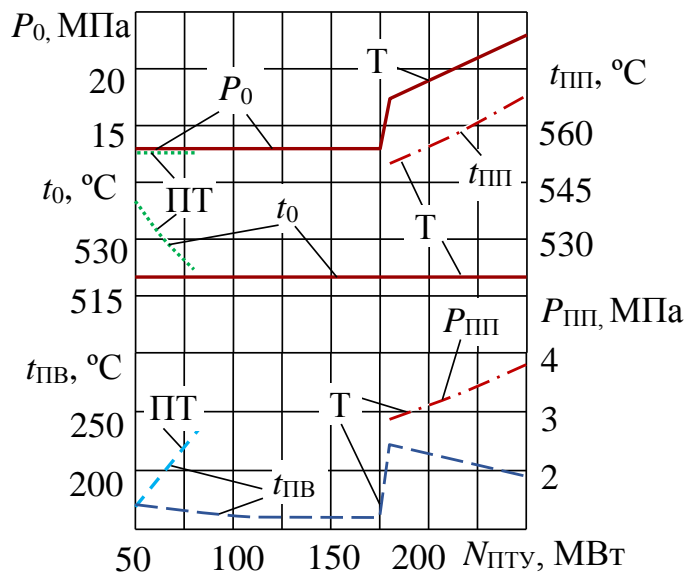


Рисунок 5.10 – Оптимальные параметры паротурбинной ступени в составе ПГУ с ГСП

Можно видеть, что для турбин типа Т без промежуточного перегрева и для турбин типа ПТ оптимальным начальным давлением (P_0) является стандартное давление пара. Введение промежуточного перегрева пара ($P_{ПП}$, $t_{ПП}$) для турбин Т-180 и Т-250 характеризуется скачкообразным отклонением начального давления от стандартного, температура промежуточного перегрева составляет 550...565 °С. Начальная температура пара (t_0) для Т-турбин во всем диапазоне мощностей может приниматься на уровне 520 °С. Относительно невысокая температура обусловлена влиянием комбинированного цикла ПГУ, когда процесс утилизации

уходящих из ГТУ газов является определяющим фактором, по сравнению с повышением начальной температуры пара.

Оптимальная мощность ГТУ составляет 30...140 МВт (Рисунок 5.11). При этом расход острого пара уменьшается на 7...10 % при той же выработке электроэнергии на клеммах электрогенератора из-за вытеснения нижнего теплофикационного отбора. Покрытие нагрузки горячего водоснабжения происходит за счет утилизации теплоты уходящих из газов ГТУ, минимальная температура уходящих из ГСП газов составляет 100 °С.

Повышение температуры газов на входе в ГТУ с одновременным увеличением степени повышения давления позволяют обеспечить КПД ГТУ на уровне 0,453, что способствует увеличению КПД ПГУ с ГСП (Рисунок 5.12). Оптимизация параметров ПГУ с ГСП дает увеличение КПД на 3,5...10 % по сравнению с компоновками подобных тепловых схем на основе стандартных параметров теплофикационных энергоблоков и газовых турбин. Применение промперегрева (на графике представлено скачкообразным изменением параметра) позволяет повысить КПД до 0,5 [87, 90].

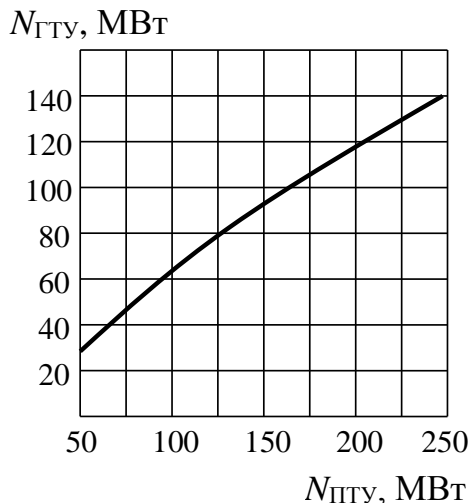


Рисунок 5.11 – Расчетная мощность ГТУ ($N_{ГТУ}$) в составе ПГУ с ГСП при оптимизации параметров

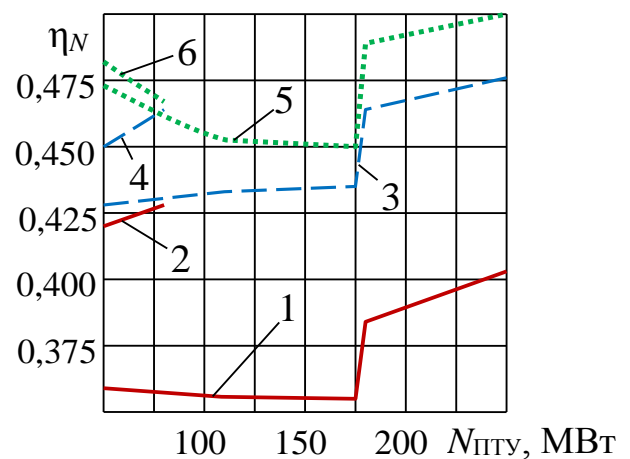


Рисунок 5.12 – КПД по отпуску электроэнергии: 1, 2 – для традиционных энергоблоков; 3, 4 – для ПГУ с ГСП со стандартными параметрами; 5, 6 – то же с оптимальными параметрами

На Рисунке 5.12 зависимости 1, 3 и 5 характеризуют значения показателей для ПГУ на базе энергоблоков с Т-турбинами, а 2, 4 и 6 – на базе энергоблоков с ПТ-турбинами.

Для ПГУ с ГСП на основе широко применяемых в стране теплофикационных турбин Т-110 и Т-180 термодинамические параметры (P_0 , t_0 , $t_{\text{ПП}}$, $t_{\text{ПВ}}$) практически не изменяются при изменении температуры окружающего воздуха.

5.3 Теплоэлектроцентрали с газотурбинной надстройкой, газосетевым подогревателем и фреоновым термотрансформатором

Для традиционных ТЭЦ характерны повышенная повреждаемость подземных теплопроводов и участвовавшие случаи недоотпуска тепла потребителям, особенно в период резких похолоданий. Одно из основных современных направлений совершенствования теплоснабжающих систем – переход на низкотемпературные системы отопления потребителей, с отказом от качественного регулирования (по температуре) отпуска тепла и переходом на количественное регулирование (по расходу), а также работа на наиболее низких по температуре отборах турбин ТЭЦ и использование в качестве мобильных пиковых нагревателей тепловых насосов (ТН) со снижением температуры до 30 °С и ниже в централизованных системах теплоснабжения [91]. В связи с этим в данном разделе предлагается рассмотреть разработанный на кафедре ТЭС НГТУ вариант системы централизованного теплоснабжения, при котором используется газотурбинная надстройка ТЭЦ с утилизацией отработавших газов в газо-сетевом подогревателе, установленном параллельно с сетевым подогревателем для нагрева воды за счет отбора паровой турбины [92, 93]. Такая технология комбинированного теплоснабжения может быть спроектирована и разработана на базе как нового (с оптимальными термодинамическими и технологическими характеристиками) энергооборудования, так и на базе традиционных теплофикационных паротурбинных энергоблоков ТЭЦ с их переводом в режим с постоянным давлением в теплофикационном отборе (Рисунок 5.13).

По предлагаемой схеме (Рисунок 5.13) в течение всего года сетевая вода подогрывается до $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ в ГСП уходящими газами из газовой турбины. При включении отопительной нагрузки, сетевая вода также параллельно подогрывается в традиционном сетевом подогревателе паром из теплофикационного отбора паровой турбины. Далее поступает к фреоновым термотрансформаторам (ФТТ). При работе термотрансформатора в составе комбинированной системы теплоснабжения сетевая вода, подводимая от ТЭЦ как основного источника теплоснабжения, охлаждается в испарителе ФТТ. При этом фреон испаряется. Затем пар сжимается компрессором и поступает в конденсатор, после конденсации дросселируется. В конденсаторе нагревается идущая на отопление внутриквартальная сетевая вода теплопотребителя.

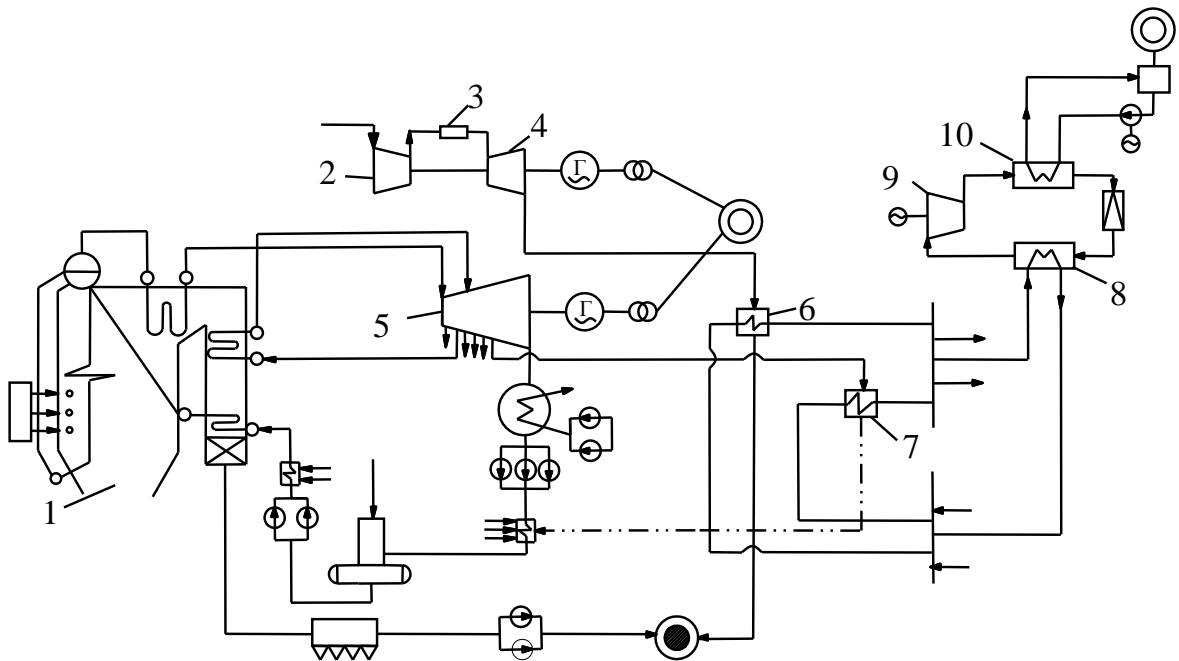


Рисунок 5.13 – Технологическая схема энергоблока ТЭЦ в системе комбинированного теплоснабжения с газосетевыми подогревателями и внутриквартальными фреоновыми термотрансформаторами: 1 – паровой котел; 2 – компрессор газотурбинной установки; 3 – камера сгорания; 4 – газовая турбина; 5 – паровая турбина; 6 – газосетевой подогреватель; 7 – традиционный сетевой подогреватель; 8 – испаритель; 9 – компрессор; 10 – конденсатор

ГСП покрывает нагрузку только горячего водоснабжения. И, исходя из этого условия, рассчитывается количество тепла с уходящими из газовой турбины газами, а следовательно – и сопряженная мощность газотурбинной установки. Для отопительной нагрузки выполняется температурный график 70/40 °С/°С во всем диапазоне температур окружающего воздуха при количественном регулировании. ФТТ обеспечивают у потребителя тепла качественное регулирование при максимальной температуре внутриквартальной сетевой воды на уровне 85 °С.

Цикл теплофикационного энергоблока с газосетевыми подогревателями и комбинированной системой теплоснабжения с фреоновыми термотрансформаторами показан на Рисунке 5.14 [92].

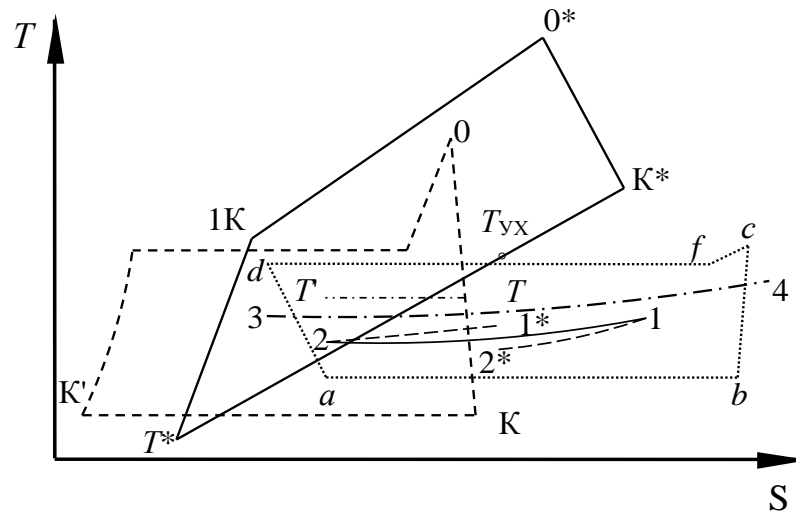


Рисунок 5.14 – Цикл теплофикационного энергоблока с газосетевыми подогревателями и комбинированной системой теплоснабжения с фреоновыми термотрансформаторами: 0, K, K', 0 – цикл теплофикационного энергоблока; T, T' – конденсация пара теплофикационного отбора; 2, 1* – подогрев сетевой воды в пароводяном подогревателе; 0*, K*, T_{yx} , T*, 1K – цикл газотурбинной установки; T_{yx} – температура уходящих газов K*, T_{yx} – охлаждение газов в газосетевом подогревателе; 2*, 1 – подогрев сетевой воды в газосетевом подогревателе; 1, 2 – охлаждение стационарной сетевой воды в испарителе фреонового термотрансформатора; b, c, d, a – цикл фреонового термотрансформатора; f, d – конденсация фреона; 3, 4 – подогрев внутриквартальной сетевой воды в фреоновом конденсаторе

Цикл фреонового термотрансформатора является сопряженным с циклом теплофикационного энергоблока, поэтому параметры фреонового цикла не могут быть выбраны произвольно. Температуры испарения ($T_{\text{исп}}$) и конденсации ($T_{\text{кон}}$) находятся в зависимости от температуры обратной сетевой воды (точка 2 на рисунке 5.14) и прямой внутриквартальной сетевой воды (точка 4) с учетом температурных напоров на холодном конце испарителя (δt_x) и горячем конце конденсатора (δt_r).

Термодинамические параметры цикла ФТТ определялись с использованием уравнений Мартина-Хоу [94], Алтунина [95, 96] и методов термодинамического подобия [97 – 99]. Расчёты выполнены при средней за отопительный период температуре окружающего воздуха (-10°C). При этом температуры прямой и обратной сетевой воды, соответственно, равны 70°C и 40°C , внутриквартальная сетевая вода во фреоновом конденсаторе подогревается от 45 до 75°C .

Далее на основе данных из работы [92, 93] представлены результаты исследования энергоблоков ТЭЦ стандартных типоразмеров на базе серийных теплофикационных турбин в диапазоне мощностей $50\dots 250$ МВт. На рисунке 5.15 приведены оптимальные параметры острого пара и питательной воды.

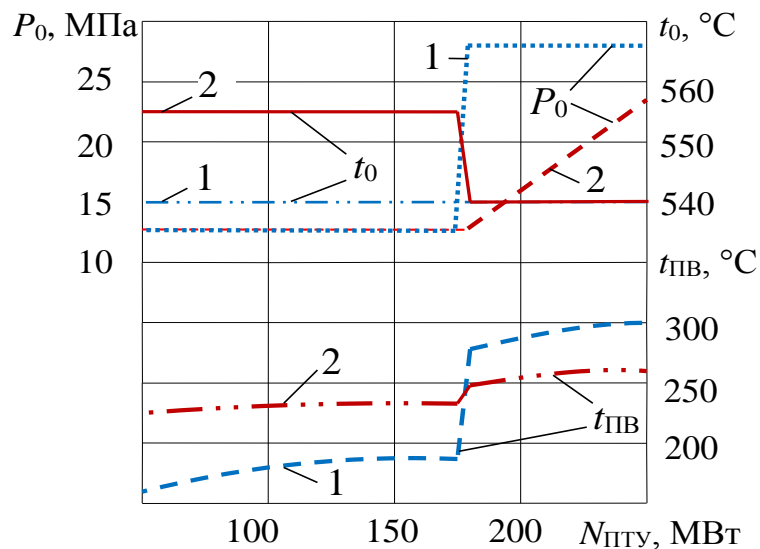


Рисунок 5.15 – Параметры острого пара (P_0 , t_0) и температура питательной воды ($t_{\text{ПВ}}$) энергоблоков ТЭЦ-ГСП-ФТТ: 1 – оптимальные параметры; 2 – стандартные параметры

Анализируя представленные данные можно отметить, что оптимальное давление острого пара сопоставимо с давлением, принятым для стандартных энергоблоков соответствующих типоразмеров, то есть находится на уровне 13 МПа и увеличивается до закритических значений с ростом мощности энергоблока. Температура острого пара, для вновь проектируемых энергоблоков, должна приниматься на уровне 540 °С. Температура питательной воды для блоков без промежуточного перегрева и докритических параметров принимается на уровне 160...200 °С, что ниже стандартных значений на 40...70 °С, а с введением промежуточного перегрева и переходом на закритические параметры принимается на уровне 280...300 °С, что выше традиционной температуры питательной воды на 40...60 °С. Для обеспечения такой температуры питательной воды требуется установка четырех ПВД вместо трех, а паровая турбина должна иметь еще один нерегулируемый отбор высокого давления.

Мощность ГТУ (Рисунок 5.16) для оптимальных энергоблоков ТЭЦ с ГСП и ФТТ на 11...50 % больше, чем для энергоблоков ТЭЦ с ГСП и ФТТ со стандартными параметрами [92].

Анализ значений расчетной мощности газотурбинной установки и мощности коммерческих ГТУ, показывает, что в составе энергоблока ТЭЦ с ГСП стандартных и оптимальных параметров традиционные теплофикационные паротурбинные установки в целом ряде проектов могут быть укомплектованы коммерческими ГТУ. При этом мощность собственных нужд фреоновых термотрансформаторов в составе ПГУ будет на уровне 10...40 МВт.

Эксергетический КПД по отпуску электроэнергии (η_N) при стандартных параметрах ТЭЦ с ГСП и ФТТ принимает значения 43...46 % (Рисунок 5.17) [92].

В условиях формирования новой техники, при оптимизации ее параметров, КПД может быть обеспечен на уровне 46...50 %. Большие значения соответствуют ПГУ на основе теплофикационных энергоблоков с промежуточным перегревом пара.

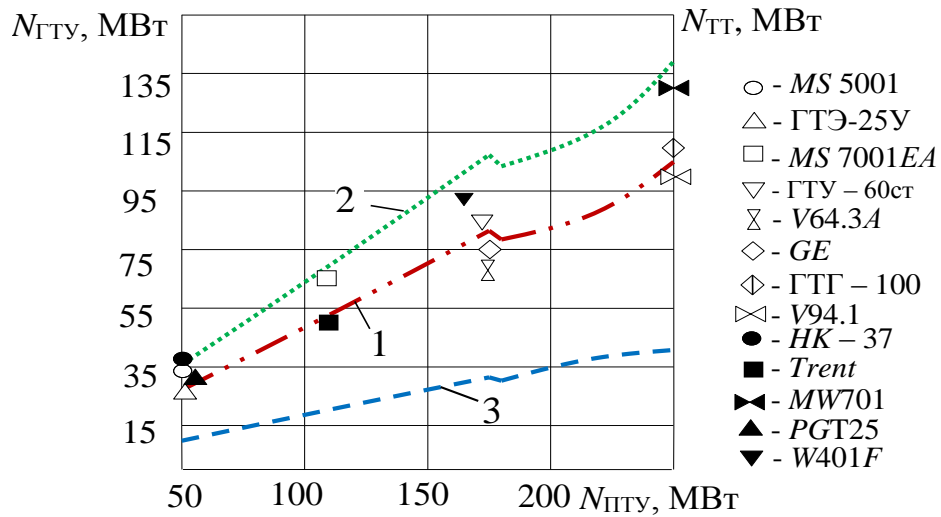


Рисунок 5.16 – Потребляемая термотрансформаторами электроэнергия $N_{ТТ}$ и мощность ГТУ $N_{ГТУ}$, соответствующая мощности $N_{ПТУ}$ теплофикационной паротурбинной установки ПГУ: 1, 2 – расчетная мощность $N_{ГТУ}$ при стандартных и оптимальных параметрах ПГУ; 3 – мощность собственных нужд термотрансформаторов; «точками» нанесены возможные зоны применения коммерческих ГТУ в составе ТЭЦ

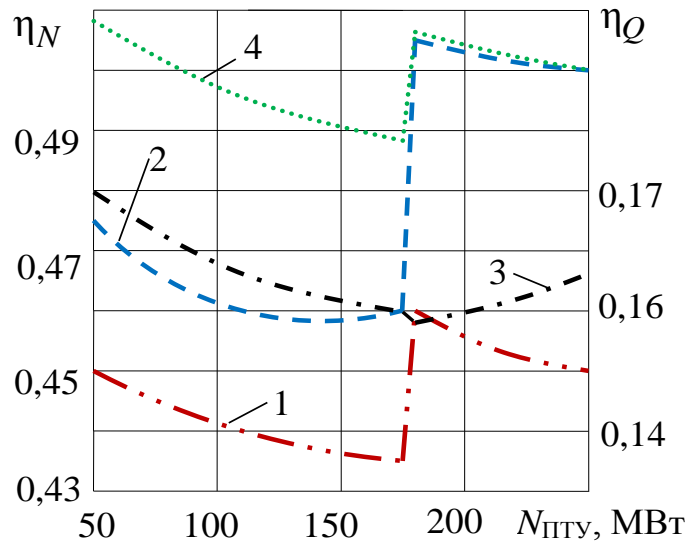


Рисунок 5.17 – КПД по отпуску электроэнергии η_N и теплоэнергии η_Q от ТЭЦ с ГСП и термотрансформаторами: 1, 2 – η_N ; 3, 4 – η_Q при стандартных и оптимальных параметрах энергоблоков

КПД по отпуску теплоэнергии (η_Q) находится на уровне 16...18 % (Рисунок 5.17).

5.4 Бинарные парогазовые установки сбросного типа

Сегодня наилучшими показателями термодинамической эффективности в виде КПД обладают парогазовые установки сбросного типа с бинарностью равной единице. КПД для них составляет 56...58 %, проектируются установки с КПД на уровне 60 %, и в ближайшей перспективе ожидается достижение КПД на уровне 65 % и выше [43, 100].

В этой связи стоит рассмотреть парогазовые установки сбросного типа с бинарностью равной 1 (БПГУ) в условиях разработанных в рамках диссертации подходов и методов.

В бинарных ПГУ осуществляется двойной термодинамический цикл: пар в котле-утилизаторе и работа паровой турбины производится за счет тепла, подведенного в камере сгорания ГТУ и уже отработавшего в верхнем газотурбинном цикле [89, 101, 102], Рисунок 5.18, 5.19.

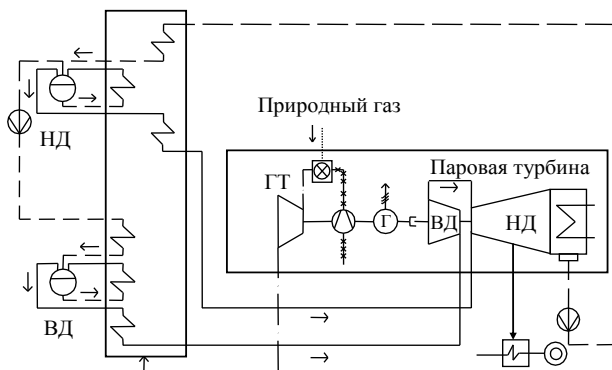


Рисунок 5.18 – Принципиальная тепловая схема ПГУ двух давлений:

ВД – контур высокого давления;
НД – контур низкого давления

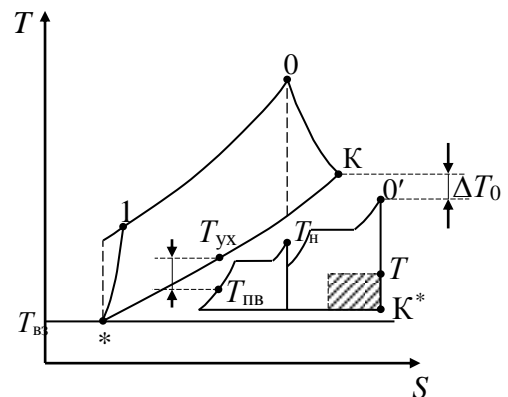


Рисунок 5.19 – Цикл ПГУ двух давлений: *, 1, 0, К, 0', К* – характерные точки цикла; $T_{вз}$, $T_{ух}$, $T_{пв}$, T – температуры воздуха, уходящих

Объединение двух силовых установок с разными рабочими телами приводит к необходимости проводить оптимизацию параметров энергоблока с точки зрения совместимости паровой и газовой частей энергоблока по термодинамическим и конструктивно-компоновочным решениям.

В таблице 5.2 представлены данные для оптимизации парогазовых установок различной мощностью, и с разными параметрами рабочих тел паровой и газовой частей установки.

Таблица 5.2 – Некоторые исходные параметры рассмотренных БПГУ

$N_{\text{пгу}}$, МВт	P_0 , МПа	t_0 , °С	$T_{0г}$, К	σ	$\alpha_{г}$	Δt_0 , °С	$\Delta t_{н}$, °С	$\alpha_{н}$	$P_{н}$, МПа
70	12,16	394	1173	7,8	0,5	50	50	0,1	0,5
155	12,8	469	1443	12,3	0,5	50	50	0,1	0,5
179	12,8	383	1328	14,1	0,5	50	50	0,1	0,5

При проведении расчетов каждый из параметров изменяется при фиксированных значениях остальных. Оптимальное сочетание указанных взаимосвязанных параметров (наряду с обеспечением максимально высокого КПД) представляет особый интерес. Это важно не только при проектировании новых паросиловых установок для двух- и более контурных ПГУ, но и при выборе газотурбинной силовой установки.

На рисунках 5.20 – 5.25 показаны зависимости коэффициента полезного действия от давления и температуры острого пара, температуры питательной воды и коэффициента теплофикации, от давления и доли пара в низконапорном контуре, от температурных напоров на «горячем» и «холодом концах» котла утилизатора [102].

Можно видеть, что увеличение температуры острого пара t_0 , Рисунок 5.20, с переходом в зону высоких давлений P_0 , Рисунок 5.21, не ведет к существенному росту КПД ПГУ начиная с температур 350 – 400 °С. Это связано с тем, что в зонах с высоким давлением увеличение t_0 не ведет к существенному увеличению располагаемого теплоперепада на турбину.

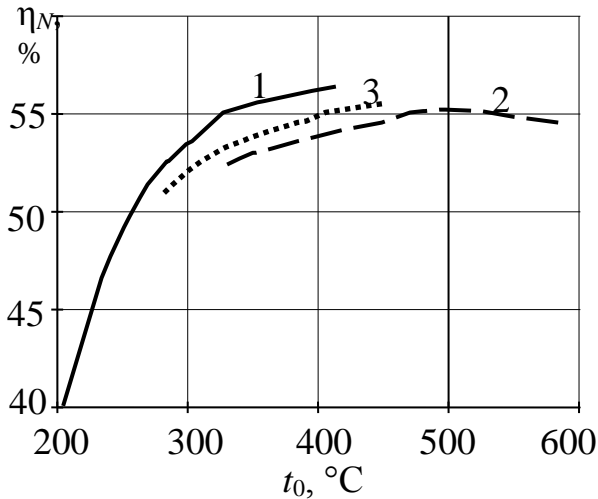


Рисунок 5.20 – Зависимость КПД по отпуску электроэнергии (η_M) от температуры острого пара:

1 – $N_{\text{пгу}} = 70$ МВт, 2 – $N_{\text{пгу}} = 155$ МВт
3 – $N_{\text{пгу}} = 179$ МВт.

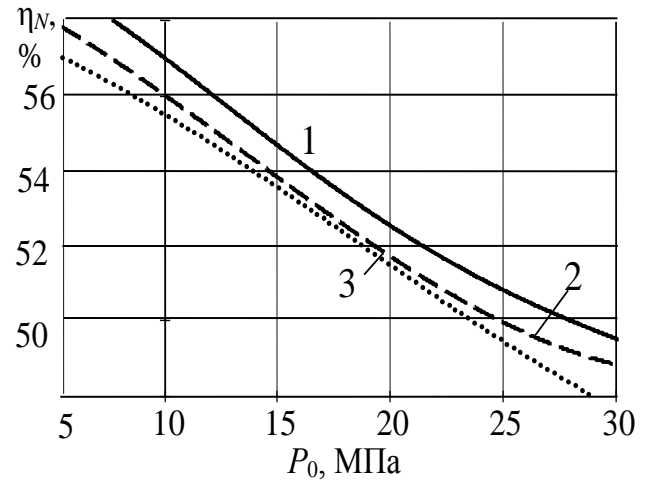


Рисунок 5.21 – Зависимость КПД по отпуску электроэнергии (η_M) от давления острого пара.

Усл. обозн. см. на рисунке 5.20.

Увеличение давления в паросиловом контуре высокого напора, Рисунок 5.21, не приводит к увеличению КПД ПГУ из-за ограничения по работе последних ступеней паровой турбины в зоне влажного пара ($\sim 12\%$). Это ограничение также не позволяет увеличить располагаемый теплоперепад. Кроме того, рост P_0 обуславливает увеличение $N_{\text{сн}}$ на привод питательных насосов, что также сказывается на КПД ПГУ. Максимальное увеличение температуры питательной воды, Рисунок 5.22, ведет к увеличению КПД установки, поскольку позволяет увеличить количество подведенного к циклу тепла и поднять среднюю температуру подвода теплоты к паросиловому циклу. Однако, этот показатель ограничен температурой уходящих газов из котла-утилизатора на уровне и $90\dots 120$ °С для современных ПГУ, что обуславливает работу деаэрационной установки с давлением на уровне атмосферного.

Влияние температурных напоров на «горячем» (Δt_0) и «холодном» концах (Δt_n) на КПД показано на Рисунке 5.22. Можно видеть, что с увеличением Δt_0 КПД ПГУ растет для всех рассмотренных случаев. Это связано с необходимостью

передачи доли тепла, уходящих из ГТУ газов в низконапорный контур, что в свою очередь не позволяет обеспечить значительный рост параметров пара высоконапорного контура (Рисунок 5.20, 5.21).

В тоже время, наивысшие значения КПД характерны для минимальных (на уровне ~ 10 °С) температурных напоров «холодного» конца (Рисунок 5.22), что связано с обеспечением температуры уходящих газов при стандартных недогревах и температуре питательной воды на уровне 90...110 °С, Рисунок 5.23.

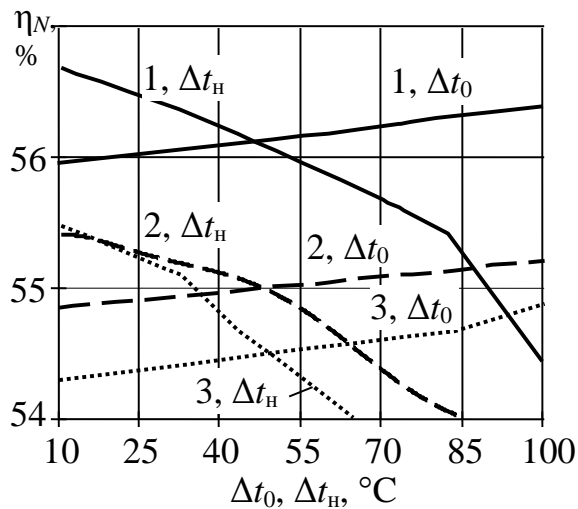


Рисунок 5.22 – Зависимость КПД от температурного напора на «горячем конце» (Δt_0) и «холодном конце» (Δt_H) котла утилизатора, соответственно.

Усл. обозн. см. на рисунке 5.20

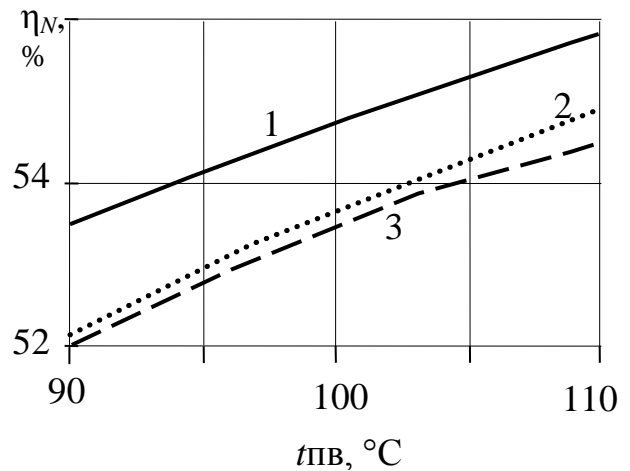


Рисунок 5.23 – Зависимость КПД от температуры питательной воды.

Усл. обозн. см. на рисунке 5.20.

Увеличение доли пара низконапорного контура (Рисунок 5.24) в целом ведет к увеличению КПД ПГУ, в связи с увеличением средней температуры подвода теплоты в цикл паросилового контура (при прочих равных условиях), преимущественно за счет использования теплоты низкого потенциала, а снижение давления в низконапорном контуре (Рисунок 5.25) позволяет увеличить располагаемый теплоперепад высоконапорного контура и КПД установки в целом.

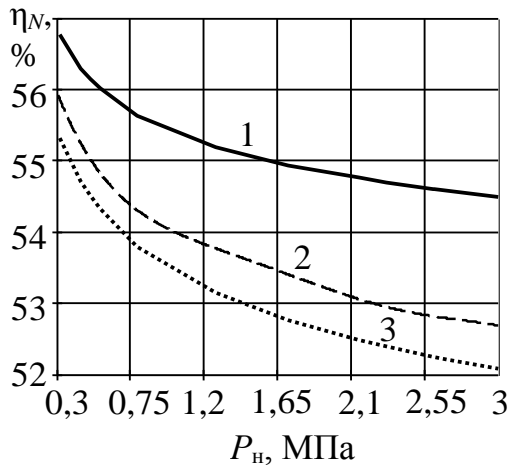


Рисунок 5.24 – Зависимость КПД от давления пара в низконапорном контуре.

Усл. обозн. см. на рисунке 5.20

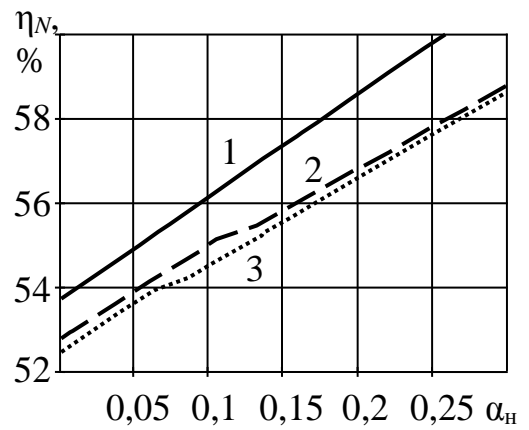


Рисунок 5.25 – Зависимость КПД от доли пара в низконапорном контуре.

Усл. обозн. см. на рисунке 5.20

Следует отметить, что P_n во многом ограничено параметрами острого пара для всех рассмотренных случаев и снижается лишь со снижением P_0 . Данное ограничение обусловлено необходимостью в перегретом паре на входе в часть турбины низконапорного контура.

Взаимосочетание степени сжатия в компрессоре (σ) и температуры газов на входе в газовую турбину ($T_{0г}$) очевидно (Рисунок 5.26, 5.27) так как рост σ обеспечивает рост $T_{0г}$ при увеличении энергозатрат на привод компрессора, а, следовательно, снижению электрической мощности ГТУ. Такое снижение может быть компенсировано увеличением располагаемого теплоперепада на ГТУ, при этом необходимо сохранять относительно невысокие параметры острого пара (температура на уровне 400...500 °С и давление 10...15 МПа), учитывая ограничение по влажности на входе – выходе в низконапорный.

В то же время обеспечение достаточно высоких температур уходящих газов из ГТУ может улучшить термодинамические показатели парового цикла (при переходе к более высоким параметрам), но приведет к снижению электрической мощности ГТУ ($N_{ГТУ}$) при неоправданно высоких энергозатратах на привод компрессора.

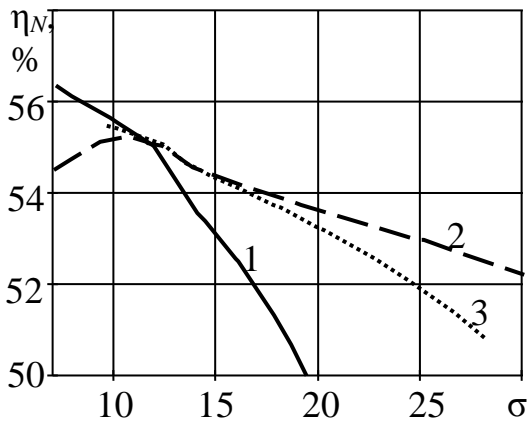


Рисунок 5.26 – Зависимость КПД от степени сжатия.

Усл. обозн. см. на рисунке 5.20

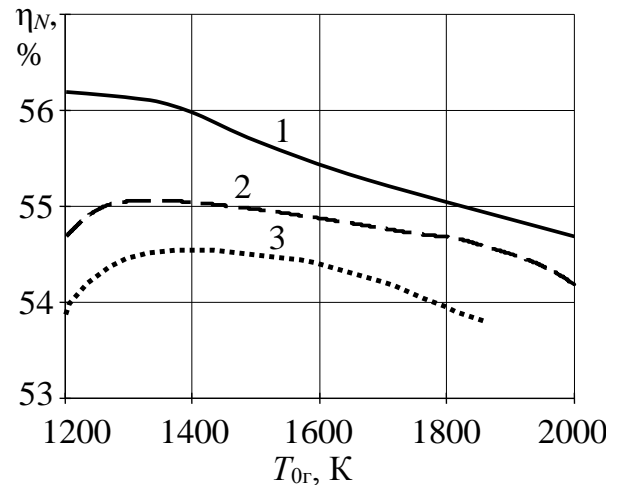


Рисунок 5.27 – Зависимость КПД от температуры газов перед газовой турбиной.

Усл. обозн. см. на рисунке 5.20

Из Рисунка 5.26, 5.27 можно видеть, что значения КПД ПГУ 55 % и выше могут быть достигнуты при $T_{0r} = \sim 1400$ К и $\sigma = \sim 10 \dots 12$. Эти параметры сегодня хорошо освоены в промышленности.

5.5 Конкуренетоспособность двухтопливных парогазовых установок в оптимизационных задачах

В данном разделе проведен комплексный анализ теплофикационных ПГУ. Рассмотрены четыре технологических профиля ПГУ: с низконапорным парогенератором (ПГУ-НПГ); с газификацией угля (ПГУ-ГФ); сбросного типа с коэффициентом бинарности, равным единице (БПГУ); с газовым сетевым подогревателем (ПГУ-ГСП), с газовым сетевым подогревателем и фреоновым термотрансформатором (ПГУ-ГСП ТТФ) [103, 104, 105, 106].

Совершенство тепловой схемы ПГУ каждого вида оценивается по эксергетическому структурному коэффициенту (Рисунок 5.28).

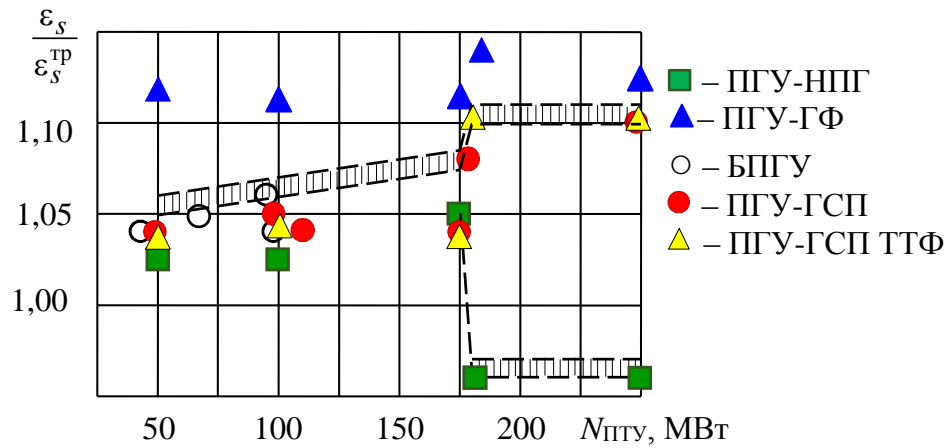


Рисунок 5.28 – Относительный эксергетический структурный коэффициент: ϵ_S , ϵ_S^{TP} – эксергетический структурный коэффициент ПГУ и пылеугольных традиционных паротурбинных энергоблоков соответственно

Структурный коэффициент (ϵ_S , выражение 4.24) тем выше, чем ближе схема к последовательной структуре, и равен единице, в случае отсутствия обратных связей в схеме энергоблока. Этот показатель влияет на КПД выработки/отпуска продукции – чем он выше, тем выше КПД. Можно видеть, что все рассмотренные технологии имеют преимущество по сравнению с традиционным энергоблоком. Исключение составляют ПГУ с НПГ на базе турбин Т-180 и Т-250. Это связано с низким коэффициентом бинарности для данных вариантов. Коэффициент бинарности в данном разделе не определялся, однако относительная выработка электроэнергии газотурбинной частью установки (которая косвенно его характеризует) ниже 36 %, а относительное увеличение структурного коэффициента наблюдается лишь с 40 %, что характеризует все остальные, рассматриваемые варианты.

Ввод в ПГУ-НПГ газификаторов переводит их в вариант ПГУ-ГФ и повышает структурное совершенство энергоблока (Рисунок 5.28). С одной стороны это обусловлено вытеснением системы регенерации в паротурбинной части (уменьшением влияния эксергетической обратной связи на паро-газогенерирующую часть ПГУ), а с другой – вводом в состав энергоблока газгольдера для резервирования синтез-газа при частичных отказах.

Структурная эффективность БПГУ выше традиционного энергоблока ($\varepsilon_S/\varepsilon_S^{\text{TP}} = 1,05$), так как профиль БПГУ ближе к последовательной структуре из-за усеченной системы регенерации.

Для ПГУ-ГСП и ПГУ-ГСП ТФ ε_S увеличивается на 4...12 % по сравнению с традиционными Т-энергоблоками.

На Рисунке 5.29 показан относительный отпуск электроэнергии от ПГУ по сравнению с традиционным паротурбинным энергоблоком. Очевидно, что бинарная установка сбросного типа (БПГУ) имеет наилучший показатель в сравнении традиционной пылеугольной ТЭЦ. Для БПГУ характерно соотношение между мощностями ГТУ и паротурбинной частью на уровне 3...4. Переход к ПГУ с Т-180 и Т-250 приводит к уменьшению N/N^{TP} , что обусловлено сопряжением соответствующих ГТУ с паротурбинной частью.

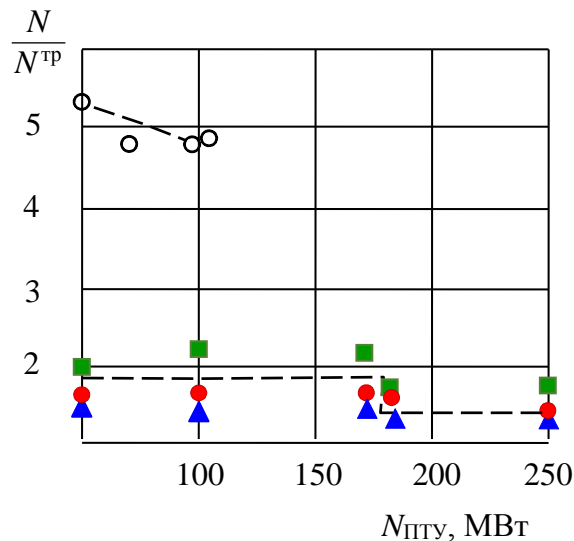


Рисунок 5.29 – Относительный отпуск электроэнергии от пылеугольного традиционного паротурбинного энергоблока (N^{TP}) и от ПГУ (N): обозначения те же, что и на рисунке 5.28

В то же время при использовании ПГУ-НПГ и ПГУ-ГФ отпуск электроэнергии по сравнению с традиционным энергоблоком можно увеличить в 1,4...1,8 раза

(Рисунок 5.29). При этом учтено, что ПГУ-ГФ использует твердое топливо, газифицируемое в синтез-газ, а ПГУ-НППГ – двухтопливный энергоблок.

Оценка эффективности разных технологических схем ПГУ по отпуску электроэнергии и теплоэнергии показывает, что ПГУ позволяет получить эксергетическую эффективность по отпуску электроэнергии в $1,1 \dots 1,5$, а по отпуску теплоэнергии – в $1,05 \dots 1,2$ раза по сравнению с традиционными теплофикационными энергоблоками (Рисунок 5.30, 5.31).

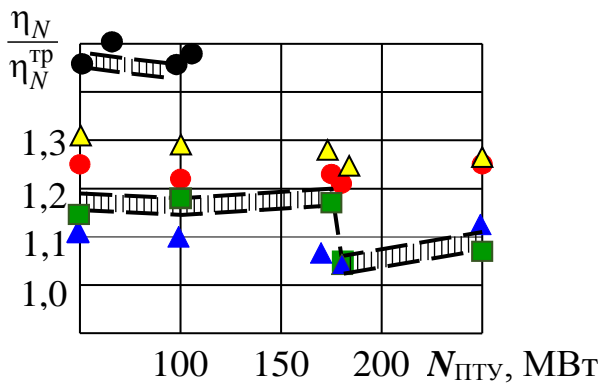


Рисунок 5.30 – Относительный эксергетический КПД по отпуску электроэнергии ПГУ (η_N) и традиционного паротурбинного энергоблока (η_N^{TP}): обозначения те же, что и на рисунке 5.28

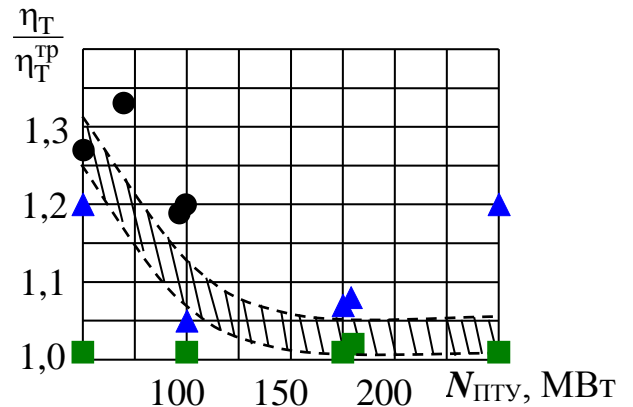


Рисунок 5.31 – Относительный эксергетический КПД по отпуску теплоэнергии ПГУ (η_T), и традиционного паротурбинного энергоблока (η_T^{TP}): обозначения те же, что и на рисунке 5.28

Следует отметить, что при эксергетической оценке эффективность ПГУ-ГФ не учитывался отпуск синтез-газа внешним потребителям. КПД по отпуску синтез-газа для такой установки, на базе турбины Т-180, составляет около 0,43.

Очевидно, что лучшие показатели КПД имеют БПГУ, так как обладают наивысшей термодинамической эффективностью процессов и меньшими затратами энергии на собственные нужды. Вместе с тем технологический профиль одновальной БПГУ формируется с использованием паровых турбин единичной мощностью около 100 МВт и меньше. Применение паровых турбин большей мощности формирует двухвальный технологический профиль БПГУ, как минимум, с

двумя мощными ГТУ, что усложняет конструкцию и технологическую схему энергоблока.

На Рисунке 5.32 показан критерий технико-экономической эффективности η_Z для ПГУ в сравнении с традиционными теплофикационными энергоблоками в диапазоне мощности 50...250 МВт. Данный критерий, по существу, является неким показателем рентабельности технологий, так как учитывает интегральный эффект по продаже продукции и затраты, связанные с ее производством.

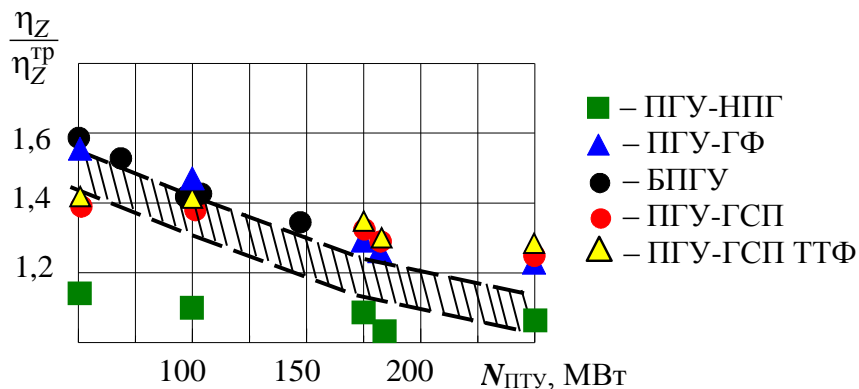


Рисунок 5.32 – Относительный показатель технико-экономической эффективности: η_Z – показатель технико-экономической эффективности для ПГУ, η_Z^{TP} – для пылеугольных традиционных теплофикационных паротурбинных энергоблоков

Из приведенных данных видно, что ПГУ-НПГ, ПГУ-ГФ эффективнее традиционных энергоблоков в 1,1...1,5 раза, а БПГУ в 1,6. Это определяется не только эксергетической эффективностью ПГУ, но и меньшими затратами, обусловленными системными влияющими факторами, а также – устойчивостью схемно-параметрических решений в условиях изменения ценовых, инфраструктурных, экологических факторов.

Обобщая результаты, следует отметить, что БПГУ во всех случаях выглядят предпочтительнее других типов рассмотренных установок как по показателю технико-экономической эффективности, так и по показателям η_N и η_T . Вместе с тем, коэффициент структуры ε_S в наибольшей степени увеличивается для ПГУ с газификацией углей.

Первый результат отражает термическое преимущество БПГУ по сравнению с двухтопливными, а второй – максимальное усложнение тепловой и структурной схемы энергоблока при организации внутрицикловой газификации топлива.

С другой стороны, экономические оценки эффективности для двухтопливных ПГУ, существенно корректирует ценовое соотношение на топливо (Рисунок 5.33, 5.34).

На Рисунке 5.33 для рассматриваемых вариантов исполнения ПГУ приведены значения соотношений годовых расходов условного топлива δ (формула 3.21) для различных мощностей энергоблоков при сравнении этих технологий с традиционными угольными паротурбинными и бинарными парогазовыми энергоблоками. Сравнимые варианты приведены к сопоставимому виду по установленной мощности и отпуску продукции.

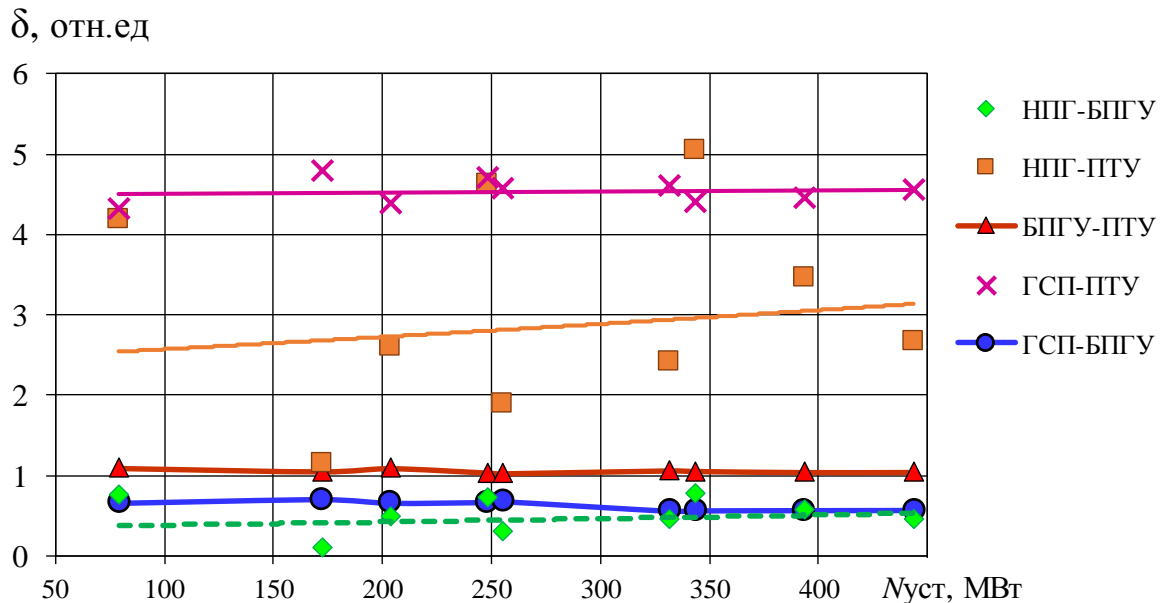


Рисунок 5.33 – Показатель межтопливной конкуренции для различных двухтопливных ПГУ, бинарных ПГУ и традиционных пылеугольных ПТУ

На Рисунке 5.34 на основе полученных соотношений расходов топлива для рассматриваемых технологий в рамках сравнения представлено соотношение цены газа к углю, при котором обеспечивается равная эффективность двухтоплив-

ных технологий с паротурбинной угольной и бинарной парогазовой технологиями при изменении доли газа (угля) в топливном балансе региона. Верхняя линия характеризует зону равной топливной эффективности при увеличении газа в топливном балансе, нижняя – при увеличении угля.

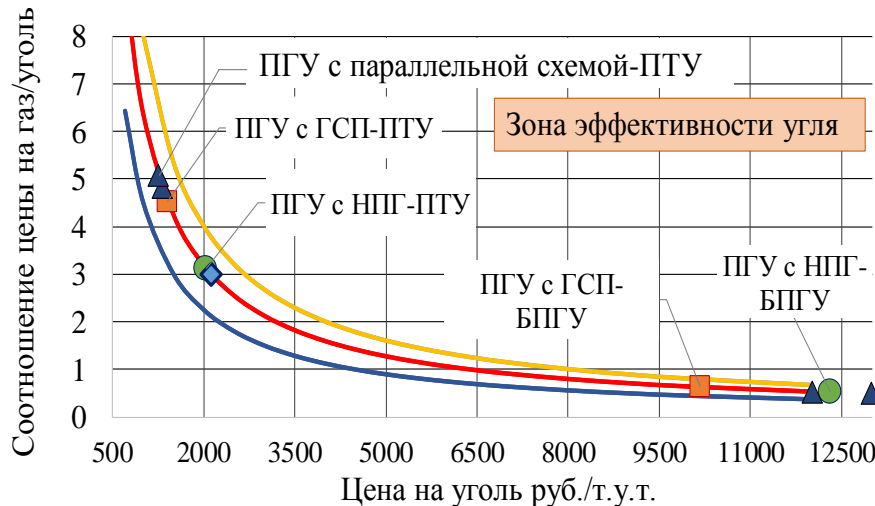


Рисунок 5.34 – Зона равной топливной эффективности для разных профилей ПГУ при изменении доли газа/угля в топливном балансе

Из представленных зависимостей можно видеть, что двухтопливные ПГУ предпочтительнее традиционных пылеугольных энергоблоков в том случае, когда соотношение цен на топливо газ/уголь не превышает $\sim 3 \dots 5$.

Двухтопливные ПГУ предпочтительнее бинарных ПГУ сбросного типа при соотношении цен на топливо газ/уголь более $\sim 0,4 \dots 0,6$.

Для цен на уголь в $2000 \dots 5000$ руб./т у.т, зона эффективного использования газа в энергобалансе находится при соотношении цены газ/уголь менее, чем $3,1 \dots 1,2$. То есть, при цене газа выше, чем $6200 \dots 6000$ руб./т у.т, его использование неэффективно при реализации рассмотренных технических решений.

С учетом полученных результатов проведена оценка доли ПГУ в региональной энергетике при её оснащении разными технологиями. В составе региональной энергосистемы рассмотрены традиционные технологии на угле, суперсверхкритических параметрах, бинарные парогазовые установки, двухтопливные ПГУ, гид-

розлектростанции при варьировании установленных мощностей энергоблоков разного типа. Диапазон изменения установленной мощности энергосистемы составил 40...65 ГВт (в том числе мощностей ГЭС около 20 ГВт). Диапазон изменения мощностей установок различного типа в рамках действия каждой территориальной компании составлял 50 %. Структура установленных мощностей территориальных компаний составляет 2...6 ГВт, при этом полагается, что более 50% установленных мощностей реализованы на новом оборудовании с передовыми техническими решениями.

Подобная задача может решаться для перспективного развития энергетики крупного региона России, например Сибири.

Рациональная доля ПГУ всех (любых) типов в такой перспективной структуре генерации может составлять не менее 30...40 % от всех мощностей ТЭС (Рисунок 5.35).

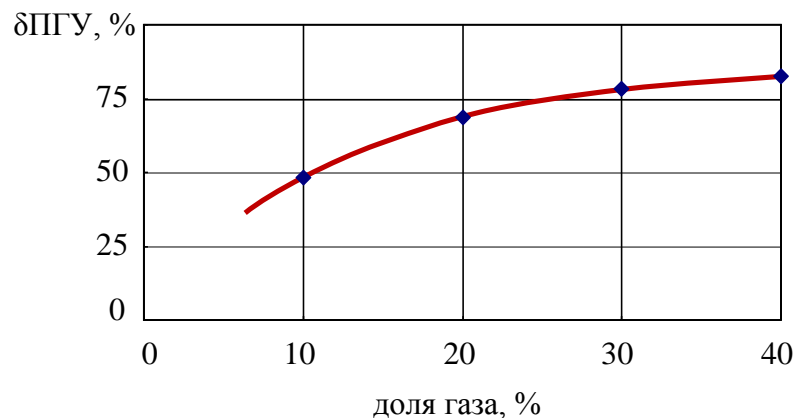


Рисунок 5.35 – Рациональная доля ПГУ всех типов от всех мощностей ТЭС в региональной энергетике в зависимости от доли газа в топливном балансе

С увеличением доли газа в топливно-энергетическом балансе до 30...40%, доля ПГУ возрастает до 70...80 % в структуре генерации.

Представленная на Рисунке 5.35 доля ПГУ в региональной энергетике в общем виде определена как:

$$\delta_{\text{ПГУ}} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{i\text{ПГУ}}}{\sum_{j=1}^m N_{j\text{уст}}}, \quad (5.9)$$

где $N_{i\text{ПГУ}}$ – мощность парогазовых установок разного типа, принятых к рассмотрению при развитии генерирующих мощностей в региональной энергетике, МВт; $N_{j\text{уст}}$ – установленная мощность всех имеющихся в регионе генерирующих установок, МВт.

Выражая рациональную долю ПГУ в региональной энергетике через долю газа в топливном балансе, получим:

$$\delta_{\text{ПГУ}} = 0,0018(\delta_{\text{газа}})^3 - 0,1824(\delta_{\text{газа}})^2 + 6,28\delta_{\text{газа}} + 3,1429. \quad (5.11)$$

где доля газа в энергобалансе региона определяется как:

$$\delta_{\text{газа}} = \frac{\sum_{i=1}^n B_{i\text{газа}}}{\sum_{j=1}^m B_j}, \quad (5.10)$$

где $B_{i\text{газа}}$ – потребление газа, оцениваемое по выработке электроэнергии и теплоты парогазовыми установками на электростанциях для рассматриваемого региона, т у.т.; B_j – потребление органического топлива различными типами энергетических установок на электростанциях для рассматриваемого региона, т у.т.

5.6 Оценка экологических эффектов при применении двухтопливных парогазовых установок в региональном энергобалансе

Рассмотрена совокупность экологических ограничений для решения задачи энергоснабжения крупной территории. Совокупность условий представлена в двух вариантах: первое – обеспечение нормативов через системы очистки, совершенствование технологии сжигания топлива и т.п.; второе – оценка совокупного воздействия на территорию через показатель декарбонизации цикла.

Решение задачи развития региональной энергетике при вводе новых технологий с обеспечением нормативных значений загрязняющих веществ представле-

но в работе на примере Сибирского федерального округа в соответствии с рассматриваемыми в главе 1 сценариями развития для данного региона.

Для обеспечения требуемого уровня очистки дымовых газов, вновь вводимые генерирующие мощности должны быть оснащены природоохранными системами (технологиями). Расчеты показывают, что для характерных в Сибирском федеральном округе среднезольных и малосернистых углей, и при приблизительно сопоставимых системах очистки дымовых газов от золы (КПД очистки на уровне 0,98...0,99) и оксидов серы (КПД очистки порядка 0,3...0,33) для всех сценариев, требуется существенное увеличение КПД систем азотоочистки (азотоподавления) с увеличением вновь вводимых мощностей. Так, для пессимистического сценария КПД систем азотоочистки на КЭС колеблется от 0,4 (например, технология ступенчатого сжигания) до 0,6...0,65 (например, котлы ЦКС или термоподготовка топлива), а для оптимистического сценария для тех же станций меняется в диапазоне 0,8...0,98, что может быть обеспечено лишь системами СКВ (селективного каталитического восстановления) или подобными.

Именно эти факторы обуславливают увеличение доли затрат в природоохранные технологии в зависимости от увеличения генерирующих мощностей с соотношением примерно 0,5 / 1,0 / 1,5 (пессимистический / базовый / оптимистический сценарии, рассмотренные в главе 1). Очевидно, что доля затрат в природоохранные системы тем выше, чем меньше доля газа в топливном балансе и в целом меняется на 20...50 % отн. в рамках каждого сценария и колеблется для всех сценариев на уровне 5...20% абс. от капиталовложений во вновь вводимые ТЭС.

Работа ТЭС на органическом топливе неизбежно связана с выбросом CO_2 , который (в соответствии с положениями Киотского протокола) относят к парниковым газам, подлежащим регулированию. Сегодня Киотский протокол не является регулирующим документом, в передовых (в области энергетики) странах прорабатываются технические возможности по снижению (ограничению) данного вида выбросов, в соответствии с Парижским соглашением 2015 г. В России данное соглашение пока не ратифицировано, разработана Стратегия экологической

безопасности Российской Федерации на период до 2025 года, утвержденная Указом Президента РФ от 19 апреля 2017 года № 176.

Обеспечить снижение выброса парникового газа, в первую очередь, возможно за счет повышения эффективности использования топлива, то есть за счет перевода энергетического хозяйства на новые технологии топливоиспользования. Вместе с тем к 2030 году следует ожидать превышение показателя 2012 года по меньшей мере в $\approx 1,5$ раза (для пессимистического сценария). В среднем для всех вариантов данное превышение может составить 50...140 %. Для оптимистического сценария это означает увеличение выброса CO_2 более чем в 2 раза.

В условиях увеличения ареала функционирования появляется возможность снять экологические ограничения (по выбросу загрязняющих веществ в атмосферу) и ограничения по техническому водоснабжению, выражаемые в увеличении капиталовложений во вновь устанавливаемые генерирующие мощности.

Вместе с тем, учитывая привязанность теплового потребителя к населенным пунктам, увеличение ареала можно обеспечить лишь за счет мощностей КЭС. Ареал функционирования увеличивается линейно в зависимости от требуемой выработки электроэнергии (Рисунок 5.36).

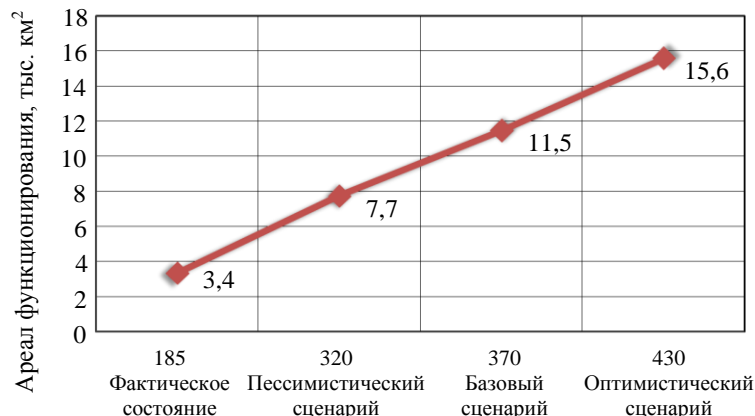


Рисунок 5.36 – Увеличение ареала функционирования в зависимости от выработки электроэнергии (сценария)

Увеличение ареала позволяет исключить затраты, связанные с принудительными системами охлаждения, ввиду выноса КЭС в территории с гарантиро-

ванным модулем стока, а также снизить затраты, связанные с природоохранными технологиями на КЭС. Доля затрат в природоохранные системы в этом случае не превысит 9 % абс. от капиталовложений во вновь вводимые ТЭС.

В то же время для всех ТЭС, выносимых в новый ареал, требуется создание социальной инфраструктуры в новых территориях. Укрупненная оценка стоимости таких работ представлена на Рисунке 5.37. В этой оценке учтена доля электроэнергетики в структуре основных производственных фондов хозяйства страны [107, 108].

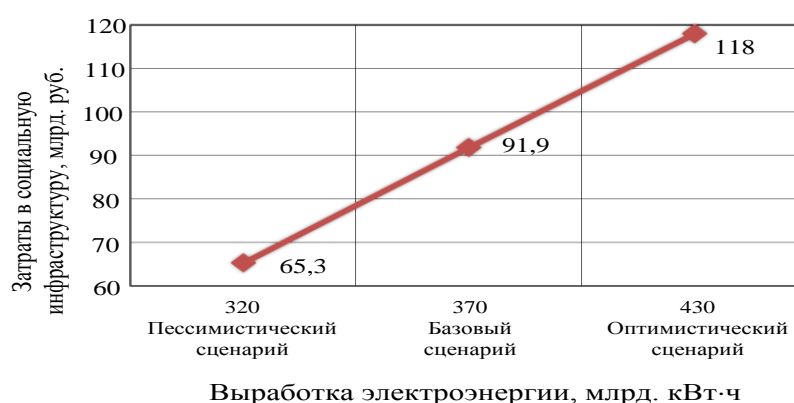


Рисунок 5.37 – Оценка изменений затрат в социальную инфраструктуру в зависимости от требуемой выработки электроэнергии (сценарии)

Далее рассмотрено решение задачи энергоснабжения территории с учетом сравнения технологий (циклов) по показателю декарбонизации.

В последние годы, в связи с глобальным изменением климата, вызванного ростом концентрации CO_2 в атмосфере в результате деятельности человека, и после вступления в силу Парижского соглашения по климату в 2016 году, стало часто употребляться понятие декарбонизации энергетических систем. Декарбонизация подразумевает снижение выбросов углекислого газа (на единицу ВВП, если речь идет об экономике в целом, или на единицу вырабатываемой энергии, если речь идет об энергетической системе) [109 – 111].

Для оценки совокупного экологического воздействия на территорию при оснащении региональной энергетики разными технологиями в работе рассмотрен показатель декарбонизации топливных циклов (η_c). Под декарбонизацией топ-

ливных циклов в данном случае понимается снижение использования углерода (кг) на единицу производимой энергии (Дж) в рамках оснащения региональной энергетики рассматриваемыми технологиями. На Рисунке 5.38 показан показатель декарбонизации циклов для традиционных теплофикационных энергоблоков в диапазоне мощности 50...250 МВт в сравнении с рассматриваемыми типами ПГУ.

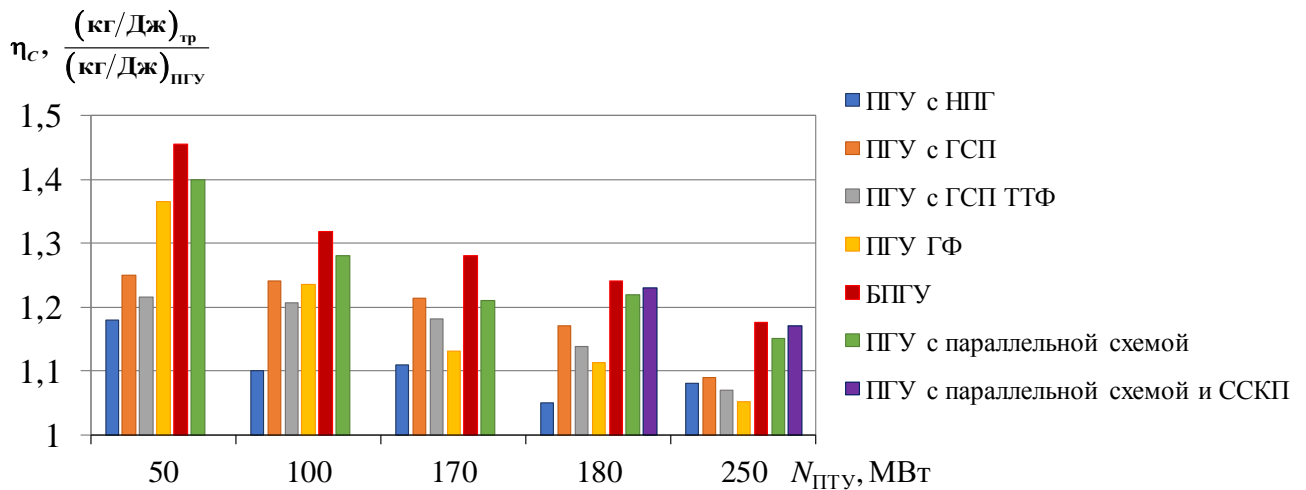


Рисунок 5.38 – Показатель декарбонизации топливных циклов традиционной пылеугольной технологии в сравнении с разными ПГУ технологиями

Как видно из Рисунка 5.38, во всех случаях обеспечивается снижение экологической нагрузки на территорию на 5...45 % в сравнении с традиционной ПТУ. Наибольшей экологической эффективностью по данному показателю среди двухтопливных ПГУ обладают ПГУ с параллельной схемой на суперсверхкритических параметрах (ССКП).

Выводы по пятой главе

В главе рассмотрены проблемы в той или иной мере отражающие перспективы развития парогазовых технологий в России и мире. Рассмотрены различные варианты исполнения ПГУ и основные уравнения по определению их энергетической эффективности, сформулированы следующие выводы:

1. Представлены технологии модернизации традиционных ТЭЦ в парогазовые в виде ГТ надстроенной ТЭЦ и ТЭЦ с ГТУ и утилизацией газов в газосетевом подогревателе. Для них решены оптимизационные задачи по определению наилучших сочетаний термодинамических параметров и технологических (по составу и виду тепловой схемы) и конструкторских решений. Показано, что при модернизации стандартных теплофикационных энергоблоков, для каждого из них может быть подобрана коммерческая (серийно выпускаемая) газовая турбина. Установлено, что эксергетический КПД по отпуску электроэнергии для таких ПГ-ТЭЦ может быть обеспечен на уровне 43...50%.
2. Показано, что для двухтопливной ПГ-ТЭЦ, работающей в составе комбинированной системы теплоснабжения с фреоновым термотрансформатором на линии сетевой воды, возможно обеспечить КПД по отпуску электроэнергии на уровне 43...46 % на основе серийного оборудования. Для вновь проектируемого оборудования этот показатель может составлять 46...50 %.
3. Подтверждено, что с термодинамической точки зрения бинарные ПГУ выглядят предпочтительнее двухтопливных ПГУ, вместе с тем для технологии внутрицикловой газификации обеспечивается максимальный рост коэффициента структуры ε_s .
4. При возможности использования различных технических решений и с учетом того, что стоимость топлива существенно различается, показано, что зона эффективного использования газа в энергобалансе для цен на уголь в 2000...5000 руб./т у.т, находится при соотношении цены газ/уголь меньше, чем 3,1...1,2. То есть, при цене газа выше, чем 6200...6000 руб./т у.т, его использование неэффективно для рассмотренных технологий.
5. Рациональная доля ПГУ всех типов в перспективной структуре генерации может составлять не менее 30...40 % от всех мощностей ТЭС. С увеличением доли газа в топливно-энергетическом балансе до 30...40%, доля ПГУ возрастает до 70 – 80 % в структуре генерации.

6. Показано, что при оснащении региональной энергетики разными технологиями с точки зрения экологических параметров двухтопливные ПГУ на суперсверхкритических параметрах отличаются высокой эффективностью. Обеспечивается снижение экологической нагрузки на территорию на уровне 5...45 % по показателю декарбонизации.

ГЛАВА 6 ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ НАУЧНО-ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДОВ И ПОДХОДОВ

6.1 Двухтопливная ПГУ-370 с параллельной схемой работы

(Приморская ГРЭС, проект)

Рассмотрено решение научно-прикладной задачи для Приморской ГРЭС, связанное с разработкой научно-технических решений по формированию тепловой схемы на базе отечественного оборудования и современных технологий в области энергетики и топливоиспользования для ПГУ с преимущественным сжиганием угольного топлива.

Разрабатываемый вариант ориентирован на предприятия отечественного энергетического машиностроения. Все технические решения соответствуют современным представлениям о необходимости проектирования оборудования энергоблоков в рамках единого проекта. ПГУ комплектуется газотурбинной установкой с камерой сгорания (КС), котлом-утилизатором и паротурбинной установкой с паровым котлом (Рисунок 6.1) [112, 113].

Паротурбинная установка обеспечивает выработку электроэнергии и представляет собой двухконтурную паровую турбину с системой регенерации, предназначенную для работы в составе ПГУ. Паровой котел обеспечивает паровую турбину острым паром (первый контур паровой турбины) и частично паром промежуточного перегрева (второй контур паровой турбины). Топливом для парового котла является уголь, сжигание которого осуществляют в стационарном кипящем слое на инертном материале (песок). Такая технология сжигания позволяет использовать в качестве окислителя в слое газы, отработавшие в ГТУ, а в камере дожигания – воздух.

Газотурбинная установка обеспечивает выработку электроэнергии при сжигании газа в КС. При этом, отработавшие в ГТУ и имеющие высокую температуру газы частично направляются в паровой котел в качестве агента, обеспечивающего стационарность кипящего слоя. Наличие в газах CO_2 и водяных паров способ-

ствуется процессам газификации в слое, а наличие O_2 – обеспечивает начало процесса горения. Другая часть газов направляется в котел-утилизатор, в котором обеспечивается перегрев остальной части пара промежуточного перегрева для второго контура паровой турбины, а также обеспечивается частичное вытеснение системы регенерации ПТУ (на Рисунке 6.1 не показано).

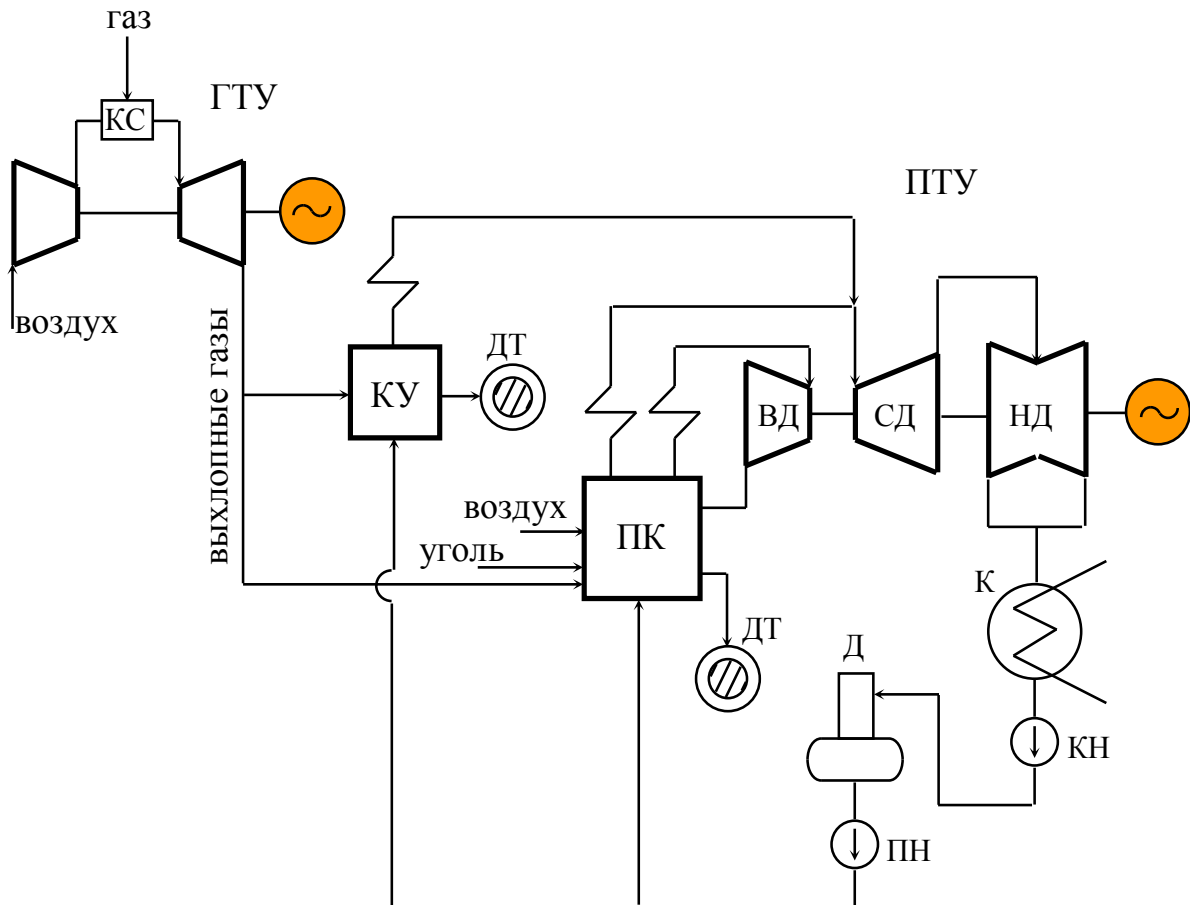


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема ПГУ с преимущественным использованием твердого топлива: ГТУ – газотурбинная установка; ПТУ – паротурбинная установка; КС – камера сгорания ГТУ; КУ – котел утилизатор; ПК – паровой котел; ВД – часть турбины высокого давления; СД – часть турбины среднего давления; НД – часть турбины низкого давления; К – конденсатор; Д – деаэратор; КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос; ДТ – дымовая труба

Для обеспечения автономности работы ГТУ и ПТУ схема ПГУ предусматривает установку двух дымовых труб.

ПГУ комплектуется импортозамещающей газотурбинной установкой ГТД-110, производитель ОДК «Сатурн» (г. Рыбинск) [114]. Ее технические характеристики представлены в Таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные показатели ГТД-110

Наименование	Показатель
Электрическая мощность, МВт	110
Коэффициент полезного действия,	35,2
Частота вращения выходного вала, об/мин	3000
Температура газа на выходе, °С	517
Расход газа на выходе, кг/с	362
Выбросы NO _x , не более, мг/м ³	50
Масса на раме, т	58
Габариты, м	7,12×3,68×4,25

Котел-утилизатор (КУ) относится к вновь проектируемому оборудованию. В предлагаемой схеме предназначен для генерации части пара второго контура ПТУ с давлением 2,7 МПа и температурой 500 °С, а также частичного вытеснения системы регенерации ПТУ.

КУ имеет три теплообменных контура. Основные расходные и тепловые характеристики КУ показаны на Рисунке 6.2. Контур генерации пара имеет схему традиционного барабанного парового котла и включает три группы поверхностей нагрева: водяной экономайзер; испарительный контур и пароперегреватель.

Контуров высокого и низкого давлений представляют собой газо-водяные теплообменники, предназначены для нагрева питательной воды от температуры 160 °С до 218 °С, при байпасе двух подогревателей высокого давления системы регенерации ПТУ и основного конденсата, от температуры 62 °С до 139 °С, при

байпаса двух подогревателей низкого давления системы регенерации ПТУ, соответственно.

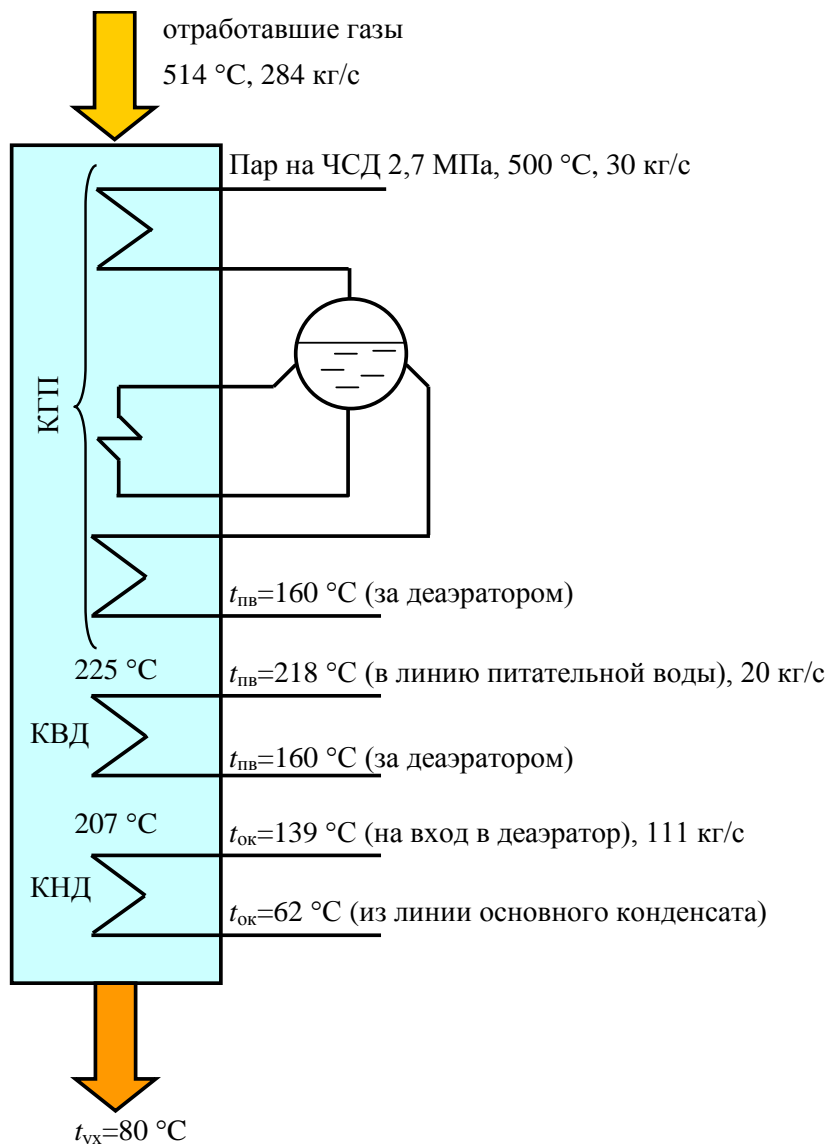


Рисунок 6.2 – Структурная схема КУ: КВП – контур генерации пара; КВД – контур высокого давления; КНД – контур низкого давления

Паропроизводительность котла-утилизатора составляет 110 т/час, его тепловая мощность по пару – 104 МВт; на контуре ВД – 20 МВт; на контуре НД – 65 МВт. Котел-утилизатор может быть изготовлен НПО «Красный котельщик» (г. Таганрог) или «ЗиО» (г. Подольск). Ориентировочные габариты и масса: ширина в осях колонн – 10 м; глубина в осях колонн – 20 м; отметка на верхней точ-

ке котла – 30 м; площадь поверхностей нагрева парового контура – 25000 м²; площадь поверхностей нагрева контуров ВД и НД – 6 000 м²; масса металла парового контура – 300 т; масса металла контуров ВД и НД – 110 т.

Паровая турбина относится к вновь проектируемому оборудованию и может быть представлена в двух вариантах исполнения – на «докритические» и «закритические» параметры. В обоих случаях турбина представляет собой новый класс паровых двухконтурных турбин, предназначенных для работы в составе ПГУ, и должна отвечать мировому уровню турбиностроения. Особенностью таких турбин является то, что расход пара в частях среднего и низкого давлений превышает расход острого пара, направляемый в голову турбины (часть высокого давления). Такое превышение обеспечивается за счет дополнительного контура по подготовке пара средних параметров. Как правило, дополнительный (второй) паровой контур работает параллельно с линией промежуточного перегрева пара.

Расчет тепловой схемы энергоблока позволяет сформулировать следующие основные требования к паровой турбине (Таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Требования к паровой турбине*

Наименование	Показатель	
Тип турбины	Двухконтурная, конденсационная, без регулируемых отборов, с промежуточным перегревом	
	«докритические» параметры	«закритические» параметры
Номинальная (максимальная) мощность, МВт	225 (240)	225 (240)
Температура острого пара (первый контур), °С	540	540
Температура пара промежуточного перегрева (второй контур), °С	500	500
Расход острого пара первого контура, кг/с (т/ч)	162,5 (585)	166,2 (598)

Наименование	Показатель	
	«докритические» параметры	«закритические» параметры
Давление острого пара первого контура, МПа	12,8	23,5
Расход пара второго контура, кг/с (т/ч)	173,9 (626)	167,2 (602)
Давление пара второго контура, МПа	2,7	3,75
Давление в конденсаторе, кПа	3,9	3,9
Число нерегулируемых отборов	7	7
Число цилиндров	3	3
Число выхлопов	2	2
Внутренний относительный КПД, %		
ЧВД	88	88
ЧСД	90	90
ЧНД	88	88

* все параметры и показатели имеют ориентировочные значения

Паровой котел относится к вновь проектируемому оборудованию и в данном случае сочетает в себе передовые достижения в области сжигания в стационарном кипящем слое. Следует подчеркнуть, что для предлагаемой тепловой схемы не является определяющим вид твердого топлива, способ его сжигания и тип топочного устройства. Вместе с тем известными преимуществами сжигания углей в кипящем слое является низкий выход оксидов азота, снижение затрат энергии на пылеприготовление, вовлечение в топливный баланс угольной мелочи и некоторые другие.

Соотношение газов под слой ко вторичному воздуху над слоем принято 3:1 в соответствии с [115, 116]. Характеристики парового котла показаны на Рисунке 6.3.

Эффективность парового котла оценивается через КПД, определяемый по обратному балансу

$$\eta_{\text{к}} = 1 - \sum_{i=2}^6 q_i = 0,94, \quad (6.1)$$

где $q_2 = 0,045$ (определено укрупненно по нормативному методу) и для расчетов (в порядке оценки) принято $q_3 = 0$; $q_4 + q_5 = 0,015$ и $q_6 = 0$.

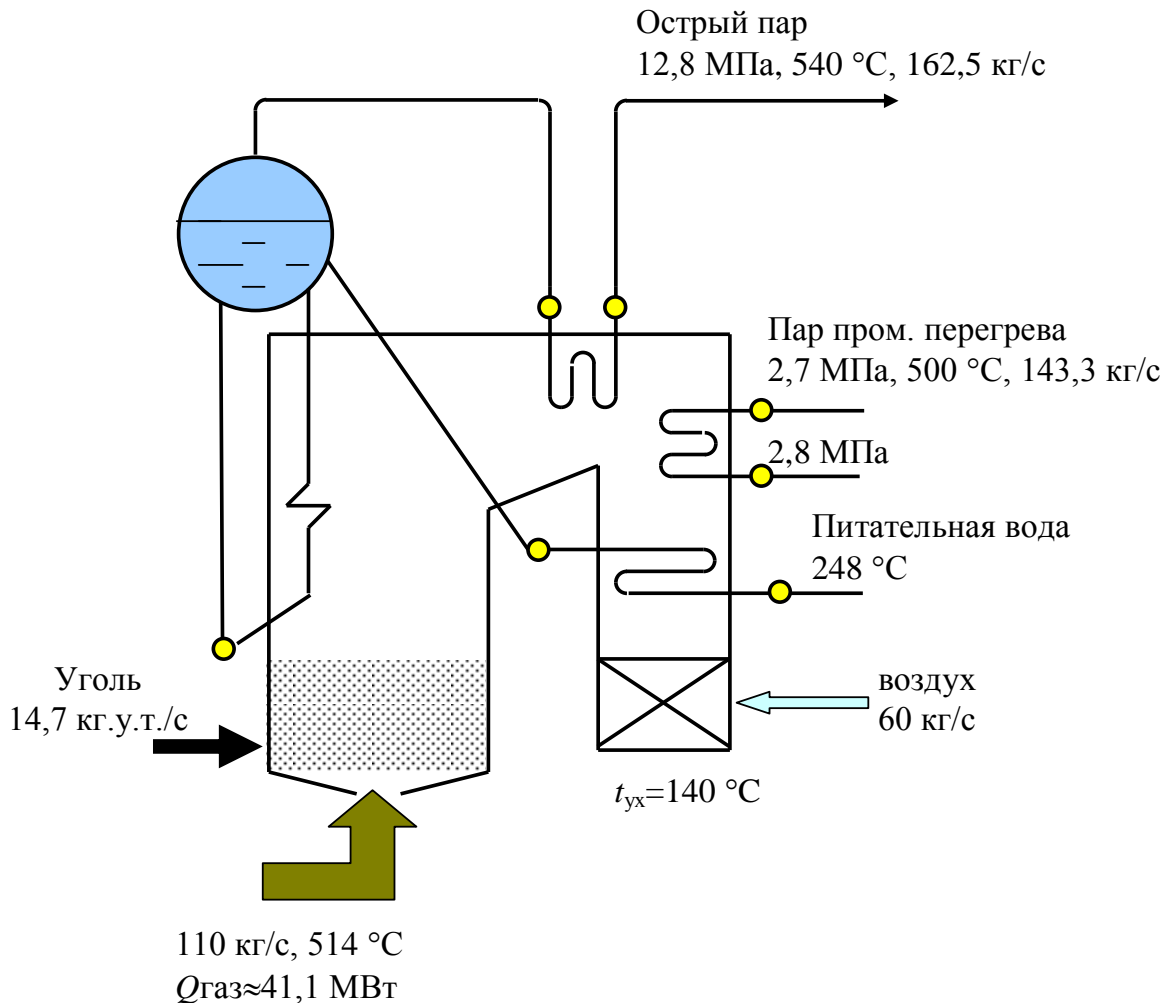


Рисунок 6.3 – Некоторые параметры и характеристики парового котла

Ориентировочный размер ячейки котла (по аналогии с котлами Фостер-Уиллер, Лурги): ширина, м – 24; глубина, м – 40; высота котла, м – 55.

Котел может быть изготовлен «ЗиО» (г. Подольск).

Расчет тепловой схемы проведен укрупненно на основе уравнений теплового и материального балансов. Результаты расчетов представлены на Рисунке 6.4.

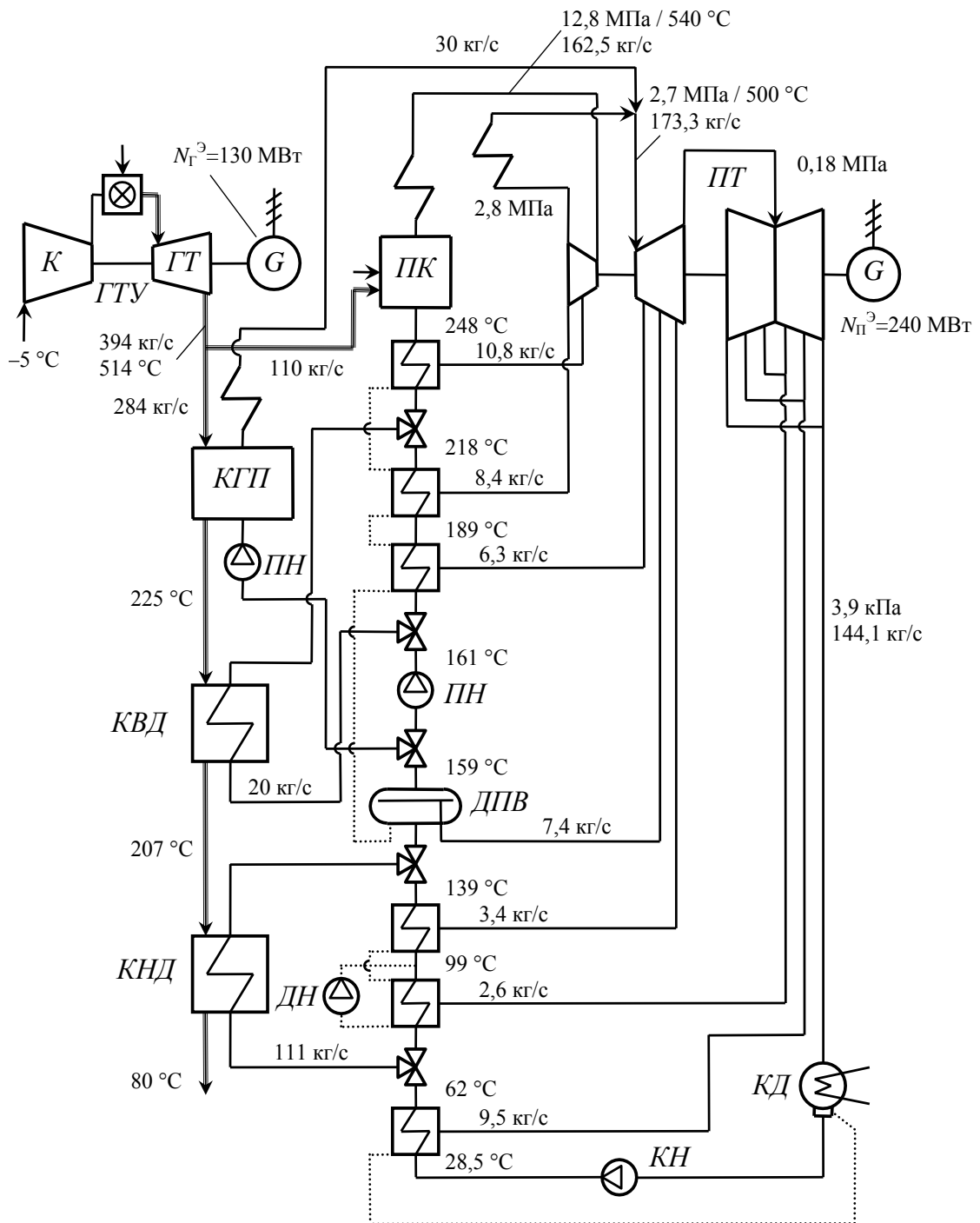


Рисунок 6.4 – Тепловая схема ПГУ с турбиной К-225-130: К – компрессор, ГТ – газовая турбина, ПК – паровой котел, ПТ – паровая турбина КД - конденсатор, КН – конденсатный насос, ДН – дренажный насос, ДПВ – деаэратор питательной воды, ПН – питательный насос, КНД – контур низкого давления, КВД – контур высокого давления, КГП – контур генерации пара

КПД ПГУ нетто определяется по выражению:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{нетто}} = \frac{N_{\text{ГТУ}} \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{CH}} + N_{\text{ПТУ}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{CH}}}{\left(\frac{0,123}{\eta_{\text{ГТУ}}} N_{\text{ГТУ}} + \frac{0,123}{\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{нетто}}} N_{\text{ПТУ}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{CH}} \right) \frac{29,3}{3,6} - Q_{\text{газ}}}, \quad (6.2)$$

где $N_{\text{ГТУ}}$ – мощность на клеммах генератора газотурбинной установки, работающей в составе ПГУ, МВт; $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{CH}}$ – КПД собственных нужд ГТУ (в основном – затраты на дожимной компрессор и системы охлаждения, принят на уровне 0,99); $N_{\text{ПТУ}}$ – мощность на клеммах генератора паротурбинной установки, работающей в составе ПГУ, МВт; $\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{CH}}$ – КПД собственных нужд ПТУ (принят на уровне 0,955); $\eta_{\text{ГТУ}}$ – КПД ГТУ брутто (на расчетном режиме -5 °С); $\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{нетто}}$ – КПД ПТУ нетто, определяется по выражению:

$$\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{нетто}} = \frac{N_{\text{ПТУ}}}{D_0 (h_0 - h_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПП}} (h_{\text{ПП}} - h'_{\text{ПП}})} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{CH}}, \quad (6.3)$$

где D_0 , $D_{\text{ПП}}$ – расход пара на ПТУ и пара промежуточного перегрева, кг/с; h_0 , $h_{\text{ПВ}}$, $h_{\text{ПП}}$, $h'_{\text{ПП}}$ – энтальпии острого пара, питательной воды, пара горячей и холодной нитки промперегрева, кДж/кг; $Q_{\text{газ}}$ – тепло, вносимое в топку котла с дымовыми газами ГТУ:

$$Q_{\text{газ}} = G_{\text{газ}} c_p (t_{\text{г}} - t_{\text{yx}}^{\text{к}}). \quad (6.4)$$

В этом выражении $G_{\text{газ}}$ – расход газов ГТУ на котел, кг/с; c_p – теплоемкость воздуха, кДж/(кг·К); $t_{\text{г}}$ – температура газов за ГТУ, °С; $t_{\text{yx}}^{\text{к}}$ – температура уходящих газов из котла, °С.

Составляющие повышения эффективности предложенной тепловой схемы можно представить следующим образом:

- за счет использования теплоты уходящих из ГТУ газов в утилизационном контуре – 5,2 %;
- за счет использования теплоты уходящих из ГТУ газов в паровом котле для обеспечения кипящего слоя с частичным вытеснением системы подогрева вторичного воздуха – 2,1 %;
- за счет повышения внутреннего относительного КПД паровой турбины – 1,5 %;
- за счет повышения КПД парового котла – 1,5 %.

В Таблица 6.3 представлена структура капиталовложений в ценах 2007 года, а в Таблица 6.4 представлены основные показатели ПГУ.

Таблица 6.3 – Структура капиталовложений в ПГУ

Наименование	Значение	
	ПГУ с докритическими параметрами	ПГУ с закритическими параметрами
Электротехническое оборудование	8 %	
Строительные конструкции и работы	20 %*	
Теплотехническое оборудование:	72 %	
В том числе, в % от теплотехнической части		
Паровой котел	28	30
Котел-утилизатор	4	4
Газотурбинная установка с системами	20	22
Паротурбинная установка с системами	13	12
Вспомогательное оборудование котла	9	8
Трубопроводы и пуско-сбросные устройства	10	10
Водоподготовка	6	5
Средства автоматизации и КИП	10	9
Итого по теплотехнической части	100	100

* по современным оценкам при новом строительстве здания, сооружения, конструкции, инфраструктура и работы могут составлять до 50 % от стоимости основного оборудования

Таблица 6.4 – Основные показатели ПГУ

Наименование показателя на расчетном режиме при температуре воздуха -5 °С	Значение	
	ПГУ с докритическими Параметрами	ПГУ с закритическими параметрами
Мощность ГТУ, МВт	130	
Мощность ПТУ, МВт	240	
Мощность ПГУ, МВт	370	
КПД ГТУ, %	38,7	
Температура выхлопных газов, °С	514	
КПД ПГУ, %	46,5	48,1
Расход условного топлива ПГУ, кг у.т/кВт·ч	0,264	0,256
Расход условного топлива на ГТУ, кг у.т/кВт·ч	0,318	0,318
Расход натурального топлива (газ с $Q_H^p = 36$ МДж/м ³), тыс. м ³ /час	33,6	33,6
Расход условного топлива на ПТУ, т у.т/ч	53,4	50,3
Расход натурального топлива (КЖТ с $Q_H^p = 7,85$ МДж/кг), т/ч	199,3	187,6
Капиталовложения, млрд. руб.	9,4...12,2*	

* в зависимости от состава оборудования, в ценах 2007 года

Следует отметить, что в представленном варианте двухтопливной ПГУ принципиально существует возможность увеличить эффективность энергоблока в целом за счет глубокого охлаждения отработавших в ГТУ газов. Для этого необходимо последовательно обеспечить байпас основного конденсата из нижнего ПНД через газовойодяной подогреватель и предварительный подогрев вторичного воздуха до температуры +30 °С в газо-воздушном подогревателе (данные решения на схеме не показаны). Охлажденные до температуры примерно +60 °С, отработавшие газы сбрасываются в градирню оборотной системы техводоснабжения. Дымовая труба для ГТУ отсутствует, что снижает капиталовложения в ПГУ при

сохранении возможности работы ГТУ в автономном режиме. В этом случае, за счет вытесненных отборов (на нижний ПНД и калорифер) может быть получено дополнительно 0,6 МВт электроэнергии.

В условиях применения паровой турбины закритических параметров, КПД ПГУ имеет более высокие значения (Таблица 6.4). В зависимости от варианта паровой турбины, тепловая схема принципиальных отличий не имеет (разница лишь в байпасировании ПВД). Для схемы на закритические параметры котел-утилизатор отличается в части КВД и КНД, а паровой котел – прямоточный.

6.2 Парогазовые установки с газификацией угля и производством водорода

Рассмотрена задача, связанная с анализом технических решений и исследованием эффективности схем ПГУ с газификацией для комбинированного производства электроэнергии и вторичной продукции в виде водорода и синтез-газа для угольных регионов. Работа выполнена в рамках Федеральной целевой программы по направлению «Производство топлив и энергии из органического сырья», по проблеме «Комплексные технико-экономические исследования ПГУ ТЭЦ с поточными газификаторами угля при комбинированном производстве электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода», госконтракт ГК № П1087 от 24.08.2009 г.

Возможность и перспективы использования промышленно освоенных технологий конверсии угля для комбинированного производства водорода и электроэнергии привлекают внимание [117, 118]. В таких установках уголь газифицируется в газификаторах, например, типа Техасо, синтез-газ охлаждается, очищается от частиц золы, и конвертируется в водород и CO_2 в окислительных вода-газ реакторах «сдвига». Затем CO_2 удаляется из синтез-газа, осушается и сжимается до 150 бар для транспорта по трубопроводу и подземного хранения. Сероводород, являющийся нежелательным балластом, также удаляется из синтез-газа. Высоко чистый H_2 (99,999%) выделяется из синтез-газа с помощью циклически работающей адсорбционной установки под давлением 60 бар. Этот газ сжимается и сжи-

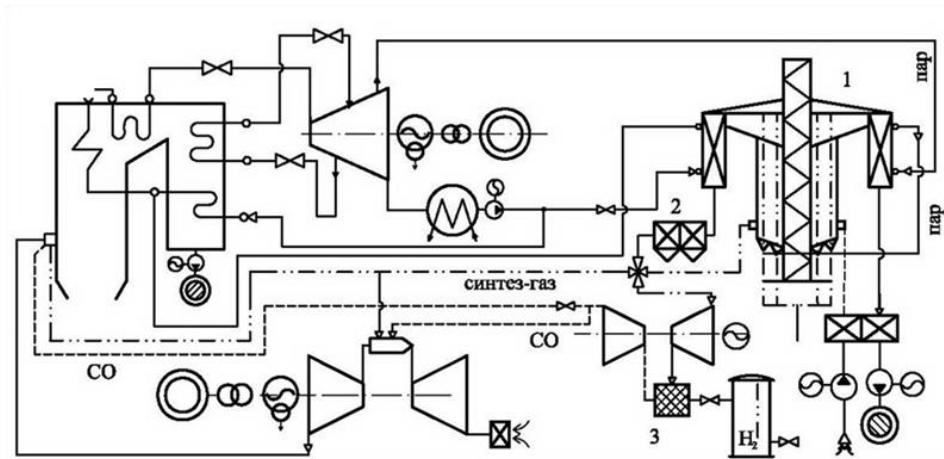
гается в традиционной газовой турбине (работающей вместе с паровой турбиной по парогазовому циклу).

На основе промышленно освоенных технологий возможно передать водороду 57...58% энергии угля (по низшей теплоте сгорания). Затраты электроэнергии на улавливание и захоронение CO_2 при комбинированном производстве водорода и электроэнергии меньше, чем при отпуске только электроэнергии (2% против 6...8%).

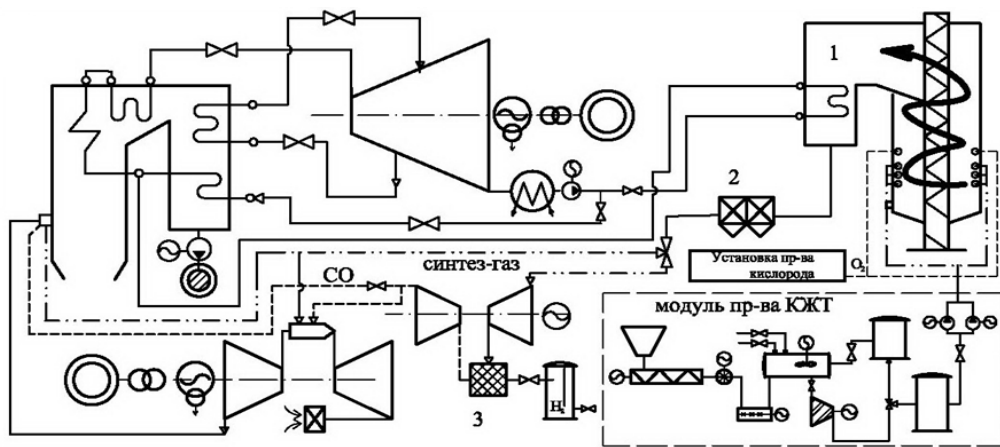
Стоимость водорода, произведенного комбинированным с производством электроэнергии способом, находится на уровне 0,86...1,18 долл./кг H_2 или 7,19...9,81 долл./ГДж H_2 по Q_{H}^{P} (в ценах 2004 года).

В работах [119, 120] рассмотрены технологии газификации угля: низкотемпературная в кипящем слое и сухим шлакоудалением (типа Винклера) и высокотемпературная пылеугольного потока с жидким шлакоудалением (типа Копперс-Тотцека). Отмечено, что при крупномасштабном производстве водорода на основе угля происходит выделение значительного количества тепла и горючих газов. Наиболее эффективным способом их утилизации является комбинированное производство водорода и электроэнергии. При этом цена водорода, производимого на такой установке, при внутренней норме возврата 15 % находится в диапазоне 205...238 долл./т у.т. (0,76...0,88 долл./кг H_2). Отмечено также то, что энерготехнологическая установка (ЭТУ) производства электроэнергии и водорода с газогенераторами, использующими газификацию угля в кипящем слое, имеют более высокую термодинамическую эффективность (эксергетический КПД находится на уровне 50 %) по сравнению с установками с газификацией в пылеугольном потоке (эксергетический КПД оценивается на уровне 46 %).

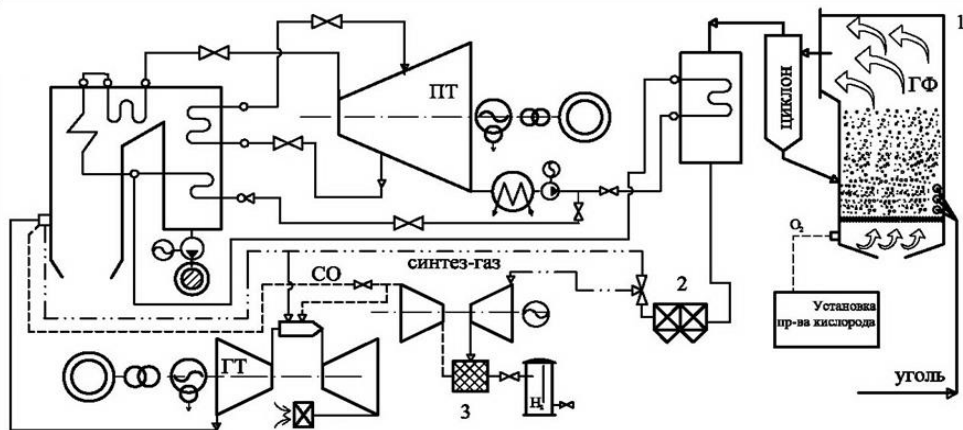
На кафедре ТЭС НГТУ разработаны схемы ПГУ ТЭЦ с газификаторами разного типа (поточные аллотермический трубчатый с газификацией угольной пыли и Тексако с газификацией водоугольного топлива, а также газификатор кипящего слоя Винклера) и низконапорным парогенератором с производством водорода и синтез-газа [121, 122] (Рисунок 6.5).



а)



б)



в)

Рисунок 6.5 – Схемы ПГУ с газификацией угля и низконапорным парогенератором: схема с трубчатым аллотермическим газификатором (а); схема с газификатором Тексако (б), схема с газификатором Винклера (в); 1-газификатор; 2 – система очистки от твердых частиц; 3 – мембранная установка выделения водорода

В тепловой схеме ПГУ производится утилизация тепла, выделившегося при газификации, тепла уходящих газов, синтез-газа, окиси углерода (для схем с производством водорода). При паровой газификации на собственные нужды аллотермического газификатора используется пар от отбора паровой турбины, синтез-газ для сжигания и подвода тепла в реакторную зону (Рисунок 6.5*а*), при кислородной газификации в газификаторе Тексако или газификаторе Винклера на собственные нужды газификатора подается кислород кислородной установки (Рисунок 6.5 *б*). Синтез-газ и уходящие газы охлаждаются в газо-водяных и газо-паровых теплообменниках газификатора. При этом вытесняется система регенерации тепла в паротурбинной ступени ПГУ.

Уголь подается в газификатор угля 1, где в процессе газификации производится СО-водородный синтез-газ. После предварительной очистки и охлаждения в системе очистки 2 синтез-газ разделяется на четыре потока. Часть синтез-газа совместно с отделенным оксидом углерода в мембранном модуле 3 подается в камеру сгорания газовой турбины. Вторая часть синтез-газа направляется для сжигания и подвода тепла в реакторную зону газификатора 1. Третья часть синтез-газа используется в мембранном палладиевом модуле 3, в котором производится водород с высокой степенью чистоты. Монооксид углерода направляется на сжигание в камеру газовой турбины.

В энергетическом паровом котле четвертая часть синтез-газа сжигается в среде уходящих от газовой турбины газов, генерируется пар высокого давления, который далее расширяется в паровой турбине. Мощность газовой турбины определяется объемом уходящих газов, необходимым для сжигания угля в энергетическом паровом котле (в среде уходящих от газовой турбины газов).

Необходимо отметить, что на момент выполнения работы в литературе не было представлено исследований ПГУ ТЭЦ с поточными газификаторами с комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода. Описаний математических моделей и подходов к оценке их технико-экономической эффективности также не встречалось.

Технологический профиль каждой из представленных тепловых схем имеет индивидуальные особенности. В частности, входящие в состав поточных газификаторов экономайзеры (охладители синтез-газа) включены в систему подогрева питательной воды, при этом для схем с трубчатый газификатором полностью вытесняется система регенерации паровой турбины. Для других схем система регенерации паровой турбины вытесняется не в полном объеме, так как сохраняется предварительный подогрев основного конденсата до температур 40...44 °С для схемы с газификатором Тексако и 29...32 °С для схемы с газификатором Винклера.

Для поточных газификаторов «трубчатого» и «Тексако» принята кольцевая конструкция, Рисунок 6.6. Для слоевого типа «Винклера» – цилиндрическая. При этом высота газификаторов определяется временем протекания реакции газификации и составляет для трубчатого газификатора – 20 м, газификатора Тексако – 6,64 м, для газификатора кипящего слоя Винклера – 13 м.

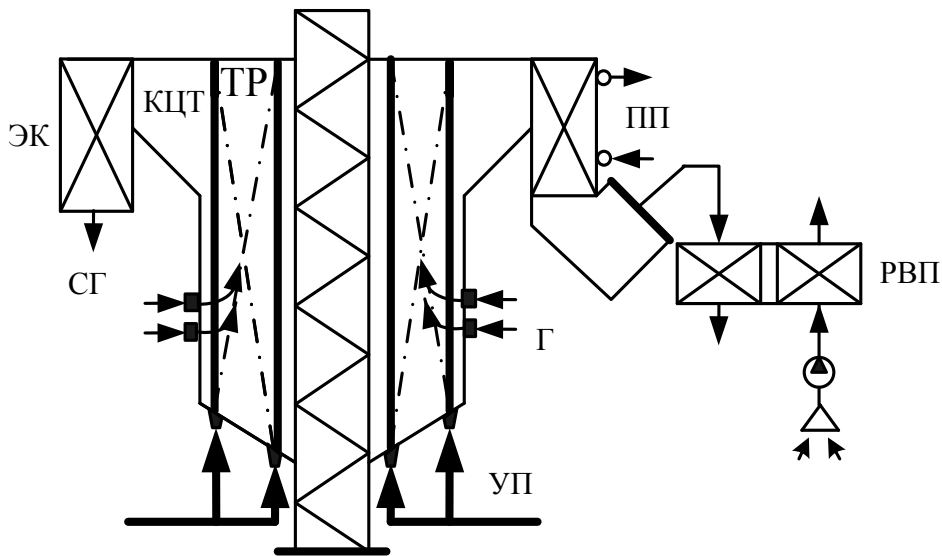


Рисунок 6.6 – Компоновочная схема газификатора кольцевого типа: СГ – охлажденный (запыленный) синтез-газ, КЦТ – кольцевая топка, ЭК – экономайзер, ПП – пароперегреватель, РВП – регенеративный воздухоподогреватель, ТР – реакторные трубки, Г – подача синтез-газа в КЦТ, УП – угольно-паровая смесь.

Особенностью работы трубчатого аллотермического газификатора является необходимость подвода пара постоянного давления (2,0 бар) от регулируемого отбора паровой турбины. Газификация в газификаторах Тексако и Винклера осуществляется с использованием в качестве окислителя кислорода, что требует дополнительных капитальных затрат в установку разделения воздуха и увеличивает расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС.

Из приведенных в Таблице 6.5 данных видно, что газификатор водоугольного топлива (Тексако) позволяет производить наиболее калорийный синтез-газ с высоким объемным содержанием водорода [123, 124]. Близкий по составу и теплотворной способности синтез-газ продуцируется трубчатым аллотермическим газификатором. Производимый в газификаторе кипящего слоя (Винклера) синтез-газ имеет в 2 раза ниже объемное содержание водорода и меньшую теплоту сгорания. Это объясняется различием в применяемом окислителе: пар – для трубчатого газификатора, кислород и пар (полученный при испарении воды ВУС) – для газификатора Тексако и кислород – для газификатора Винклера.

В качестве расчетного топлива для всех газификаторов принят Кузнецкий уголь (промпродукт).

Таблица 6.5 – Характеристики газификаторов

	Показатель	Трубчатый газификатор	Газификатор Тексако	Газификатор Винклера
1	Объемное содержание	CO	0,396	0,397
2		H ₂	0,530	0,531
3		CO ₂	0,013	0,013
4		N ₂	0,058	0,058
5		A	0,000	0,000
6		SO ₂	0,002	0,001
7	Теплота сгорания синтез-газа, кДж/нм ³	10682,5	10693,0	10632,4
8	Теплота сгорания синтез-газа, кДж/кг	15363,6	15426,0	10273,9
9	Плотность синтез-газа, кг/нм ³	0,695	0,693	1,035

Теплопроизводительность газификатора (Рисунок 6.7 а) определяется тепловой мощностью охлаждения синтез-газа ($Q_{охл}$), а для трубчатого газификатора еще и тепло-

производительностями пароперегревателя ($Q_{ПП}$) и воздухоподогревателя ($Q_{РВП}$),
Рисунок 6.6.

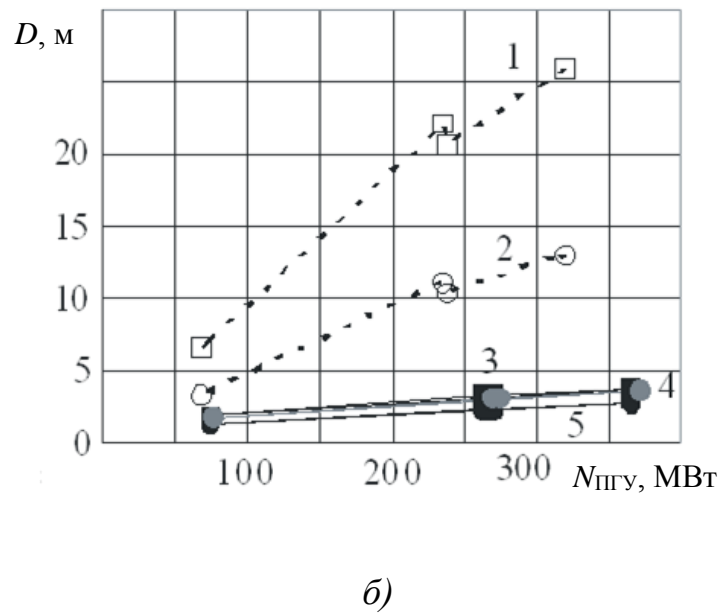
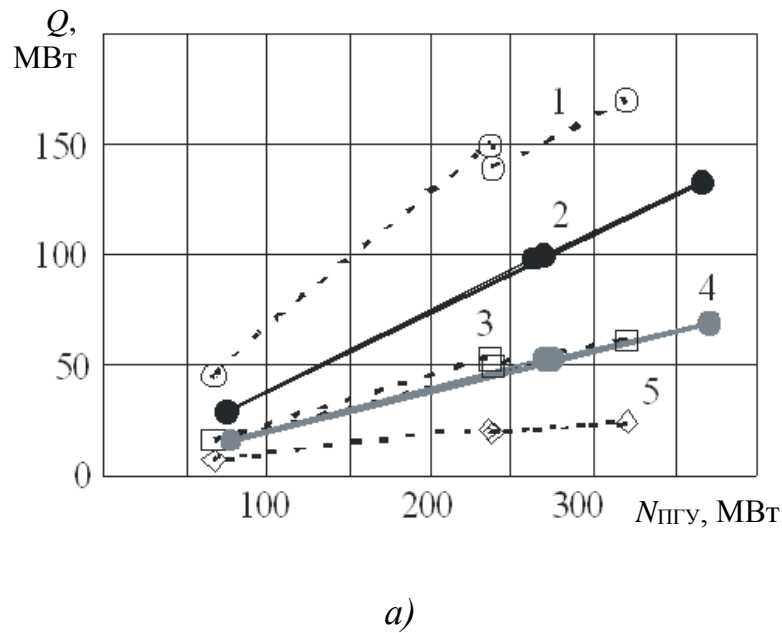


Рисунок 6.7 – Теплопроизводительность (Q) и диаметр (D) газификаторов в составе ПГУ мощностью $N_{ПГУ}$: на графике а: 1 – $Q_{охл}^{СГ}$, 3 – $Q_{ПП}$, 5 – $Q_{РВП}$ для трубчатого газификатора; 2 – $Q_{охл}^{СГ}$ для газификатора Тексако; 4 – $Q_{охл}^{СГ}$ для газификатора Винклера; на графике б: 1, 2 – внешний ($D1$) и внутренний ($D2$) диаметры реактора для трубчатого газификатора; 3, 5 – то же для газификатора Тексако; 4 – диаметр (D) для газификатора Винклера

Можно видеть, что диаметры реакторной зоны не превышают 5-и метров для газификаторов Тексако и Винклера, а для газификатора кольцевого типа – не выше 20-и метров, при диаметре внутренней вставки не выше 15-и метров (Рисунок 6.7б).

Удельные капиталовложения в газификаторы лежат в пределах 25...350 долл./кг/с газифицируемого угля в зависимости от типа газификатора и типа паротурбинной установки в составе ПГУ (Таблица 6.6).

Таблица 6.6 – Капиталовложения в поточные газификаторы в составе ПГУ на базе теплофикационных турбин (в ценах 2007 года)

1	Тип паровой турбины в составе ПГУ	T-50/60-130 (УТЗ)	T-110/120-130 (УТЗ)	T-175/210-130 (УТЗ)	T-180/210-130 (ЛМЗ)	T-250/300-240 (УТЗ)
Трубчатый газификатор						
2	Газопроизводительность газификатора, нм ³ /с	27,6	59,2	93,9	88,5	110,8
3	Расход угля на газификатор, кг/с	12,0	25,7	40,7	38,4	48,0
4	Капиталовложения в газификатор, млн. долл.	3,72	8,46	14,1	13,2	17,0
5	Удельные капиталовложения на единицу производительности, тыс. долл./кг/с	310,0	329,2	346,4	343,8	354,2
Газификатор Тексако						
6	Газопроизводительность газификатора, нм ³ /с	35,65	76,36	120,7	122,1	162,8
7	Расход угля на газификатор, кг/с	15,5	33,2	52,5	53,1	70,8
8	Капиталовложения в газификатор, млн. долл.	0,999	2,14	3,39	3,54	4,68
9	Удельные капиталовложения на единицу производительности, тыс. долл./кг/с	64,5	64,5	64,6	66,7	66,1
Газификатор Винклера						
10	Газопроизводительность газификатора, нм ³ /с	18,8	40,4	63,9	63,6	83,9
11	Расход угля на газификатор, кг/с	13,4	28,7	45,4	45,2	59,6
12	Капиталовложения в газификатор, млн. долл.	0,779	1,06	1,29	1,29	1,46
13	Удельные капиталовложения на единицу производительности, тыс. долл./кг/с	58,1	36,9	28,4	28,5	24,5

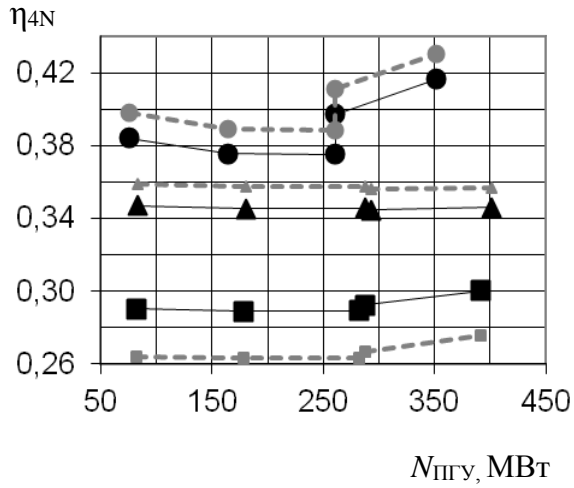
С использованием комплексного подхода к оптимизационному исследованию, представленному в главе 4, выполнен технико-экономический анализ парогазовых энергоблоков ТЭЦ с комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода. Даны рекомендации по выбору рациональных схем и параметров ПГУ ТЭЦ с газификацией угля (ГФ).

В качестве объектов исследования технологии ПГУ-ТЭЦ-ГФ рассматривались энергоблоки на базе паровых турбин Т-50...250 МВт [123, 124]. Из рисунка 6.8 можно видеть, что эксергетический КПД энергоблоков ПГУ ТЭЦ с газификатором и производством водорода и синтез-газа находится на уровне 31...44 % – по выработке водорода (η_{1s}); 28...45 % – по выработке синтез-газа (η_{1s}); 26...43 % – по выработке электроэнергии (η_N); 24...40 % – по выработке теплоэнергии (η_{6T}).

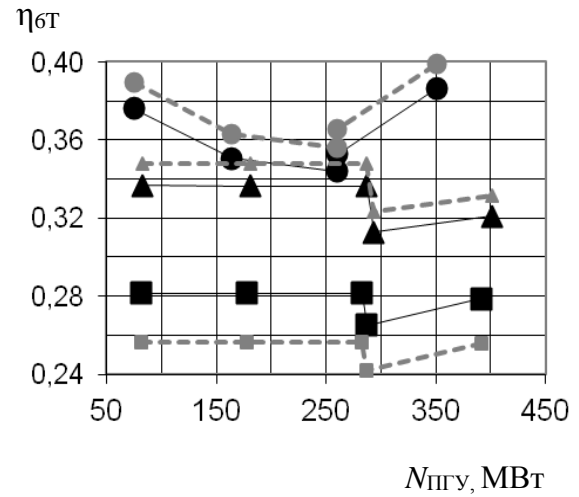
Для схем с трубчатым газификатором и газификатором Тексако вариант с производством водорода оказывается более эффективным, а для схем с газификатором Винклера – эффективнее производство синтез-газа. Это объясняется низкими температурами процесса Винклера и, как следствие, пониженным содержанием водорода в производимом газификатором синтез-газе.

На всех графиках (Рисунок 6.8) заметно влияние перехода к схемам с промежуточным перегревом пара (турбины Т-180 и Т-250). При этом для схем с трубчатым газификатором этот переход более заметен. Это объясняется технологическими особенностями схемы с аллотермическим трубчатым газификатором, а именно потреблением влажного пара с постоянным давлением (2 бар) от регулируемого отбора паровой турбины, полным вытеснением системы регенерации паровой турбины.

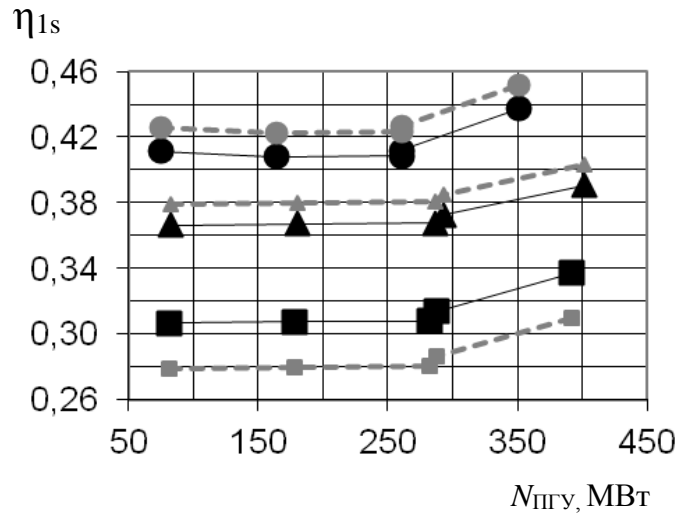
Мощность газотурбинной части для энергоблоков с комбинированным производством водорода определяется необходимым количеством газов (отработавших в газовой турбине) подаваемым в низконапорный парогенератор, в качестве окислителя для сжигания синтез-газа, Рисунок 6.9.



a)



б)



в)

Рисунок 6.8 – Эксергетический КПД по выработке электроэнергии (а), тепло-эксергии (б) и по отпуску водорода и синтез-газа (в): ● - схема с трубчатым газификатором, ▲ – схема с газификатором типа Тексако, ■ – схема с газификатором типа Винклер; «черным» цветом – схемы с отпуском водорода, «серым» – с отпуском синтез-газа

Для ПГУ мощностью на уровне 250...400 МВт с комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода можно обеспечить производство 1,5...4,5 млрд. нм^3 в год синтез газа или 0,5...2,5 млрд. нм^3 в год водорода при расходе угля 40...70 т у.т./час в зависимости от технологического процесса газификации, Рисунок 6.10, 6.11.

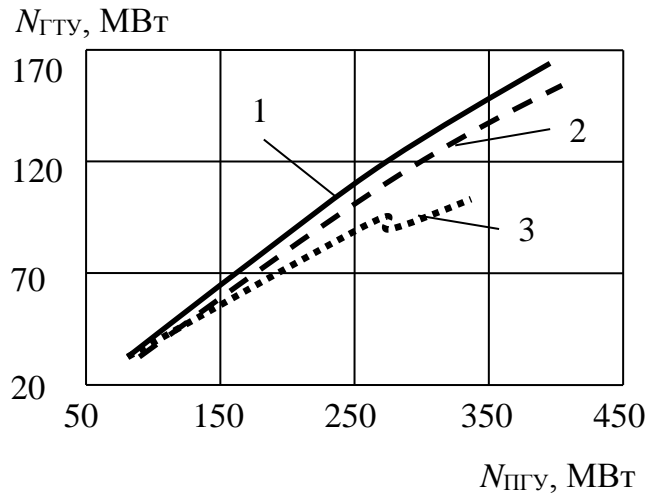


Рисунок 6.9 – Мощность газотурбинной установки ($N_{ГТУ}$) в составе ПГУ мощностью $N_{ПГУ}$: 1 – для схем с газификатором типа Тексако, 2 – для схем с газификатором типа Винклер, 3 – для схем с трубчатым газификатором

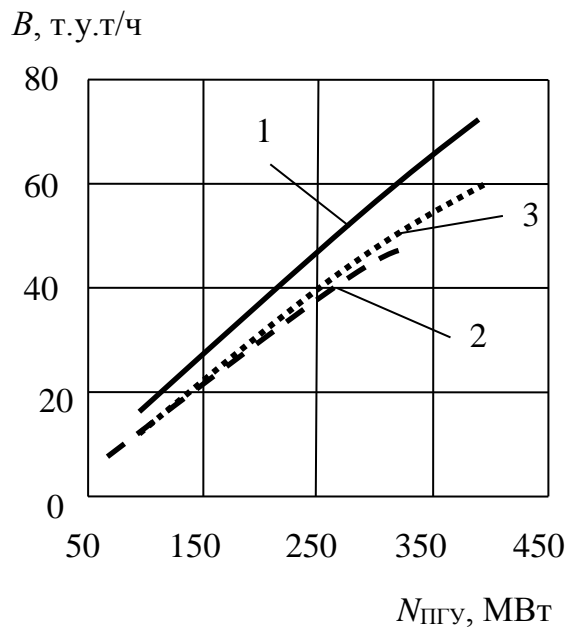


Рисунок 6.10 – Расход топлива ПГУ в зависимости от установленной мощности: обозначения на рисунке 6.9

Сравнение ПГУ ТЭЦ с поточными газификаторами и комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода имеют с ГТ-надстроенными пылеугольными ТЭЦ показывает, что ПГУ-ТЭЦ-ГФ в 1,1...1,47 раз эффективнее реконструкции традиционных ТЭЦ (Рисунок 6.12).

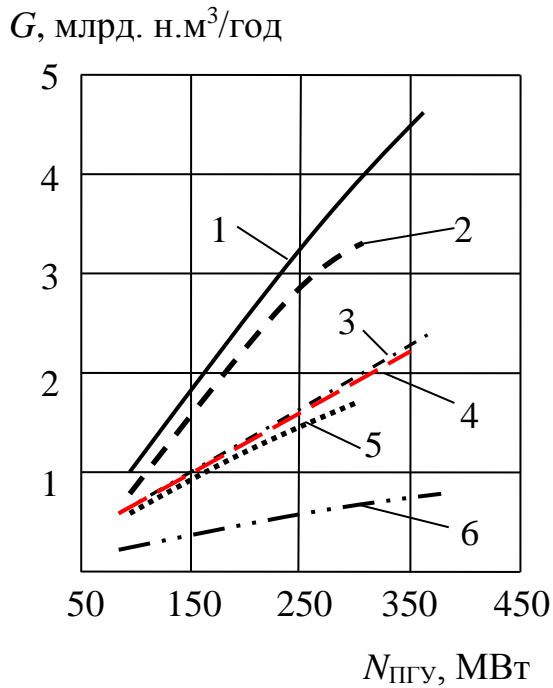


Рисунок 6.11 – Газопроизводительность установок в зависимости от мощности ПГУ: 1, 2, 4 – для синтез-газа, при газификаторе Тексако, трубчатом и Винклера соответственно; 3, 5, 6 – для водорода

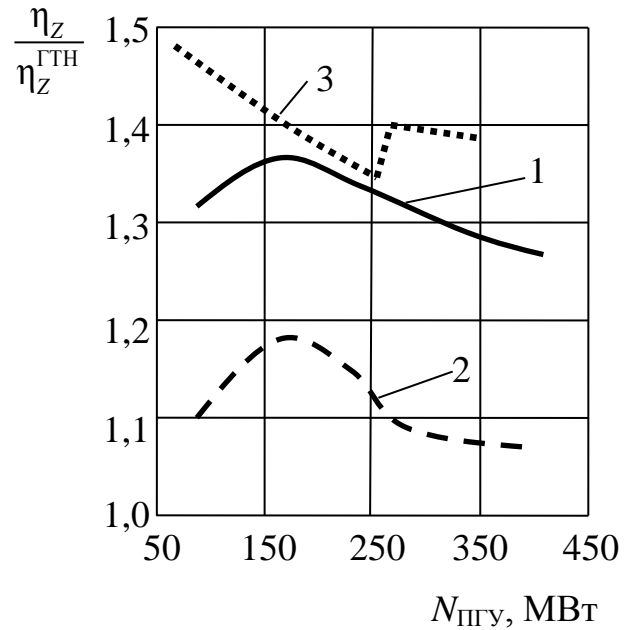


Рисунок 6.12 – Относительная эффективность ПГУ-ТЭЦ-ГФ по сравнению с ТЭЦ на угле с газотурбинной надстройкой (ТЭЦ-ГТН): обозначения те же, что и на рисунке 6.9

Наиболее эффективной оказывается схема с трубчатым аллотермическим газификатором, менее эффективной – с газификатором кипящего слоя.

Следует обратить внимание, что наибольших удельных капиталовложений требует вариант с газификатором типа Тексако, далее идет трубчатый газификатор и наименьшие капиталовложения соответствуют схеме с газификатором кипящего слоя. В целом удельные капиталовложения оцениваются в 1200...2500 долл./кВт установленной мощности (в ценах 2007 года) в зависимости от технологической схемы отпуска синтез-газа или водорода, типа реактора и мощности установки.

6.3 Вариант реконструкции теплоэлектроцентрали с парогазовой установкой параллельного типа и сохранением действующего парового котла (ТЭЦ г. Северск, проект)

Задачей проекта является разработка технических решений по модернизации ТЭЦ г. Северска с обеспечением радикального повышения ее эффективности при комбинированной выработке и входом в программу ДПМ (договор о предоставлении мощности).

Учитывая фактическую двухтопливность ТЭЦ (на станции применяют газ и каменный уголь кузнецкого бассейна марки СС), вариантом решения является создание блока двухтопливной ПГУ параллельного типа. Такой блок позволит использовать газ как основного топлива для газотурбинной установки (ГТУ) и уголь – для паротурбинной установки в энергетическом котле, в качестве которого используется один или два из действующих котлов ТЭЦ. Газы, отработавшие в ГТУ, сбрасываются в котел-утилизатор, где обеспечивается подогрев воды и генерация дополнительного (по отношению к генерируемому в энергетическом котле) потока пара в паросиловом контуре установки.

В основе выбора основного оборудования для двухтопливной ПГУ для ТЭЦ г. Северска лежат следующие положения:

1. Все вновь устанавливаемое оборудование должно быть отечественным, или иметь высокую степень локализации производства в России.
2. Сохраняемому в эксплуатации энергетическому котлу обеспечивают повышение параметров до нормативных, гарантированных заводом-изготовителем.
3. Вновь устанавливаемое оборудование должно отвечать требованиям, предъявляемым к наилучшим доступным технологиям.

Рассмотрена схема (Рисунок 6.13), включающая ГТУ 6FA (ООО «Русские газовые турбины»), вновь проектируемый котел-утилизатор, вновь проектируемую теплофикационную паровую турбину с сохранением в работе действующего котельного острова на основе двух котлов БКЗ-210.

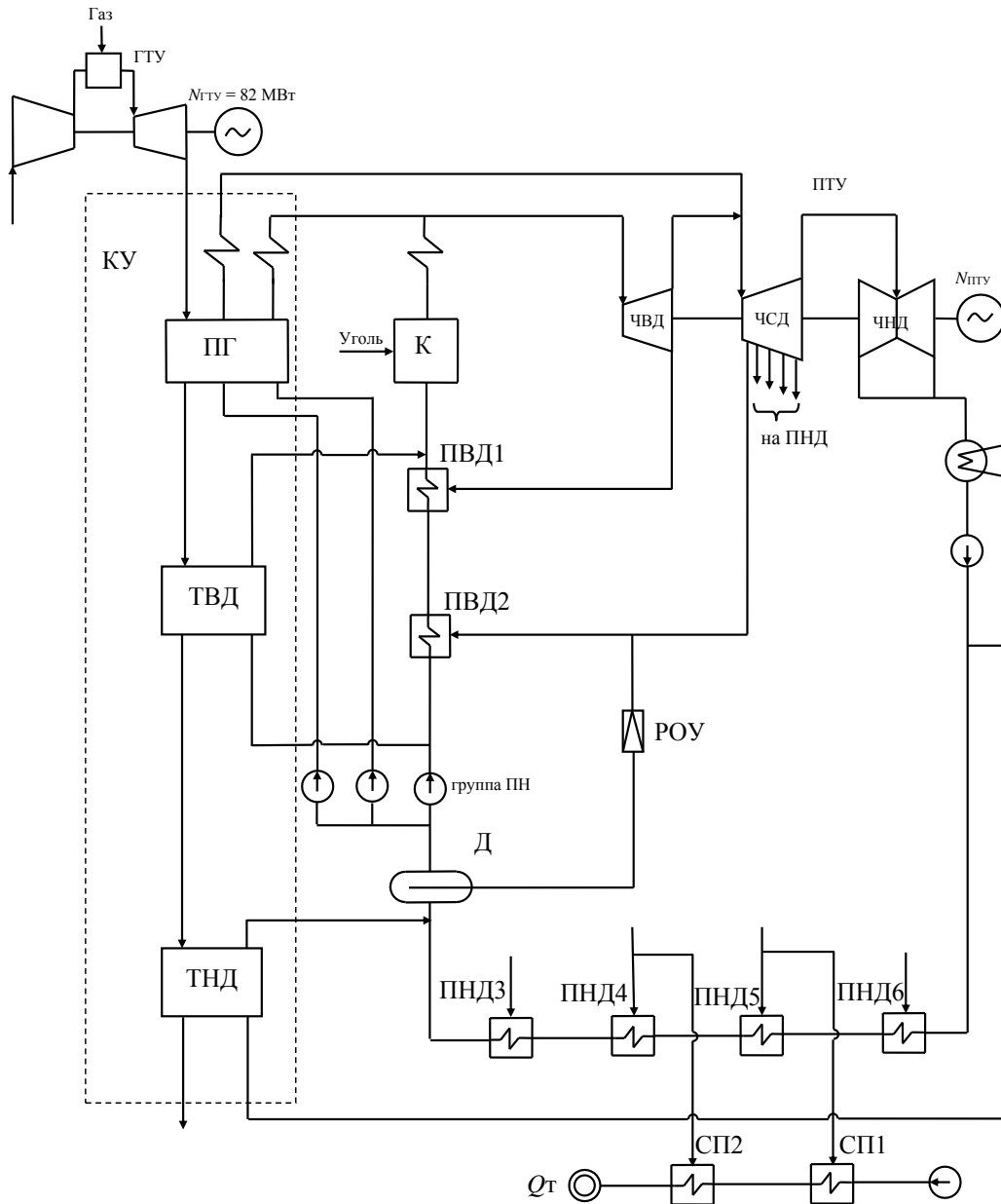


Рисунок 6.13 – Принципиальная схема двухтопливной теплофикационной ПГУ параллельного типа: ГТУ – газотурбинная установка 6FA; К – действующий энергетический паровой котел ПК-210; КУ – котел-утилизатор (вновь проектируется); ПТУ – паротурбинная установка (вновь проектируется); ПГ – парогенератор котла-утилизатора; ТВД – теплообменник высокого давления котла-утилизатора; ТНД – теплообменник низкого давления котла-утилизатора; ЧВД, ЧСД, ЧНД – части высокого, среднего и низкого давления турбины; ПВД, ПНД – подогреватели высокого и низкого давления системы регенерации; Д – деаэрактор; СП – сетевые подогреватели; КН, ПН, СН – конденсатный, питательный и сетевой насосы; I-VI – нерегулируемые отборы

Принцип работы, представленной двухтопливной теплофикационной ПГУ параллельного типа заключается в следующем.

Автономный режим работы паросилового контура. В двух энергетических котлах (К), работающих на общую магистраль, генерируют пар высоких параметров за счет сжигания топлива (в рассматриваемой схеме – уголь). Пар направляют в часть высокого давления (ЧВД) паровой турбины (ПТУ). Проходя последовательно через все части паровой турбины, пар совершает работу, преобразуемую в электроэнергию в генераторе. Затем пар направляют в конденсатор, где за счет охлаждения его превращают в воду (основной конденсат), и конденсатным насосом (КН) направляют в группу подогревателей низкого давления (ПНД) системы регенерации. После очистки основного конденсата от газов в деаэраторе (Д), полученную питательную воду питательным насосом (ПН) направляют в группу подогревателей высокого давления (ПВД) системы регенерации, и, далее в котел (К). Для обеспечения работы системы регенерации и деаэрации основного конденсата, состоящей из двух ПВД, деаэратора и четырех ПНД, в паровой турбине предусмотрены шесть нерегулируемых отборов. Верхний (I) отбор совмещен с выходом из ЧВД турбины, все остальные отборы размещены в ЧСД.

Для обеспечения отпуска теплоты предусмотрены два регулируемых теплофикационных отбора, совмещенных с IV-ым и V-ым нерегулируемыми отборами. Из теплофикационных отборов пар направляют в сетевую установку, состоящую из двух подогревателей (СП). При максимальной нагрузке сетевых подогревателей обеспечивают вентиляционный пропуск пара в конденсатор (на уровне 2 % от максимального пропуска пара в ЧНД), а VI-ой отбор не задействован.

Таким образом обеспечивают автономный режим работы паросилового контура ПГУ.

Комбинированный режим работы ПГУ. Для обеспечения комбинированного режима работы в тепловой схеме предусмотрен двухконтурный (двухбарабанный) котел-утилизатор (КУ), в котором полезно используют теплоту уходящих газов из газотурбинной установки (ГТУ), топливом для которой является газ. В КУ предусмотрена генерация пара в двух контурах давления. В контуре высокого

давления генерируется острый пар, который совмещают с потоком пара из энергетического котла (К) и направляют в голову турбины (ПГУ). В контуре среднего давления генерируют пар средних параметров, который совмещают с потоком пара из ЧВД и направляют в часть турбины среднего давления (ЧСД). Таким образом в ЧСД поступает поток пара, по количеству соразмерный (и, даже, больший) с потоком, направляемым в голову турбины, несмотря на наличие нерегулируемого отбора I.

Кроме того, в котле-утилизаторе обеспечивают подогрев части питательной воды и основного конденсата, для чего в системе регенерации предусмотрены соответствующие байпасные линии.

Работа котла котла-утилизатора не влияет на принцип отпуска теплоты.

Комбинированный режим обеспечивает повышение эффективности использования обоих видов топлива: газа – за счет утилизации теплоты сбросного потока; угля – за счет добавочного пара и снижения недовыработки нерегулируемыми отборами

Расчетами установлено, что реализация тепловой схемы ПГУ на основе газовой турбины 6FA мощностью 82 МВт с параметрами острого пара в паросиловом контуре установки – давлением 140 бар и температурой 555 °С обеспечит мощность паровой турбины в конденсационном режиме на уровне 146 МВт. В теплофикационном режиме электрическая мощность (при отпуске 243 МВт теплоты) составит 117 МВт. Таким образом максимальная суммарная мощность ПГУ составит 228 МВт.

Расчетная тепловая схема паротурбинной установки Т-117/146-12,8 представлена на рисунке 6.14. Цифрами показаны значения некоторых параметров на базовом расчетном режиме ($Q_T = 0$).

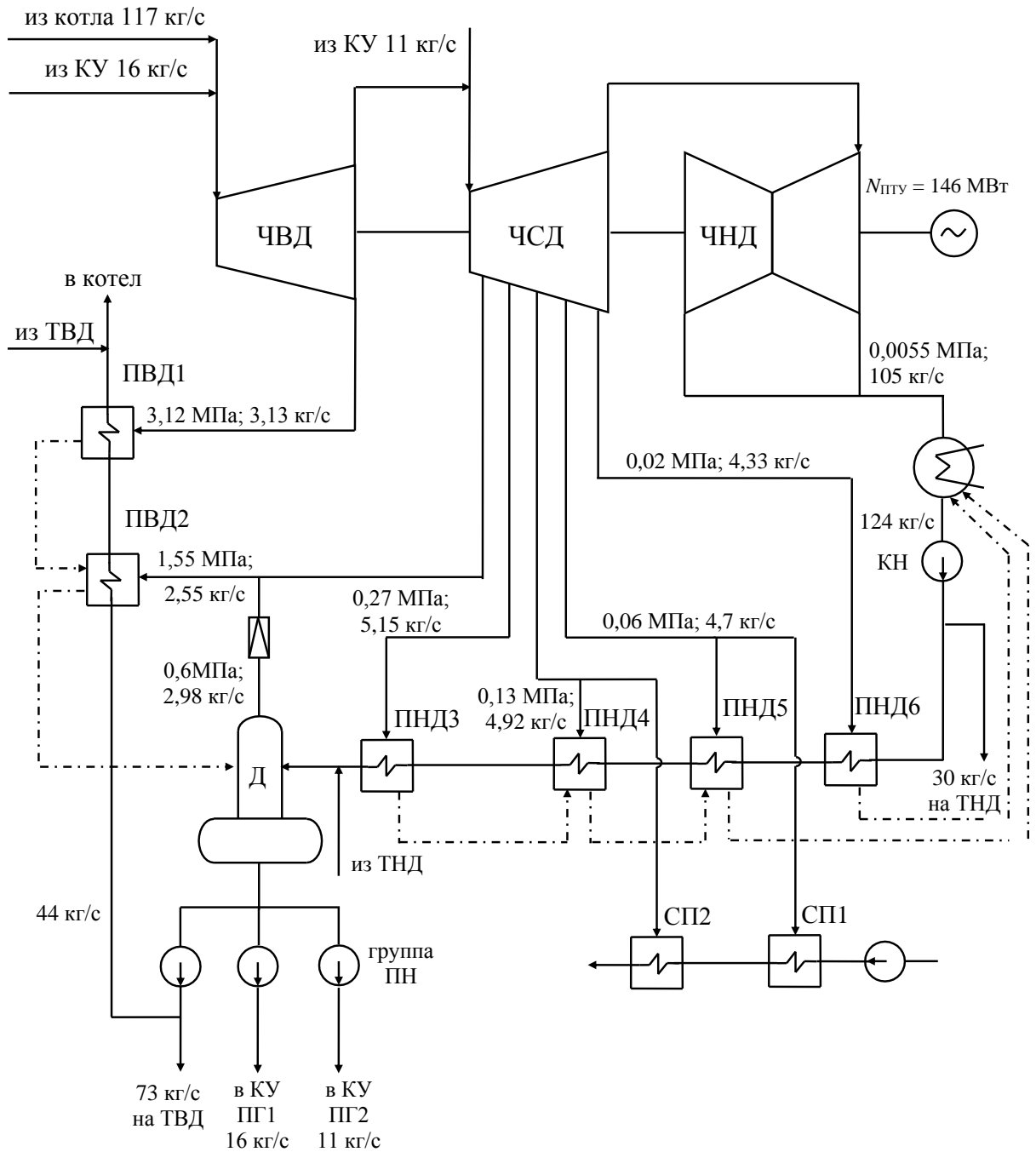


Рисунок 6.14 – Расчетная тепловая схема паротурбинной установки Т-117/146-12,8: ЧВД, ВСД, ЧНД – части высокого, среднего и низкого давления турбины; КУ – котел-утилизатор; ТВД, ТНД – теплообменники высокого и низкого давлений; СП 1, 2 – сетевые подогреватели; П1-6 – подогреватели системы регенерации; Д – деаэратор; КН, ПН, СН – конденсатный, питательный, сетевой насосы; ПГ1, 2 – парогенератор высокого (1) и среднего (2) давлений в КУ; цифрами показаны давления (МПа) и расходы (кг/с) рабочего тела на соответствующем участке на базовом расчетном режиме

Для паротурбинной установки Т-117/146-12,8 расходы рабочего тела на разных участках тепловой схемы, а также характеристики работы ПГУ на разных режимах при обеспечении внутреннего относительного КПД турбины $\eta_{0i} = 0,86$, КПД котла $\eta_k = 0,88$, КПД ГТУ $\eta_{ГТУ} = 0,36$ представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Характеристики тепловой схемы ПГУ при работе в составе с паротурбинной установкой Т-117/146-12,8

Параметр	Размерность	Режим			
		$Q_T = 0$ (базовый)	$Q_T = \max$ (зима)	$Q_T = \min$ (лето комбиниро- ванный)	$Q_T = \min$ (лето автоном- ный)
Мощность электрическая ГТУ	МВт	82	82	82	0
Мощность электрическая ПТУ	МВт	146,5	112	55	33
Мощность электрическая ПГУ полная	МВт	228,5	194	137	–
Мощность тепловая	МВт	0	243	35,5	35,5
Расход газов через КУ	кг/с	213	213	213	0
Температура газов на входе/выходе из КУ	°С	613/110	613/110	613/110	–
Расход острого пара, генерируемого в энергетическом котле	кг/с	117	117	37	37
Расход острого пара, генерируемого в КУ	кг/с	16	16	16	0
Полный расход острого пара	кг/с	132	132	69	37
Расход пара добавочного контура КУ	кг/с	11	11	11	0
Температура пара добавочного контура КУ	°С	370	370	370	–

Параметр	Размерность	Режим			
		$Q_T = 0$ (базовый)	$Q_T = \max$ (зима)	$Q_T = \min$ (лето комбинированный)	$Q_T = \min$ (лето автономный)
Пропуск пара в Конденсатор	кг/с	105	105	54	24
Вентиляционный пропуск пара в ЧНД	кг/с	2,3	2,3	1	1
Расход основного конденсата через байпас в ТНД	кг/с	30	30	30	0
Полный расход основного конденсата	кг/с	124	124	60	30
Температура основного конденсата за КН	°С	35	35	35	35
Расход питательной воды через байпас в ТВД	кг/с	73,6	73,6	69	0
Полный расход питательной воды	кг/с	132	132	69	37
Температура питательной воды за ПН	°С	161	161	161	161
Давление деаэрации	МПа	0,059	0,059	0,059	0,059
КПД выработки ЭЭ (брутто)	%	50	91	72	39
КПД отпуска ЭЭ (нетто)	%	48,5	88	70	37
КПД отпуска теплоты	%	–	84	84	84

Параметр	Размерность	Режим			
		$Q_T = 0$ (базовый)	$Q_T = \max$ (зима)	$Q_T = \min$ (лето комбиниро- ванный)	$Q_T = \min$ (лето автоном- ный)
Удельный расход условного топлива на выработку ЭЭ ПГУ брутто нетто	кг у.т/кВт·ч				
		0,244 0,253	0,134 0,138	0,170 0,174	0,258 0,271
Удельный расход условного топлива на выработку теплоты ПГУ	кг у.т/кВт·ч (кг у.т/Гкал)	–	0,145 (169)	0,145 (169)	0,145 (169)
Расход топлива ГТУ (газ)	кг у.т/с	7,782	7,782	7,782	–
Расход топлива ПТУ (уголь)	кг у.т/с	11,384	11,384	3,577	3,57
Расход топлива на выработку теплоты	кг у.т/с	–	13,14	1,88	1,88
Коэффициент бинарности ПГУ	отн.ед.	0,406			

Далее рассмотрен вариант тепловой схемы и результаты расчета ПГУ с давлением пара в 90 бар и температурой 555 °С в паросиловой части установки. Принято, что обеспечение таких параметров обусловлено лишь работой котлов, при этом турбина сохраняет свою конфигурацию и переходит на работу с пониженными параметрами при сохранении системы регенерации, а, следовательно, и температур в нерегулируемых отборах для обеспечения подогрева в регенеративных подогревателях. Параметры и расходы рабочего тела через проточную часть

турбины обусловлены тепловой схемой ПГУ, параметрами пара дополнительных контуров установки и параметрами пара в отборах, которые изменяются при смещении процесса расширения пара в турбине с переходом на новое (пониженное) давление. При снижении давления происходит увеличение удельного объема пара (приблизительно на 20 %), что обуславливает снижение пропускания пара через проточную часть турбины, а следовательно – снижение расчетного внутреннего относительного КПД турбины. Эти факторы ведут к снижению мощности турбоустановки со 146 МВт до 122 МВт, что вызывает снижение расхода топлива, подводимого к паросиловому контуру. Это, в свою очередь, ведет к увеличению коэффициента бинарности ПГУ с 0,406 до 0,446, что обуславливает рост КПД ПГУ с 50 до 50,5 % на базовом (конденсационном) режиме работы.

Расчетная тепловая схема представлена на Рисунке 6.15. Цифрами показаны значения некоторых параметров на базовом расчетном режиме ($Q_T = 0$).

Реализация тепловой схемы ПГУ на основе газовой турбины 6FA мощностью 82 МВт с параметрами острого пара в паросиловом контуре установки – давлением 90 бар и температурой 555 °С обеспечит мощность паровой турбины в конденсационном режиме на уровне 122 МВт. В теплофикационном режиме электрическая мощность (при отпуске 204 МВт теплоты) составит 96 МВт. Таким образом максимальная суммарная электрическая мощность ПГУ составит 204 МВт.

Для паротурбинной установки Т-96/122-8,8 расходы рабочего тела на разных участках тепловой схемы, а также характеристики работы ПГУ на разных режимах при обеспечении внутреннего относительного КПД турбины $\eta_{0i} = 0,82$ (учитывает снижение КПД из-за снижения пропускания пара через проточную часть, вызванного увеличением удельного объема пара при переходе на пониженное давление), КПД котла $\eta_k = 0,88$, КПД ГТУ $\eta_{ГТУ} = 0,36$ представлены в таблице 6.8.

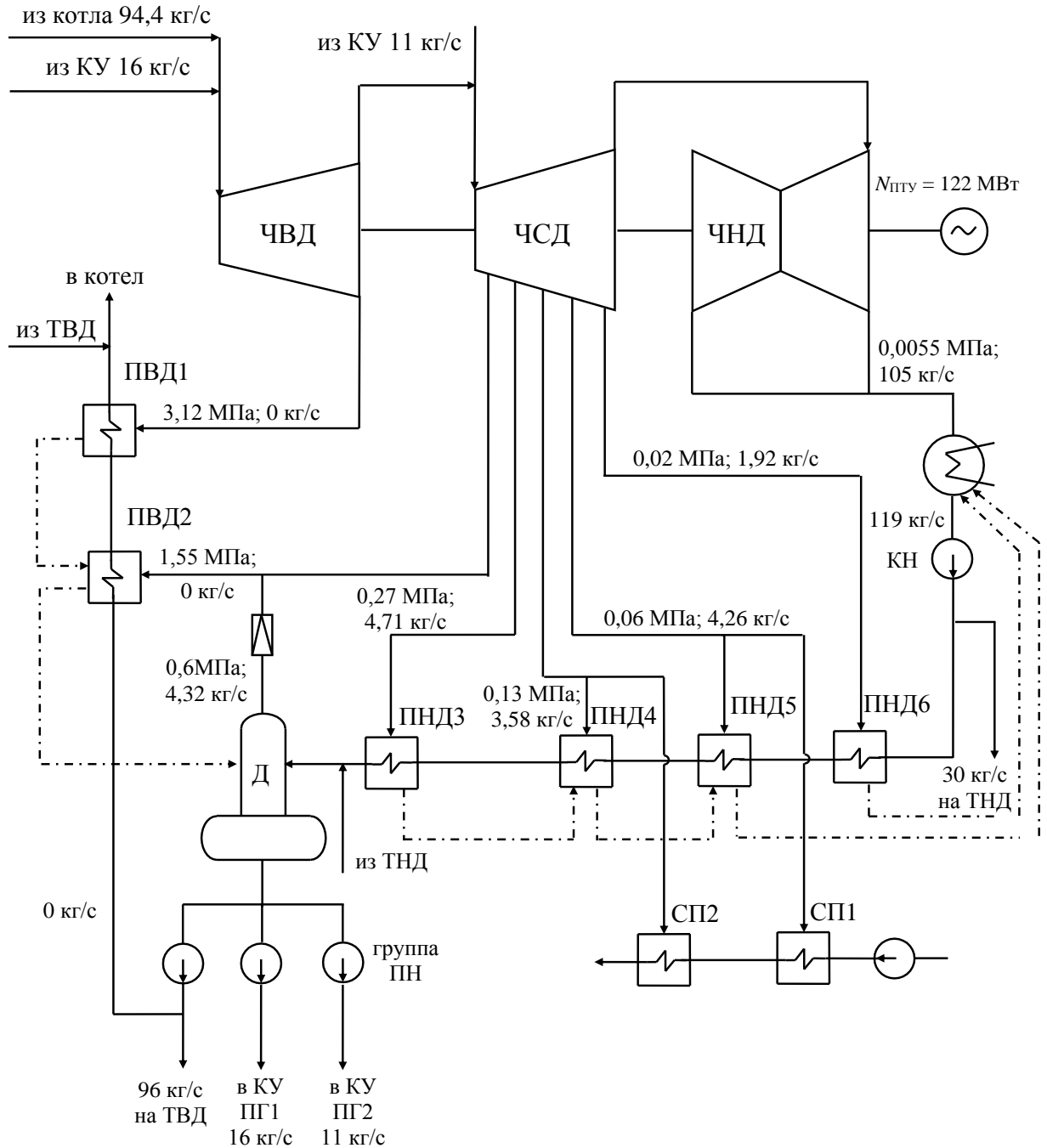


Рисунок 6.15 – Расчетная тепловая схема паротурбинной установки Т-96/122-8,8: ЧВД, ВВД, ЧНД – части высокого, среднего и низкого давления турбины; КУ – котел-утилизатор; ТВД, ТНД – теплообменники высокого и низкого давлений; СП 1, 2 – сетевые подогреватели; П1-6 – подогреватели системы регенерации; Д – деаэратор; КН, ПН, СН – конденсатный, питательный, сетевой насосы; ПГ1, 2 – парогенератор высокого (1) и среднего (2) давлений в КУ; цифрами показаны давления (МПа) и расходы (кг/с) рабочего тела на соответствующем участке на базовом (конденсационном, $Q_T=0$) расчетном режиме

Таблица 6.8 – Характеристики тепловой схемы ПГУ при работе в составе с паротурбинной установкой Т-96/122-8,8

№	Параметр	Размерность	Режим			
			$Q_T = 0$ (базовый)	$Q_T = \max$ (зима)	$Q_T = \min$ (лето комбинирован- ный)	$Q_T = \min$ (лето автономный)
1	Мощность электрическая ГТУ	МВт	82	82	82	0
2	Мощность электрическая ПТУ	МВт	122	96	46	56
3	Мощность электрическая ПГУ полная	МВт	204	183	128	56
4	Мощность тепловая	МВт	0	204	35,5	35,5
5	Расход газов через КУ	кг/с	213	213	213	0
6	Температура газов на входе/выходе из КУ	°С	613/110	613/110	613/110	–
7	Расход острого пара, генерируемого в энергетическом котле	кг/с	94,4	94,4	27,7	70
8	Расход острого пара, генерируемого в КУ	кг/с	16	16	16	0
9	Полный расход острого пара	кг/с	110	110	43	70
10	Расход пара добавочного контура КУ	кг/с	11	11	11	0
11	Температура пара добавочного контура КУ	°С	370	370	370	–
12	Пропуск пара в конденсатор	кг/с	105	105	49	50
13	Вентиляционный пропуск пара в ЧНД	кг/с	2,1	2,1	1	1

№	Параметр	Размерность	Режим			
			$Q_T = 0$ (базовый)	$Q_T = \max$ (зима)	$Q_T = \min$ (лето комбинирован- ный)	$Q_T = \min$ (лето автономный)
14	Расход основного конденсата через байпас в ТНД	кг/с	33	33	33	0
15	Полный расход основного конденсата	кг/с	119	119	37	58
16	Температура основного конденсата за КН	°С	35	35	35	35
17	Расход питательной воды через байпас в ТВД	кг/с	96	96	43	0
18	Полный расход питательной воды	кг/с	96	96	43	70
19	Температура питательной воды за ПН	°С	161	161	161	161
20	Давление деаэрации	МПа	0,059	0,059	0,059	0,059
21	КПД выработки ЭЭ (брутто)	%	50,5	94	76	32
22	КПД отпуска ЭЭ (нетто)	%	48,8	91	74	31
23	КПД отпуска теплоты	%	–	84	84	84
24	Удельный расход условного топлива на выработку ЭЭ ПГУ брутто нетто	кг у.т/кВт·ч				
			0,243 0,251	0,13 0,134	0,16 0,164	0,374 0,393
25	Удельный расход условного топлива на выработку теплоты ПГУ	кг у.т/кВт·ч (кг у.т/Гкал)	–	0,145 (169)	0,145 (169)	0,145 (169)

№	Параметр	Размерность	Режим			
			$Q_T = 0$ (базовый)	$Q_T = \max$ (зима)	$Q_T = \min$ (лето комбинирован- ный)	$Q_T = \min$ (лето автономный)
26	Расход топлива ГТУ (газ)	кг у.т/с	7,782	7,782	7,782	–
27	Расход топлива ПТУ (уголь)	кг у.т/с	9,66	9,45	2,78	7,06
28	Расход топлива на выра- ботку теплоты	кг у.т/с	–	11,04	1,92	1,92
29	Коэффициент бинарности	от.ед.	0,446			

Рассматриваемые варианты двухтопливных ПГУ предусматривают сохранение в работе двух действующих котлов БКЗ-210 с параметрами пара 140 бар и 560 °С и температурой питательной воды 230 °С. Этими факторами обусловлены параметры паровой турбины (Таблица 6.9). При расширении пара учитывается внутренний относительный КПД турбины ($\eta_{0i} = 0,86$), отражающий возможности отечественных заводов по производству нового оборудования, при этом давление конденсации определено на основании справочных данных [125], характерных для турбин подобного класса в 5,5 кПа. Следует отметить, что паровая турбина не имеет промежуточного перегрева, процесс расширения завершается в зоне влажного пара с влажностью $y = 17...18\%$, что ограничивает высоту лопаток последней ступени (ориентировочно $l = 650...700$ мм). Поэтому ЦНД турбины рекомендовано выполнять в двухпоточном варианте. Процесс расширения пара в турбине при работе на пониженных параметрах характеризуется одновременном снижении η_{0i} на 4 % (с 0,86 до 0,82). Кроме того, при расчете системы регенерации на режиме с пониженными параметрами следует учитывать снижение давления в нерегулируемых отборах, как показано на Рисунке 6.15.

Термодинамические и технические характеристики паровой турбины представлены в Таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Характеристики турбины Т-117/146-12,8

Наименование	Размерность	Величина
Завод-изготовитель (предполагаемый)		ТМЗ
Номинальная мощность	МВт	117
Максимальная мощность	МВт	146
Давление свежего пара	МПа	12,8
Температура свежего пара	°С	555
Давление добавочного пара первого контура (из КУ)	МПа	12,8
Температура добавочного пар первого контура (из КУ)	°С	555
Давление добавочного пара второго контура (из КУ)	МПа	3,12
Температура добавочного пара второго контура (из КУ)	°С	370
Расход свежего пара, подаваемый от энергетического котла	кг/с	117
Расход свежего пара от котла-утилизатора	кг/с	16
Полный расход свежего пара	кг/с	133
Расход добавочного пара второго контура	кг/с	10,9
Давление регулируемых отборов пара	МПа	0,06-0,24/0,05-0,2
Максимальный расход в регулируемые отборы	кг/с	103
Теплофикационная нагрузка	МВт	242
Число нерегулируемых отборов пара	шт.	6
Давление отработавшего пара	кПа	5,5
Температура охлаждающей воды	°С	20
Расход охлаждающей воды	кг/с	25000
Максимальный расход пара		
ЧВД	кг/с	133
ЧСД	кг/с	141
ЧНД	кг/с	105
Число корпусов	шт.	3
Число выхлопов	шт.	2
Температура питательной воды	°С	230
Расчетный удельный расход теплоты	кДж/(кВт·ч)	8700

Котел-утилизатор представляет собой бестопочное устройство для генерации пара и нагрева воды, которое состоит из последовательно размещенных поверхностей нагрева, омываемых отработавшими в ГТУ газами. Для генерации пара служат два контура, определенные как ПГ1 и ПГ2. Для сепарации пара в каждом из контуров служат барабаны. Все поверхности нагрева делят на группы, к которым в общем случае относят поверхности парогенераторов (ПГ1 и ПГ2) и газодводяных подогревателей или теплообменников высокого (ТВД) и низкого (ТНД) давлений. Принципиальная схема котла-утилизатора с исходными данными приведена на Рисунке 6.16.

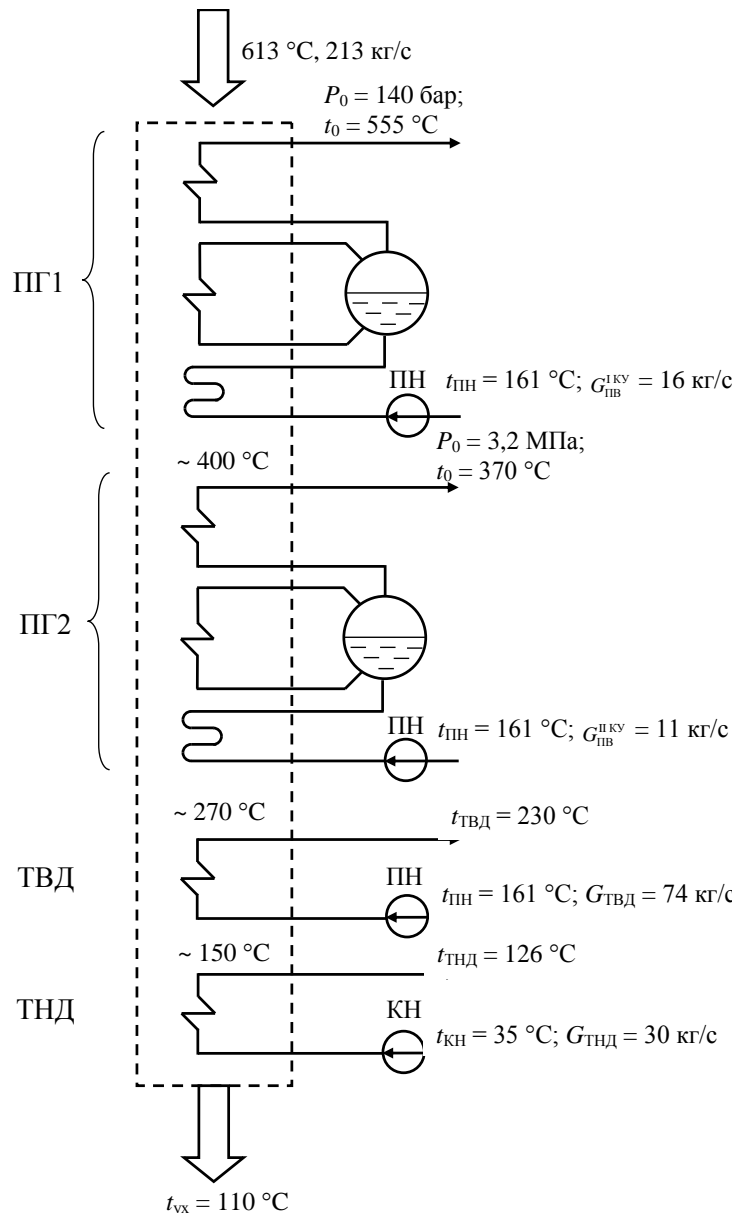


Рисунок 6.16 – Принципиальная схема котла-утилизатора

Для выявления перспективы применения двухтопливной технологии в условиях изменения цен определяется ценового соотношения стоимости газа и угля, при котором использование «угольных» и «газовых» технических решений равноэффективно (методика такой оценки приведена в главе 3) каждой установкой при расчетном числе часов использования установленной мощности (принято в порядке оценки $\tau = 7500$ часов работы). Все варианты приведены к сопоставимому виду по мощности, которая должна быть равной мощности двухтопливной ПГУ. Результаты сведены в Таблицу 6.10.

Таблица 6.10 – КПД и расходы топлива разными установками при их расчетной установленной мощности 204 МВт

Наименование показателя*	ПГУ	ПГУ(д)	ПГУ(б)
КПД нетто	0,39	0,505**	0,56
Удельный расход условного топлива, кг у.т/(кВт·ч)			
Уголь	0,315	0,243	–
Газ	–		0,219
Секундный расход условного топлива брутто, кг у.т./с			
Уголь	20,57	9,45	–
Газ	–	7,782	15,68
Годовой расход условного топлива, тыс.т у.т			
Уголь	555,39	255,15	–
Газ	–	196,106	423,36
Всего	555,39	451,256	423,36
Соотношение цен газ/уголь при равной экономической эффективности**	Сравниваемые пары технологий		
	ПГУ-ПГУ(д)	ПГУ(д)–ПГУ(б)	
	4,1	0,41	

* индекс «д» – двухтопливная; «б» – бинарная;

** для ПГУ с ПГУ с давлением 8,8 МПа

Учитывая, что фактические цены на газ и уголь составляют 4600 руб./тыс.м³ (3846 руб./т у.т) и 2286 руб./т (2909 руб./т у.т), соотношение $\delta = 1,32$.

Можно утверждать, что двухтопливная технология предпочтительнее ПГУ (традиционного типа с КПД на уровне 39 %), так как $\delta_{\text{факт}} = 1,32$ меньше, расчетного $\delta = 4,1$. В то же время двухтопливная технология предпочтительнее ПГУ бинарного типа, так как $\delta_{\text{факт}} = 1,32$ больше, чем расчетная для рассматриваемой пары $\delta = 0,41$.

Для установления ценовых коридоров конкурентоспособности разного топлива для рассматриваемой двухтопливной технологии (КПД = 50,5 %) по сравнению с бинарной ПГУ на газе (КПД = 56 %) построена характерная зависимость (Рисунок 6.17).

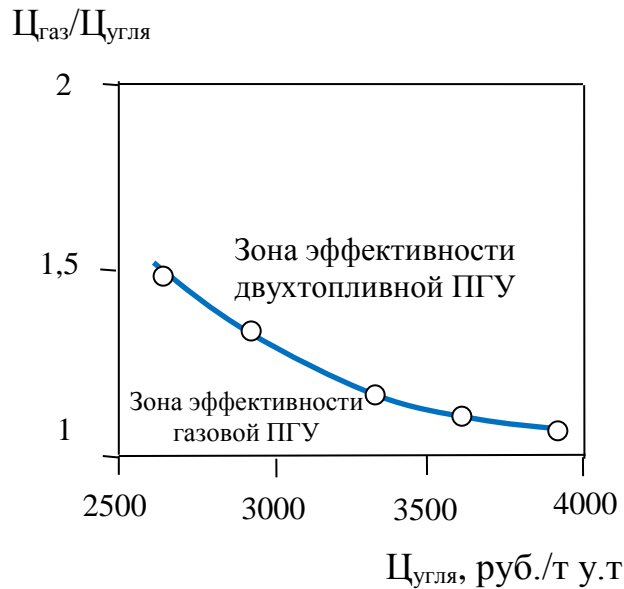


Рисунок 6.17 – Зона конкурентоспособности разного топлива

Можно видеть, что для прогнозной цены на уголь в 3000...3500 руб. за тонну условного топлива, рассматриваемая технология двухтопливной ПГУ будет предпочтительнее ПГУ на газе по затратам на топливо при соотношении цен газ/уголь больше, чем 1,1...1,25, при условии одинакового энергетического эффекта (равный отпуск продукции). Сегодня данное соотношение составляет 1,32 и ожидается его рост.

Результаты расчетов некоторых технико-экономических показателей (ТЭП) рассмотренных выше вариантов двухтопливных ПГУ представлены в Таблице 6.11, 6.12 при их пессимистическом ($\eta_{oi} = 0,86$; $\eta_k = 0,88$; $\eta_{ГТУ} = 0,36$ для давления 12,8 МПа и $\eta_{oi} = 0,82$; $\eta_k = 0,88$; $\eta_{ГТУ} = 0,36$ для давления 8,8 МПа) и оптимистическом ($\eta_{oi} = 0,9$; $\eta_k = 0,9$; $\eta_{ГТУ} = 0,36$ для давления 12,8 МПа и $\eta_{oi} = 0,86$; $\eta_k = 0,9$; $\eta_{ГТУ} = 0,36$ для давления 8,8 МПа) исполнении. Показано насколько была бы лучше ТЭЦ в 2018 году, если бы она была оснащена двухтопливной ПГУ на основе ГТУ 6FA, при сохранении котельного острова в виде двух котлов Е-210-140 и оснащении котлом-утилизатором и паровой теплофикационной турбиной.

Из представленных данных видно, что после модернизации ТЭЦ отпускает на 75...77% больше электроэнергии при снижении удельного расхода топлива приблизительно в 2 раза. Среднегодовой показатель $b_{ЭЭ} = 243...258$ г/кВт·ч, в зависимости от варианта.

Среднегодовой показатель удельного расхода топлива на отпуск теплоты снижается на 4...5% в зависимости от варианта.

При установке ГТУ мощностью 82 МВт среднегодовой расход газа существенно возрастает на 24...31 % при заметном снижении потребления угля примерно на 23 %. Изменение топливного баланса меняет структуру топливных затрат, вместе с тем суммарные топливные затраты меняются незначительно. В варианте исполнения ПГУ с ПТУ на давление 12,8 МПа, эти затраты даже снижаются на 2 %. В целом отклонения топливных затрат не превышает 1...2,2 %, что при увеличении выработки электроэнергии на тепловом потреблении более, чем в 1,7 раз позволяет считать данный вариант модернизации возможным к дальнейшему рассмотрению.

Таблица 6.11 – Основные годовые ТЭП ТЭЦ после модернизации (сравнение проведено по итогам работы в 2018 году)

№	Наименование	Размерность	ТЭЦ до модернизации 2018 г.	ТЭЦ после модернизации			
				12,8 МПа и 555 °С		8,8 МПа и 555 °С	
				Оптимистиче- ский вариант	Пессимистиче- ский вариант	Оптимистиче- ский вариант	Пессимистиче- ский вариант
1	Отпуск электроэнергии	тыс..кВт·ч	742902	1352373	1319219	1324181	1299981
2	Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	2352391	2352391	2352391	2352391	2352391
	в т.ч. с горячей водой	Гкал	1938561	1938561	1938561	1938561	1938561
3	Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	г/кВт·ч	513,39	239	243	256	258
4	Удельный расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	184,15	175,0	176,7	176,3	177,8
5	Расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	тыс.. т.у.т.	381,398	324,066	321,042	339,359	334,034
6	Расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс.. т.у.т.	433,193	411,746	415,796	414,732	418,302

№	Наименование	Размерность	ТЭЦ до модернизации 2018 г.	ТЭЦ после Модернизации			
				12,8 МПа и 555 °С		8,8 МПа и 555 °С	
				Оптимистиче- ский вариант	Пессимистиче- ский вариант	Оптимистиче- ский вариант	Пессимистиче- ский вариант
7	Суммарный расход условно- го топлива	тыс.. т.у.т.	814,591	735,811	736,838	754,091	752,336
8	Суммарный расход газа в условном исчислении	тыс.. т.у.т.	201,565	250,811	249,568	264,355	264,318
9	Суммарный расход угля в условном исчислении	тыс.. т.у.т.	602,614	485,047	487,269	489,736	489,018
10	Суммарный расход газа в натуральном исчислении	тыс.. м ³	229,35	285,332	283,972	301,514	299,616
11	Суммарный расход угля в натуральном исчислении	тыс..т.	738,63	594,525	597,248	599,470	599,392

Таблица 6.12 – Основные годовые ТЭП ПГУ (для условий работы в составе ТЭЦ в 2018 году)

№	Наименование	Размерность	ТЭЦ до модернизации 2018 г.	ПГУ			
				12,8 МПа и 555 °С		8,8 МПа и 555 °С	
				Оптимистический вариант	Пессимистический вариант	Оптимистический вариант	Пессимистический вариант
1	Отпуск электроэнергии	тыс..кВт·ч	742902	1002562	938960	915915	890890
2	Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	2352391				
	в т.ч. с горячей водой	Гкал	1938561	1119952	1148305	964010	982912
3	Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	г/кВт·ч	513,39	129	134	129	130
4	Удельный расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	184,15	165	169	165	169
5	Расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	тыс.. т.у.т.	381,398	129,33	125,821	118,153	115,816
6	Расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс.. т.у.т.	433,193	184,792	194,063	159,062	166,112
7	Суммарный расход условного топлива	тыс.. т.у.т.	814,591	314,122	319,884	277,215	281,928

№	Наименование	Размерность	ТЭЦ до модернизации 2018 г.	ПГУ			
				12,8 МПа и 555 °С		8,8 МПа и 555 °С	
				Оптимистиче- ский вариант	Пессимистиче- ский вариант	Оптимистиче- ский вариант	Пессимистиче- ский вариант
8	Суммарный расход газа в условном исчислении	тыс.. т.у.т.	201,565	153,014	153,014	153,014	153,014
9	Суммарный расход угля в условном исчислении	тыс.. т.у.т.	602,614	220,374	225,403	187,11	191,268
10	Суммарный расход газа в натуральном исчислении	тыс.. м ³	229,35	174,107	174,107	174,107	174,107
11	Суммарный расход угля в натуральном исчислении	тыс..т.	738,63	270,113	276,277	229,342	234,438

Далее предлагается рассмотреть результаты расчет некоторых ТЭП варианта модернизации, когда предусмотрены установка ПГУ на базе ГТУ 6FA, при сохранении котельного острова в виде двух котлов Е-210-140 и оснащении котлом-утилизатором и паровой теплофикационной турбиной. Кроме того, предусмотрена установка двух паровых турбин ПР-30/35-90 (Рисунок 6.18).

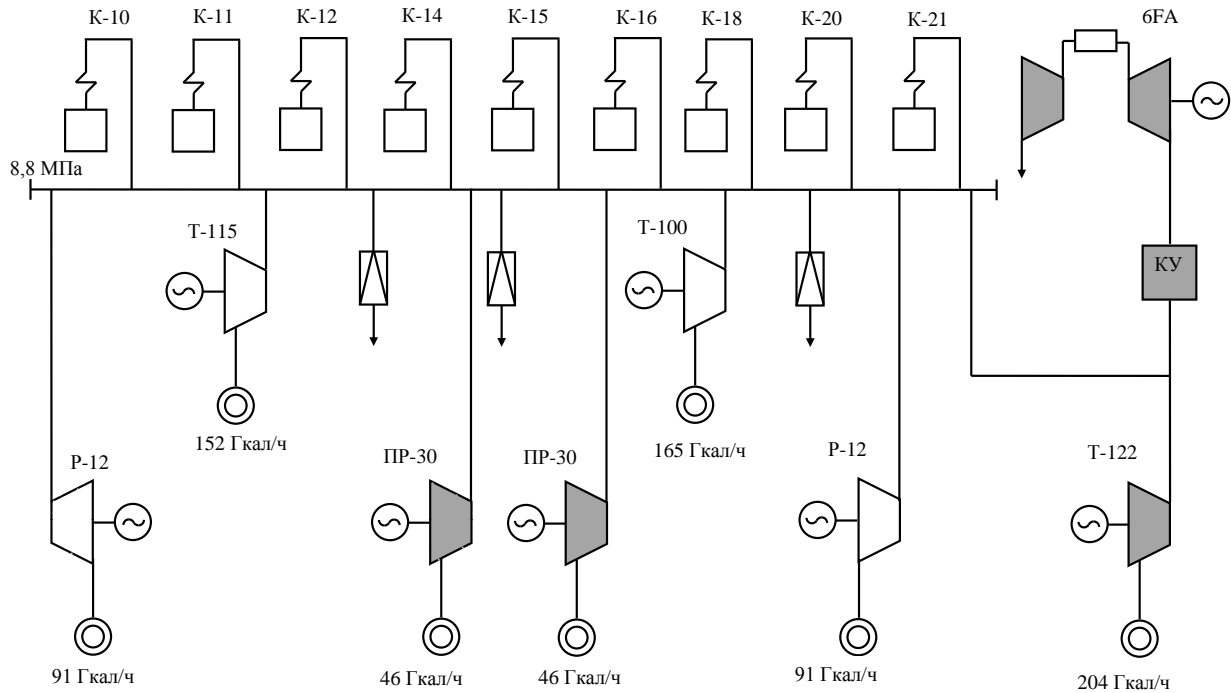


Рисунок 6.18 – Схема ТЭЦ с установкой 2хПР-30; ГТУ – 6FA (82 МВт) и Т-122 при сохранении в работе 2хР-12; Т-100 и Т-115

Выравнивание вариантов при сравнении до и после модернизации выполнено по отпуску теплоты. При этом загрузка оборудования проведена следующим образом. В первую очередь грузят наилучшее теплофикационное оборудование – новую двухтопливную ПГУ, затем, последовательно новые турбины ПР, затем – оставшееся оборудование ТЭЦ в виде Т-турбин. Нагрузка в «паре» обеспечивается действующими турбинами типа Р.

Оценки проведены при условии работы установленной мощности на номинальном режиме в течении 5500 часов в год. Теплота, вырабатываемая новыми

турбинами, обеспечивает соответствующую выработку электроэнергии на тепловом потреблении, существенно большую (за счет ПГУ), чем в 2018 году, при более высоких КПД.

В расчетах принято, что оставшееся старое оборудование ТЭЦ работает со среднестанционными (по итогам 2018 года) показателями, что обеспечивает некоторую «пессимистичность» результатов, так как эти показатели улучшатся за счет вывода из эксплуатации наиболее неэффективного оборудования, а среднестанционные показатели после модернизации в целом улучшатся (в частности, за счет замены паропровода, улучшения параметров собственных нужд и т.п.). С другой стороны, расчеты не учитывают индивидуальные режимные особенности оборудования. Результаты расчетов ТЭП представлены в Таблице 6.13.

Таблица 6.13 – Основные ТЭП ТЭЦ после модернизации

№	Наименование	Размерность	ТЭЦ до модернизации 2018 г.	ТЭЦ после модернизации	
				8,8 МПа и 555 °С	
				Оптимистиче- ский вариант	Пессимистиче- ский вариант
1	Отпуск электроэнергии	тыс.кВт·ч	742902	1288353	1258183
2	Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	2352391	2352391	2352391
	в т.ч. с горячей водой	Гкал	1938561	1938561	1938561
3	Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	г/кВт·ч	513	214	215
4	Удельный расход условного топлива на отпущенную теплоту	кг/Гкал	184,15	172,183	174,6
5	Расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. т у.т.	381,398	276,769	271,767

№	Наименование	Размерность	ТЭЦ до модерни- зации 2018 г.	ТЭЦ после модернизации	
				8,8 МПа и 555 °С	
				Оптимистиче- ский вариант	Пессимистиче- ский вариант
6	Расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. т у.т.	433,193	405,042	410,727
7	Суммарный расход условного топлива	тыс. т у.т.	814,591	681,811	682,494
8	Суммарный расход газа в условном исчислении	тыс. т у.т.	201,565	240,288	238,873
9	Суммарный расход угля в условном исчислении	тыс. т у.т.	602,614	441,523	443,621
10	Суммарный расход газа в натуральном исчислении	тыс. м ³	229,351	273,412	271,802
11	Суммарный расход угля в натуральном исчислении	тыс. т	738,627	541,177	543,748

Можно видеть, что удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии снижен в 2,4 раза и составляет 214...215 г/кВт·ч, в зависимости от варианта исполнения ПГУ. Суммарный расход газа вырос в 1,2 раза, а угля снизился в 1,37 раз, что привело к снижению затрат на топливо в 1,1 раза (с 2,74 млрд. руб. до 2,5 млрд. руб.) при одновременном увеличении выработки электроэнергии на тепловом потреблении в 1,7 раза (с 742902 до 1258183 тыс. кВт·ч).

6.4 Перевод газовых тепловых электрических станций на уголь – прогнозы и перспективы (НИР)

Доля газа в топливно-энергетическом балансе России сегодня преобладает. Такое положение ставит под угрозу энергетическую безопасность страны, для обеспечения которой необходимо, чтобы доля газа не превышала 40 %. Кроме того, динамика изменения цена на газ характеризуется неизменным ростом, в этой связи рассмотрена задача, связанная с анализом и оценкой рационально возможных вариантов перевода газовых ТЭС в европейской части страны, работающих по низкоэффективному термодинамическому циклу (Ренкина) на уголь.

Разные сценарии развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны, которые разрабатывались в 2000-е годы предусматривали (в той или иной мере) сокращение использования газа в энергетической отрасли. При этом речь шла о перераспределении потоков энергетических ресурсов в будущие периоды времени при постоянном наращивании уровня добычи газа. Вопрос диверсификации топливного баланса в энергетической отрасли продолжает оставаться актуальным. Одним из вариантов снижения доли газа может рассматриваться перевод газовых ТЭС на угольные технологии.

В известной степени это обратная задача той, которая была реализована в 80-е годы прошлого века по переводу энергетики европейской части страны на газ. Во времена «газовой паузы» активно шел процесс перевода значительной части электростанций в европейской части страны с твердого топлива и мазута на газ. Всего было переведено около 12 ГВт установленных в Российской Федерации (и запроектированных на другие виды топлива) мощностей ТЭС. Процесс газификации энергетики страны в тот период позволил решить, по меньшей мере, две задачи: во-первых – снять проблему использования сложных при сжигании торфов, сланцев и антрацитов; во-вторых – обеспечить оздоровление экологической обстановки (особенно в городах и заповедных зонах) при отказе от сжигания не только твердых топлив, но и сернистых мазутов. Всего в России было переведено около 7,7 ГВт конденсационных мощностей ГРЭС, из них с мазута примерно 4,5 ГВт и с твердого топлива порядка 3,2 ГВт, и приблизительно 4,3 ГВт расположенных в крупных городах теплофикационных мощностей ТЭЦ.

Вместе с тем, важно отметить, что в стратегическом плане уголь стабилизирует и повышает долговременную надежность топливного баланса, так как нормативные складские запасы угля на ТЭС делают их менее зависимыми от социально-экономической, транспортной или иной конъюнктуры в отопительный период. Одновременно с этим, либерализация цены на газ для российских потребителей (Рисунок 6.19), обуславливает интерес к углю как к стратегическому сырью не только в перспективе ввода новых мощностей, но также и с учетом возможностей по переводу на это топливо ТЭС, работающих сегодня на газе.

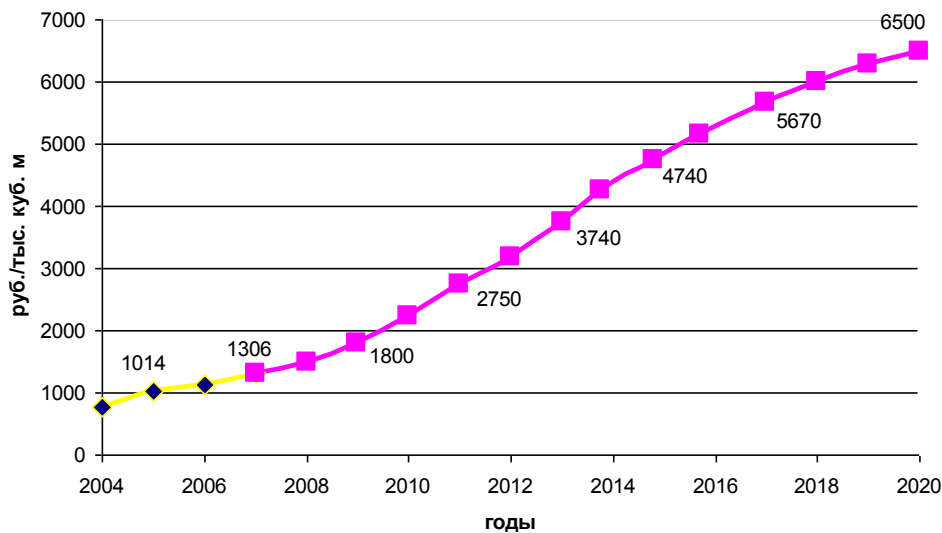


Рисунок 6.19 – Прогноз роста стоимости цены газа в России (осредненные значения для всех групп потребителей): предусматривает выход на мировые цены к 2020 году

Следует отметить, что техническая возможность перевода на уголь действующих газовых ТЭС существует. Допуская теоретическую возможность такого перевода ТЭС, расположенных в городах, следует помнить о необходимости создания угольного склада со структурой подъездных путей, вагонных весов и опрокидывателей, кранов перегружателей и т.п., что вызовет увеличение территории на 0,3...0,4 га/100 МВт установленной мощности. Одновременно потребуются создание золоотвалов (или могильников) с соответствующими системами транспортировки золы. Такие территории в условиях плотной городской застройки, как

правило, найти невозможно, даже в тех случаях, когда был осуществлен перевод твердотопливных ТЭЦ на газ. Кроме того, как склад, так и золоотвал подвержены пылению, что отягощает экологическую обстановку не только городской, но и пригородной зоны.

По этим причинам, массовый перевод с газа на уголь ТЭЦ с использованием стационарной инфраструктуры представляется за рамками здравого смысла. При размещении завода по газификации угля за городской чертой и передачей наработанного синтез-газа (смесь CO и H₂) к котлам, КПД отпуска электроэнергии снизится на $\approx 5...6$ % абс. и в конденсационном режиме не превысит 0,29...0,33 (меньшие значения для физически изношенных электростанций). Компенсировать такую потерю КПД возможно лишь за счет перехода на парогазовые циклы с удвоением (по порядку величины) капиталовложений в модернизацию. Оценка эффективности модернизации будет показана ниже, вместе с тем очевидно, что повсеместный перевод действующих ТЭЦ с газа на уголь нецелесообразен.

Для мощностей ГРЭС следует учитывать вновь введенные ПГУ – эти мощности не могут быть переведены на уголь. Доля ГРЭС, в основе работы которых лежит цикл Ренкина, составляет около 53 ГВт установленной мощности со средним возрастом 35...45 лет. Структура топливопотребления для них включает 67 % газа при 33 % угля. То есть установленная мощность ГРЭС, работающих на газе, составляет приблизительно 35 ГВт. В то же время для всей энергетики страны характерна высокая доля (более 50 %) оборудования с полной выработкой ресурса. В этом смысле мощности ГРЭС не являются исключением, и такое оборудование подлежит выводу из эксплуатации и замене. Тогда потенциал электростанций пригодных к модернизации с переводом на уголь можно оценить примерно в 17 ГВт.

Очевидно, что при решении задачи перевода ТЭС с газа на уголь требуется оценка готовности к модернизации при соблюдении всех видов ограничений, в том числе технических, надежности, экологических и экономических.

Техническая и технологическая готовность модернизации обусловлена опытом в создании технологий внутрициклового газификации угля, в рамках которых

эффективность энергоблоков может быть увеличена на 3...5 % абс. по сравнению с прямым сжиганием газа в традиционной схеме энергоблоков ГРЭС. Это единственный реализуемый сегодня сценарий, способный обеспечить необходимую эффективность модернизации. Технология внутрицикловой газификации (по парогазовой схеме) предусматривает оснащение ГРЭС газификаторами и газовыми турбинами без замены паровых котлов. В этом случае для каждой ГРЭС потребуется увеличение территории на 0,4...0,5 га/100 МВт для размещения газификаторов, газовых турбин и, главным образом, топливного хозяйства. Газовые турбины обеспечивают тепловую экономичность реконструируемой ГРЭС и подбираются на уровне 40...50 % от мощности паротурбинного энергоблока, что обеспечивает режим замещения воздуха для горения топлива в энергетическом котле отработавшими в газовой турбине газами. Как в камере сгорания газовых турбин, так и в топках энергетических котлов сжигается наработанный в газификаторах синтез-газ. Из каждой тонны угля при паровой газификации и в зависимости от его свойств можно получить 2...2,3 тыс. нм^3 синтез-газа с теплотой сгорания 11...12 МДж/ нм^3 . Особо следует отметить, что «всеядной» по углю технологии не существует. При сохранении принципов организации процессов пиролиза и газификации для каждого вида угля требуется собственный проект и индивидуальное исполнение основных агрегатов.

Современные газификаторы имеют высокую технологическую готовность и в разное время функционировали в составе энергоблоков на ТЭС «Келлерман» (Германия), «Колденберг» (Германия), «Кул Уотер» (США), «Трэси» (США), «Буггенум» (США), «Демколек» (США). Газификаторы разрабатываются фирмами Дженерал Электрик (США), Тексако (США), Крупп (Германия), Вестингауз (США), Лурги (Германия) и некоторыми др. Их единичная производительность по газу составляет 100...200 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$. Передовые достижения в области внутрицикловой газификации угля сегодня принадлежат Японии, США и Китаю [126, 127, 128].

Опытом разработки и проектирования газификаторов в прежние годы располагали и отечественные организации ЦКТИ (Центральный котлотурбинный ин-

ститут), ИГИ (Институт горючих ископаемых); НИИЭП энергетики (Научно-исследовательский институт экологических проблем), ТКЗ (Таганрогский котельный завод), РостовТЭП (Теплоэлектропроект).

Одним из элементов схемы модернизации является газотурбинная надстройка со сбросом отработавших газов в топку энергетических котлов. Этот принцип имеет практическую реализацию в разных странах, в том числе в РФ (как правило, для блоков малых мощностей). Среди факторов, обуславливающих высокую техническую готовность, необходимо отметить наличие на рынке большого количества газовых турбин с широким диапазоном технических характеристик («Силовые машины», «Зоря», «Сатурн», АВВ, «Сименс», «Дженерал Электрик», «Роллс-Ройс», «Митсубиси»). Это позволяет подобрать газовые турбины, наиболее подходящие по совокупности технических параметров практически к любой модернизируемой ТЭС.

Удельный расход условного топлива на такой реконструируемой ТЭС будет зависеть от ее прежнего технического состояния и может достигать до 0,26...0,28 кг у.т./кВт·ч. В целом перевод с газа на уголь 17 ГВт относительно новых ГРЭС со средним расходом топлива 0,34...0,36 кг у.т./кВт·ч позволит сэкономить 30...32 млрд. м³ газа в год. Примечательно, что в данном случае речь идет о реальной экономии, так как этот газ сегодня потребляется электростанциями. Потребление угля составит около 23 млн. т у.т в год, а установленная мощность ГРЭС возрастет примерно до 24 ГВт (за счет установки газовых турбин), что обеспечит возможность демонтажа энергоблоков, выработавших ресурс. При удельной стоимости модернизации на уровне 400...450 долл./кВт, затраты можно оценить в 250...280 млрд. руб.

Поставка углей Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов (месторождения данных бассейнов широко освоены, а их запасы достаточны для обеспечения нужд энергетики всей страны в долгосрочной перспективе) на реконструируемые ТЭС увеличит объемы железнодорожных перевозок почти на 4 %, что потребует расширения транспортной инфраструктуры и обеспечения подвижным составом. Также может рассматриваться вопрос освоения новых угольных месторождений,

что приведет к увеличению затрат в угольную промышленность и формированию новой транспортной структуры. Однако в обоих случаях собственно энергетические эффекты от перевода ТЭС на уголь одинаковы, а совокупные затраты в развитие угольной промышленности и транспорта практически сопоставимы. Кроме того, следует помнить и о необходимости развития смежных производств, в первую очередь, – производство газификаторов, которые могут быть изготовлены на отечественных котельных заводах (в Подольске, Таганроге и Барнауле) в том числе при совместном производстве с зарубежными фирмами. Развитие указанных инфраструктур может потребовать дополнительно до 100 млрд. руб., однако, эти затраты напрямую не повлияют ни на эффективность модернизации, ни на себестоимость продукции.

Экономическая эффективность модернизации по предложенной схеме, при обеспечении сопоставимости сравниваемых вариантов по другим видам ограничений, представлена на Рисунках 6.20 – 6.22. При этом дисконтированный срок окупаемости представлен в виде зависимости от оставшегося срока службы модернизируемого оборудования в условиях разных ценовых соотношений газового и угольного топлива.

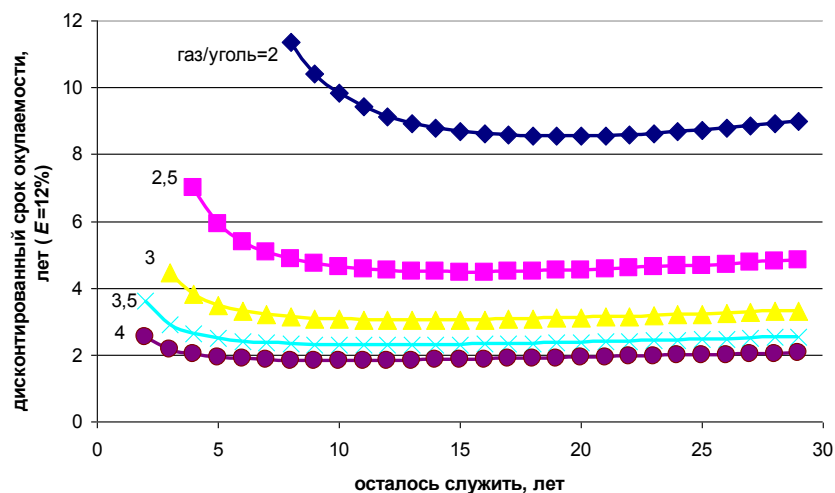


Рисунок 6.20 – Дисконтированный срок окупаемости для различных соотношений стоимостей газ/уголь (соотношение цены «газ/уголь = 2» означает двукратное превышение стоимости газа над углем) для ставки дисконтирования

$$E = 12 \%$$

Из Рисунка 6.20 можно видеть, что, вне зависимости от ценового соотношения газ/уголь, дисконтированный срок окупаемости имеет выраженный «минимум», который обусловлен следующим: если станция старая, то все вложенные в модернизацию средства должны окупиться за тот небольшой, оставшийся ей служить срок, что увеличивает себестоимость продукции; если станция новая, то модернизация, увеличивая основные фонды предприятия, также приводит к существенному увеличению амортизационных отчислений, а следовательно – к увеличению себестоимости продукции и срока окупаемости. Очевидно, что «молодость» станций является менее существенным фактором (пологость линий на Рисунке 6.20) по сравнению с их «ветхостью» (крутизна линий на Рисунке 6.20), а увеличение соотношения цены газ/уголь ведет к увеличению эффективности модернизации при смещении точки «минимума» в сторону меньшего оставшегося срока службы.

На Рисунке 6.21 представлены аналогичные зависимости, но в условиях изменения ставки дисконтирования. Можно видеть, что при двукратном превышении стоимости газа над углем, но при ставке дисконтирования в 15 %, срок окупаемости превышает 10 лет, что вряд ли может считаться оправданным. Снижение ставки дисконта до 5 % делает вариант модернизации приемлемым по сроку окупаемости, однако предполагает уровень инфляции не выше 3...3,5 % .

В то же время представленный анализ (Рисунок 6.21) показывает необходимые условия, при которых перевод газовых ТЭС на уголь становится экономически целесообразным, а именно:

- обеспечение повышения тепловой экономичности примерно на 5 % абс.;
- не менее, чем двух-трех кратное превышение стоимости газа над углем;
- уровень инфляции не превышает 5 %;
- остаточный ресурс модернизируемых ТЭС не менее 17...18 лет.

При существующих темпах развития промышленности и электроэнергетики России, указанные условия могут сформироваться для некоторых ГРЭС, в первую

очередь Сибири и Урала (Сургутская ГРЭС-1, 2, Нижневартовская ГРЭС, Пермская ГРЭС) суммарной установленной мощностью около 12 ГВт и для некоторых энергоблоков ГРЭС, расположенных в центрально-европейской территории страны (Псковская ГРЭС, Ириклинская ГРЭС, Ставропольская ГРЭС, Печерская ГРЭС, Рефтинская ГРЭС, Киришская ГРЭС) суммарной мощностью около 5 ГВт.

Принципиально ничего не меняет, но делает все прогнозы более благоприятными тот сценарий развития, при котором технология модернизации предусматривает увеличение энергетической эффективности не на 5, а на 10...12 % (Рисунок 6.22). Такое возможно для парогазовой схемы модернизации, но при условии обеспечения прямого сжигания жидкого топлива, полученного из угля в камерах сгорания газовых турбин.

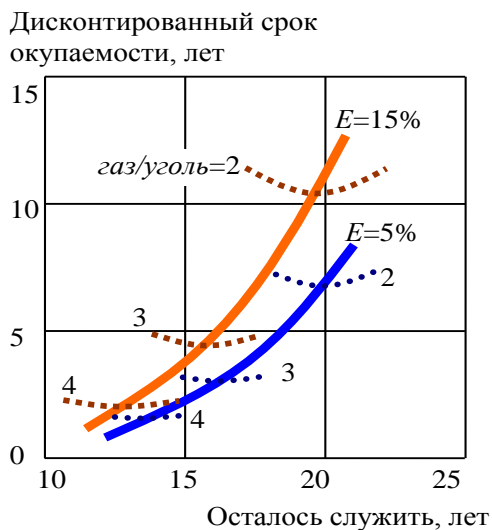


Рисунок 6.21 – Модернизация газовых КЭС с переводом на уголь при одновременном увеличении КПД технологических процессов на 5%
абс.: E – ставка дисконтирования;
соотношение цены топлива
газ/уголь 2...4

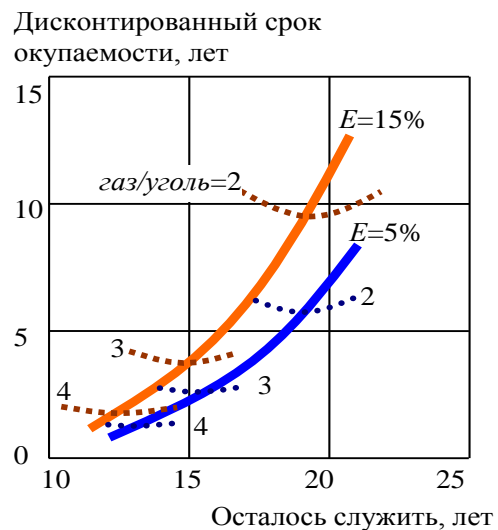


Рисунок 6.22 – Модернизации газовых КЭС с переводом на уголь при одновременном увеличении КПД технологических процессов на 10%
абс.: E – ставка дисконтирования;
соотношение цены топлива
газ/уголь 2...4

Современные технологии приготовления композитных жидких топлив (КЖТ) из углей с применением кавитационных эффектов позволяют получать однородные смеси, обладающие свойствами текучести близкими к мазуту, при размере твердой фракции на уровне 5...10 мкм, содержанием влаги на уровне 40...60 % (в зависимости от угля) и теплотой сгорания около 8...12 МДж/кг. Такое топливо обладает высокой стабильностью, распыливается через форсунки и может сжигаться в топках газо-мазутных котлов. Учитывая возможности технологии по деминерализации углей до зольности менее 2 % на сухую массу и фракционный состав КЖТ, представляется технически осуществимым сжигание такого топлива в камерах сгорания газовых турбин. Это открывает новые возможности не только по реконструкции и модернизации действующих объектов, но и по созданию нового направления в области топливоиспользования, недоступного в прежние годы. Следует так же отметить, что для реализации предлагаемого направления не требуется привлечения зарубежных специальных знаний, техники, технологий, оборудования, КИП и т.д., а его реализация позволит обеспечить доминирующие позиции в мире не только в области приготовления КЖТ, но и в области создания принципиально новой энергетической техники и технологий

Вместе с тем, реализация прямого сжигания КЖТ в камерах сгорания газовых турбин требует научной, технической и технологической проработки и сегодня недоступна для практической реализации.

Следует отметить, что перевод газовых ТЭС на КЖТ без газотурбинной надстройки и замены котлов теоретически возможен, но не обеспечит экономической эффективности, так как при таком переводе произойдет снижение энергетической эффективности (из-за технологических ограничений, в частности, резком снижении теплоты сгорания топлива, аэродинамических особенностей топки и конвективной шахты, некоторыми др.) на 3...7 %.

Российским практическим примером перевода энергоблока с газа и мазута на уголь может служить проект, разработанный ЗАО «СибКОТЭС» для компании «РУСАЛ». По проекту предлагается для одного из глиноземных заводов компа-

нии, расположенных в г. Ачинск, построить комплекс по газификации угля с применением технологической схемы «Тексако» для выработки синтез-газа. Комплекс включает газовую турбину (в камере сгорания используется часть наработанного синтез-газа), которая вырабатывает электроэнергию для покрытия собственных нужд газогенераторного завода. Основной поток синтез-газа используется в технологических печах комбината, заменяя мазут. Отработавшие в газовой турбине горячие газы используются в котле-утилизаторе для генерации технологического пара, используемого в технологии производства алюминия. Экономическая эффективность модернизации обеспечивается генерацией электроэнергии, пара и, главным образом, замещением мазута. Фактическое потребление комбинатом мазута составляет 240 тыс. т/год. Переход на синтез-газ позволит сэкономить на топливе ежегодно до 1,1 млрд. руб.

Подводя итог представленному материалу, можно говорить о том, что перевод газовых и мазутных ТЭС на уголь возможен. К технически осуществимым решениям на современном этапе следует относить лишь технологии внутрицикловой газификации угля. Эффективность перевода во многом зависит от внешних условий и лежит в достаточно узких «коридорах» изменения влияющих факторов. Вместе с тем перевод потребует не менее 350 млрд. руб. при экономии газа на уровне 30 млрд. м³ в год.

Выводы по шестой главе

1. Разработана принципиальная схема двухтопливной ПГУ параллельного типа в импортозамещающем варианте. В качестве топлива для ГТУ предлагается газ, а для ПТУ – водоугольная композиция. Мощность ПГУ составила 370 МВт, КПД ПГУ составил 46...48 % в зависимости от исполнения паросиловой части.
2. Разработаны технологические схемы ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и производством синтез-газа и водорода с применением реакторов типа Тексако, Винклера и аллотермического трубчатого. Показано, что входящие

в состав поточных газификаторов экономайзеры (охладители синтез-газа) могут быть включены в систему подогрева питательной воды. При этом полностью вытесняется система регенерации паровой турбины.

3. Для ПГУ мощностью на уровне 250...400 МВт с комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода можно обеспечить производство 1,5...4,5 млрд. нм^3 в год синтез газа или 0,5...2,5 млрд. нм^3 в год водорода при расходе угля 40...70 т у.т/час в зависимости от технологического процесса газификации. Показано, что удельные капиталовложения в подобные ПГУ-ТЭЦ с газификацией могут составлять 1200...2500 долл./кВт установленной мощности (в ценах 2007 года), а их эффективность в 1,1...1,47 раз выше, чем у ГТ-надстроенных ТЭЦ.
4. Показано, что удельные капиталовложения (в ценах 2007 года) в газификаторы лежат в пределах 25...350 долл./кг/с газифицируемого угля в зависимости от типа газификатора и типа паротурбинной установки в составе ПГУ, при этом для схем с трубчатым газификатором и газификатором Тексако вариант с производством водорода оказывается более эффективным, а для схем с газификатором Винклера – эффективнее производство синтез-газа.
5. Разработана технологическая схема для повышения эффективности модернизируемой ТЭЦ в г. Северск по двухтопливному парогазовому циклу с оценкой ценового соотношения стоимости газа и угля, при котором использование «угольных» и «газовых» технических решений равноэффективно. Показано, что фактическое соотношение цен на газ и уголь в Томской области, составляет $\delta = 1,32$. Установлено, что предложенная в работе двухтопливная технология предпочтительнее ПГУ (традиционного типа с КПД на уровне 39 %), так как $\delta_{\text{факт}} = 1,32$ меньше, расчетного $\delta = 4,1$. В то же время двухтопливная технология предпочтительнее ПГУ бинарного типа, так как $\delta_{\text{факт}} = 1,32$ больше, чем расчетная для рассматриваемой пары $\delta = 0,41$.

6. Показано, что для прогнозной цены на уголь в 3000...3500 руб. за тонну условного топлива, предложенная технология двухтопливной ПГУ будет предпочтительнее ПГУ на газе по затратам на топливо при соотношении цен газ/уголь больше, чем 1,1...1,25, при условии одинакового энергетического эффекта (равный отпуск продукции). Сегодня данное соотношение составляет 1,32 и ожидается его рост.
7. Показано, что после модернизации ТЭЦ г. Северск отпускает на 75...77% больше электроэнергии при снижении удельного расхода топлива приблизительно в 2 раза.
8. Показано, что перевод газовых ТЭЦ на уголь нецелесообразен, а энергоблоков ГРЭС возможен. К технически осуществимым решениям на современном этапе следует относить лишь технологии внутрицикловой газификации угля. Эффективность перевода во многом зависит от внешних условий и лежит в достаточно узких «коридорах» изменения влияющих факторов. Вместе с тем перевод позволит обеспечить экономию газа на уровне 30 млрд. м³ в год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Отмечено изменение структуры собственности в энергетике и формирование стратегических партнерств. Отмечено отсутствие в РФ корпораций способных обеспечить полный цикл производства (так называемого, комплексного продукта), от научного исследования и проектирования до изготовления, монтажа, наладки и технического сопровождения при эксплуатации. Разработана математическая модель ретроспективного анализа рынка энергетического машиностроения России на основе универсальных аппроксимирующих зависимостей для каждого сегмента рынка с учетом его фактических данных за предшествующий период и определением роли ПГУ в перспективе развития, применение которой при анализе развития отечественного рынка энергетического машиностроения показало, что наибольшим темпом роста, на уровне 9...12 % в год, обладает газотурбиностроение; в ближайшие годы следует ожидать увеличение инвестиций в энергооборудование на уровне 7 %; консолидированный рынок к 2022 году составит около 350 млрд. руб..
2. Разработанные универсальные теоретические положения определения энергетической эффективности двухтопливных ПГУ параллельного типа и методические положения для определения конкурентоспособности таких установок в условиях изменения ценовых соотношений на топливо на примерах тепловых схем и энергетических показателей двухтопливных ПГУ параллельного типа с применением отечественных разработок и оборудования показали, что: для ПГУ параллельного типа с преимущественным сжиганием твердого топлива достижимыми являются значения КПД на уровне 55...56 %; по показателю термодинамической эффективности двухтопливные ПГУ на суперсверхкритические параметры предпочтительнее. При этом отмечено, что рост КПД двухтопливной ПГУ в 1,1 раза «медленнее», чем рост КПД традиционной ПГУ при переходе на суперсверхкритические параметры.

3. Сравнение двухтопливных ПГУ параллельного типа с другими установками показало, что они предпочтительнее традиционных пылеугольных энергоблоков в том случае, когда соотношение цен на топливо газ/уголь не превышает 5, и предпочтительнее бинарных ПГУ сбросного типа при соотношении цен на топливо газ/уголь более 0,5; при использовании различных технических решений, зона эффективного использования газа в энергобалансе для цен на уголь в 2000...5000 руб./т.у.т, находится при соотношения цены газ/уголь меньше, чем 3,1...1,2. То есть, при цене газа выше, чем 6200...6000 руб./т у.т, его использование неэффективно для рассмотренных технологий.
4. Разработан универсальный комплексный методический подход к оценке эффективности применения ПГУ в условиях топливно-энергетического баланса региона с использованием дифференциально-энергетической методологии с учетом: неопределенности исходной информации (вероятностная постановка); обратных связей в виде потоков эксергии и затрат на ее производство; векторных КПД в условиях разной «длины» технологических процессов по производству продукции; графиков электрических и тепловых нагрузок; режимов работы; надежности энергоснабжения; инфляции; требований к инфраструктуре, который показал, что при модернизации стандартных теплофикационных энергоблоков, для каждого из них может быть подобрана коммерческая (серийно выпускаемая) газовая турбина; КПД по отпуску электроэнергии для таких ПГ-ТЭЦ может быть обеспечен на уровне 43...50 %; с термодинамической точки зрения бинарные ПГУ выглядят предпочтительнее двухтопливных ПГУ.
5. Показано, что рациональная доля ПГУ всех типов в перспективной структуре генерации может составлять не менее 30...40 % от всех мощностей ТЭС; при оснащении региональной энергетики разными технологиями с точки зрения экологических параметров двухтопливные ПГУ на суперсверхкритических параметрах отличаются высокой эффективностью; снижение экологической нагрузки на территорию по показателю декарбонизации для

рассматриваемых технологий ПГУ обеспечивается на уровне 5...45 % в сравнении с традиционной пылеугольной.

6. Разработана принципиальная схема двухтопливной ПГУ параллельного типа в импортозамещающем варианте. В качестве топлива для ГТУ предлагается газ, а для ПТУ – водоугольная композиция. Мощность ПГУ составила 370 МВт, КПД ПГУ составил 46...48 % в зависимости от исполнения паросиловой части.
7. Разработаны технологические схемы ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и производством синтез-газа и водорода с применением реакторов типа Тексако, Винклера и аллотермического трубчатого. Показано, что для ПГУ мощностью на уровне 250...400 МВт с комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода можно обеспечить производство 1,5...4,5 млрд. нм^3 в год синтез газа или 0,5...2,5 млрд. нм^3 в год водорода при расходе угля 40...70 т у.т/час в зависимости от технологического процесса газификации. Для схем с трубчатым газификатором и газификатором Тексако вариант с производством водорода оказывается более эффективным, а для схем с газификатором Винклера – эффективнее производство синтез-газа.
8. Разработана технологическая схема для повышения эффективности модернизируемой по двухтопливному парогазовому циклу ТЭЦ в г. Северск с оценкой ценового соотношения стоимости газа и угля, при котором использование «угольных» и «газовых» технических решений равноэффективно. После модернизации ТЭЦ отпускает на 75...77 % больше электроэнергии при снижении удельного расхода топлива приблизительно в 2 раза. Установлено, что предложенная в работе двухтопливная технология предпочтительнее ПТУ (традиционного типа с КПД на уровне 39 %), так как фактическое соотношение цен на газ и уголь в Томской области $\delta_{\text{факт}} = 1,32$ меньше, расчетного $\delta = 4,1$. В то же время двухтопливная технология предпочтительнее ПГУ бинарного типа, так как $\delta_{\text{факт}} = 1,32$ больше, чем расчетная для рассматриваемой пары $\delta = 0,41$. Для прогнозной цены на уголь в

3000...3500 руб.. за тонну условного топлива, предложенная технология двухтопливной ПГУ будет предпочтительнее ПГУ на газе по затратам на топливо при соотношении цен газ/уголь больше, чем 1,1...1,25, при условии одинакового энергетического эффекта (равный отпуск продукции).

9. Решение аналитической задачи о возможности перевода газовых ТЭС на уголь показало, что перевод газовых ТЭС на уголь нецелесообразен, а энергоблоков ГРЭС возможен. К технически осуществимым решениям на современном этапе следует относить лишь технологии внутрицикловой газификации угля. Эффективность перевода во многом зависит от внешних условий и лежит в достаточно узких «коридорах» изменения влияющих факторов. Вместе с тем перевод позволит обеспечить экономию газа на уровне 30 млрд. м³ в год.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Щинников, П. А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования / П. А. Щинников. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2007. – 284 с.
2. Савинов, Ю. А. Кооперационные поставки в международной торговле энергетическим оборудованием для электростанций / Ю. А. Савинов, Ю. Ю. Посысаев // Российский внешнеэкономический вестник. – 2014. – № 2. – С. 60–70.
3. Отчет о функционировании электроэнергетики за 2016 год (предварительный) [Электронный ресурс] / Российское энергетическое агентство Минэнерго России. – Москва, 2017. – 104 с. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/4858/> (дата обращения: 05.01.2019).
4. Щинников, П. А. Результаты реформ генерации и прогноз рынка отечественного энергетического машиностроения / П. А. Щинников, О. В. Боруш // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса : материалы 14 междунар. науч.-техн. конф., Саратов, 30 окт. – 1 нояб. 2018 г. – Саратов : СГТУ, 2018. – Вып. 9. – С. 162–167.
5. Shchinnikov, P. A. Results of national generation reform and predictive information about power engineering market / P. A. Shchinnikov, O. V. Borush // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1111. – Art. 012007 (6 p.). – DOI: 10.1088/1742-6596/1111/1/012007.
6. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году [Электронный ресурс] // Системный оператор единой энергетической системы, 2017. – 37 с. Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2018/ups_rep2017.pdf (дата обращения: 05.01.2019).
7. Денисенко, А. Г. О состоянии топливоиспользования на ТЭС Минтопэнерго Российской Федерации / А. Г. Денисенко, Н. Л. Астахов, В. М. Данилов // Энергетик. – 1993. – № 4. – С. 13–17.

8. Кутовой, Г.П. О программе реструктуризации электроэнергетики России на 1997–2000 гг. / Г. П. Кутовой // Энергетическая политика. – 1997. – № 1. – С. 3–10.
9. Энергосберегающие и нетрадиционные технологии производства электроэнергии / А. И. Леонтьев, В. И. Доброхотов, И. А. Новожилов, О. О. Мильман, В. А. Федоров // Теплоэнергетика. – 1999. – № 4. – С. 2–6.
10. Хлебалин, Ю. М. Пути повышения экономичности и конкурентоспособности паротурбинных ТЭЦ / Ю. М. Хлебалин // Вестник Саратовского государственного технического университета. – 2004. – Т. 3, № 1. – С. 115–120.
11. Заявка 2019611508 Российская Федерация. Государственная регистрация программы для ЭВМ «Data Resource» / Дворцовой А. И., Григорьева О. К., Боруш О. В. ; правообладатель Новос. гос. техн. ун-т. – № 2019612663 ; заявл. 18.02.2019; опубли. 25.02.2019, Бюл. № 3 ; приоритет 25.02.2019. – 1 с.
12. Заявка 2019611256 Российская Федерация. Государственная регистрация программы для ЭВМ «Data Resource» / Дворцовой А. И., Григорьева О. К., Боруш О. В. ; правообладатель Новос. гос. техн. ун-т. – № 2019612397 ; заявл. 12.02.2019; опубли. 19.02.2019, Бюл. № 2 ; приоритет 19.02.2019. – 1 с.
13. Накоряков, В. Е. О перспективах развития энергетики Сибири / В. Е. Накоряков, П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2007. – № 6. – С. 3 – 10.
14. Перспективы применения ПГУ в сибирской энергетике при различных сценариях развития топливно-энергетического баланса / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, О. К. Григорьева, О. В. Боруш // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2009. – № 5/6. – С. 37–42.
15. Боруш, О. В. Анализ эффективности применения ПГУ в Сибири / О. В. Боруш // Наука. Технологии. Инновации : материалы докл. всерос. науч. конф. молодых ученых. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2006. – Ч. 3. – С. 138–139.
16. Капица, П. А. Эксперимент, теория, практика : статьи, выступления / П. А. Капица. – Изд. 3-е, доп. – Москва : Наука, 1981. – 495 с.

17. Мелентьев, Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л. А. Мелентьев. – Москва : Высш. шк., 1976. – 336 с.
18. Порочкин, Е. М. Внутренние водные пути СССР : справочник / Е. М. Порочкин, А. Ю. Забраилов. – Москва : Транспорт, 1975. – 432 с.
19. Инвестиции в возобновляемые источники энергии достигли рекорда [Электронный ресурс] // Информационное агентство «Лента.ру». 14 января 2016. – Режим доступа: <https://lenta.ru/news/2016/01/14/investment/> (дата обращения: 05.01.2019)
20. Щинников, П. А. Структура генерирующих мощностей электроэнергетики России. / П. А. Щинников // Энергетика и теплотехника. – Новосибирск : НГТУ. – 2007. – С. 5–33.
21. Вайнзихер, Б.Ф. Невидимая рука в энергетике / Б. Ф. Вайнзихер // Эксперт. – 2007. – № 25. – С. 42–47.
22. Жуков, В. С. Энергетическое машиностроение в России: состояние и перспективы модернизации / В. С. Жуков // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экономика. – 2012. – № 2. – С. 18–28.
23. Щинников, П. А. Особенности реформирования отечественной генерации и прогноз развития рынка энергетического машиностроения / П. А. Щинников, О. В. Боруш // Международный водно-энергетический форум–2018 : сб. материалов докл., Казань, 29 окт. – 2 нояб. 2018 г. – Казань : Изд-во КГЭУ, 2018. – Т. 1. – С. 242–247.
24. Гирина, А. А. Использование газотурбинных технологий в нефтегазовой отрасли / А. А. Гирина, О. В. Боруш // Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи : материалы 4 Рос. молодеж. науч. шк.-конф., Томск, 1–3 нояб. 2016 г. – Томск : ЦРУ, 2016. – Т. 2. – С. 43–47.
25. Гирина, А. А. Применение газотурбинных установок в нефтегазовой промышленности / А. А. Гирина, О. В. Боруш // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность : материалы 21 Всерос. науч.-техн. конф., Томск, 2–4 дек. 2015 г. – Томск : Скан, 2015. – Т. 2. – С.170-172.

26. Прогноз мировой энергетики и последствия для России / А. А. Макаров, Т. А. Митрова, В. А. Малахов // Проблемы прогнозирования. – 2013. – № 1. – С. 17–29.
27. Гальперова Е.В. Методический подход к долгосрочному прогнозированию рыночного спроса на топливо и энергию с учетом региональных особенностей и роста неопределенности / Е. В. Гальперова // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2016. – № 5. – С. 33–44.
28. Долгосрочный прогноз развития энергетики мира и России / А. А. Макаров, Т. А. Митрова, В. А. Кулагин // Экономический журнал Высшей школы экономики. – 2012. – Т. 16. – № 2. – С. 172–204.
29. Галкина, А. А. Перспективы развития мировой энергетики в период до 2040 г. И их влияние на российский топливно-энергетический комплекс / А. А. Галкина, Д. А. Грушевенко, Е. В. Грушевенко, В. А. Кулагин, И. Ю. Миронова // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. – 2015. – № 1. – С. 59–70. DOI: 10.5862/ЖЕ.211.6.
30. North, A. Using Scenario Analysis to Forecast Long-Term Residential Electric Energy Consumption in California / A. North, M. Rufo // ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings. – 2006. – P. 201–214.
31. Луцева-Эр, О. Российский рынок энергооборудования: итоги 2013 г., прогноз 2014–15 гг. [Электронный ресурс] / О. Луцева-Эр // Электротехнический рынок. – 2014. – № 4. – С. 30–32. – Режим доступа: https://market.elec.ru/media/nomer/458_20140.pdf (дата обращения: 06.01.2019).
32. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / науч. рук. А. А. Макаров ; Ин-т энергет. исслед. РАН, Аналит. центр при Правительстве РФ. – Москва, 2013. – 110 с.
33. Popp, D. ENTICE: endogenous technological change in the DICE model of global warming / D. Popp // Journal of Environmental Economics and Management. – 2004. – Vol. 48. – P. 742–768.

34. Goulder, L. Schneider S.H. Induced technological change and the attractiveness of CO₂ abatement policies / L. Goulder // *Resource and Energy Economics*. – 1999. – Vol. 21. – P. 211–253.
35. Sustainable energy development in Austria unit 2020: insights from applying the integrated model «e3.at» / A. Stocker, A. Großmann, R. Madlener, M. I. Wolter // *Energy Policy*. – 2011. – Vol. 39. – P. 6082–6099.
36. Попов, Е. Рынок повышенной мощности [Электронный ресурс] / Е. Попов // Фонд энергетического развития : новости. 15.05.2011. – Режим доступа: <http://www.energofond.ru/novosti/rynok-povyshennoj-moshhnosti/> (дата обращения: 08.01.2019).
37. Петреня, Ю. К. История развития парогазового цикла в России [Электронный ресурс] / Ю. К. Петреня // Материалы научно-технической конференции «Энергетическое машиностроение России – новые решения» 16.11.2006. – Режим доступа: <http://www.combienergy.ru/stat/900-Istoriya-parogazovogo-cikla-v-Rossii-Perspektivy-razvitiya> (дата обращения: 08.01.2019).
38. Саламов, А. А. Лучшие ТЭС 2014 г. по версии журнала Power / А. А. Саламов // *Энергетика за руб.ежом*. 2016. – № 1. – С. 28–35.
39. Касилов, В.Ф. Разработка тепловой схемы для проекта парогазовой установки теплофикационного типа с ядерным реактором СВБР-100 / В. Ф. Касилов, А. А. Дудолин, С. М. Крашенинников // *Теплоэнергетика*. – 2017. – № 2. – С. 20–27.
40. Ольховский, Г. Г. Парогазовые установки: вчера, сегодня, завтра (обзор) / Г. Г. Ольховский // *Теплоэнергетика*. – 2016. – № 7. – С. 38–45.
41. Саламов А. А. Состояние и перспективы развития ПГУ с газификацией угля и нефтяных остатков // *Энергетика за руб.ежом*. 2019. – № 2. – С. 28 – 29.
42. Газотурбинные энергетические установки / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. С. Земцов, А. С. Осыка. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2011. – 427 с.
43. Кудинов, А. А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / А. А. Кудинов, С. К. Зиганшина. – Москва : Машиностроение, 2011. – 373 с.

44. Топливная конкурентоспособность ПГУ с преимущественным использованием угля / П. А. Щинников, О. В. Боруш, А. А. Францева, А. А. Зуева // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса : материалы 14 междунар. науч.-техн. конф., Саратов, 30 окт. – 1 нояб. 2018 г. – Саратов : СГТУ, 2018. – Вып. 9. – С. 167–171.
45. Двухтопливная ПГУ с параллельной схемой на суперсверхкритические параметры [Электронный ресурс] / А. С. Воронкова, О. В. Боруш, П. А. Щинников, А. А. Зуева // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн. – 2019. – № 5. – С. 6–11. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=37845613> (дата обращения: 06.06.2019).
46. Кирсанова, Н. И. Термодинамика комбинированных циклов / Н. И. Кирсанова // Энергетика и теплоотехника : сб. науч. тр. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – С. 183–188.
47. Пылеугольные энергоблоки на супер- и ультрасверхкритические параметры пара (Обзор) / А. Г. Тумановский, А. Л. Шварц, Е. В. Сомова, Э. Х. Вербовецкий, Г. Д. Авруцкий, С. В. Ермакова, Р. Н. Калугин, М. В. Лазарев // Теплоэнергетика. – 2017. – № 2. – С. 3–19.
48. Епишкин, Н. О. Схемно-параметрическая оптимизация пылеугольных энергоблоков на повышенные параметры пара для условий России : дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01 / Н. О. Епишкин. – Иркутск : ИСЭМ СО РАН, 2017. – 154 с.
49. Щинников, П. А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования / П. А. Щинников. – Новосибирск : НГТУ, 2007. – 284 с.
50. Ноздренко, Г. В. Комплексный эксергетический анализ энергоблоков ТЭС с новыми технологиями / Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 190 с.
51. Щинников, П. А. Эксергетические исследования и оптимизация режимов работы ТЭС / П. А. Щинников, О. В. Боруш, С. В. Зыков. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2019. – 203 с.
52. Ноздренко, Г. В. Эффективность применения в энергетике КАТЭКа экологически перспективных энерготехнологических блоков электростанций с но-

выми технологиями использования угля / Г. В. Ноздренко. – Новосибирск : НЭТИ, 1992. – 249 с.

53. Андриющенко, А. И. О показателях экономической эффективности энергетических объектов / А. И. Андриющенко, А. Б. Дубинин, Е. А. Ларин // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1990. – № 7. – С. 3–6.

54. Янтовский, Е. И. Потоки энергии и эксергии. – Москва : Наука, 1988. – 144 с.

55. Томилов, В. Г. Эффективность пылеугольных ТЭЦ с новыми экологообеспечивающими технологиями / В. Г. Томилов, П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко. – Новосибирск : Наука, 1999. – 97 с.

56. Щинников, П. А. Эффективность реконструкции пылеугольных паротурбинных ТЭЦ в парогазовые / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, А. А. Ловцов. – Новосибирск : Наука, 2002. – 95 с.

57. Щинников, П. А. Постановка задачи оптимизации генерирующих мощностей энергосистемы / П. А. Щинников // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2000. – № 6. – С. 66–72.

58. Андриющенко, А. И. Термодинамические расчеты оптимальных параметров тепловых электростанций / А. И. Андриющенко. – Москва : ВШ, 1963. – 230 с.

59. Ноздренко, Г. В. Эксэнергетический анализ теплоэнергетических установок / Г. В. Ноздренко. – Новосибирск : НЭТИ, 1985. – 56 с.

60. Бродянский, В. М. Эксэнергетический метод термодинамического анализа / В. М. Бродянский. – Москва : Энергия, 1973. – 296 с.

61. Шаргут Я. Эксэнергия / Я. Шаргут, Р. Петела. – Москва, 1968. – 279 с.

62. Бусленко, Н. П. Моделирование сложных систем / Н. П. Бусленко. – Москва : Наука, 1978. – 400 с.

63. Мелентьев, Л. А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития / Л. А. Мелентьев. – Москва, 1983. – 455 с.

64. Заявка 2015615607 Российская Федерация. Государственная регистрация программы для ЭВМ «PGU-GSP» / О. К. Григорьева, О. В. Боруш; правообла-

датель Новос. гос. техн. ун-т. – № 2015618558 ; заявл. 12.08.2015; опубл. 20.09.2015, рег. номер публ. 9 ; приоритет 25.06.2015. – 1 с.

65. Заявка 2015660144 Российская Федерация. Государственная регистрация программы для ЭВМ «ЕА-СНПП» / Ч. Оршуу, О. В. Боруш, О. К. Григорьева ; правообладатель Новос. гос. техн. ун-т. – № 2015616946 ; заявл. 28.07.2015; опубл. 20.10.2015, рег. номер публ. 10 ; приоритет 23.09.2015. – 1 с.

66. Orshuu, С. Technical and economic efficiency of central heat and power plant (chpp) on the basis of exergy methodology [Electronic resource] / С. Orshuu, О. V. Borush // 13 International forum on strategic technology (IFOST-2018) : proceedings, China, Harbin, 30 May – 1 June 2018. – Harbin : IEEE, 2018. – P. 841–843. – 1 flash card (CFP18786-USB).

67. Щинников, П. А. Оптимальное распределение электрической и тепловой нагрузок между энергоагрегатами ТЭЦ / П. А. Щинников, О. В. Боруш, С. В. Зыков // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2018. – № 6. – С. 65–75. – DOI: 10.31857/S000233100003520-6.

68. Разработка показателей эффективности работы ТЭЦ и их подсистем на основе дифференциально-эксергетического метода / Ч. Оршуу, О. В. Боруш, П. А. Щинников, А. С. Воронкова // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн. – 2018. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32502239> (дата обращения 07.06.2019)

69. Оптимальные решения распределения нагрузки между агрегатами тепло-электроцентрали / П. А. Щинников, О. В. Боруш, С. В. Зыков, А. И. Михайленко // Проблемы региональной энергетики. – 2017. – № 3. – С. 25–32.

70. Orshuu, С. Development complex efficiency of central heat and power plant (chpp) on the basis of exergy methodology / С. Orshuu, О. V. Borush // 11 International forum on strategic technology (IFOST-2016) : proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk : NSTU, 2016. – Pt. 2. – P. 291–294. – DOI: 10.1109/IFOST.2016.7884250.

71. Оршуу, Ч. Методика расчета тепловой схемы и эксергетических показателей работы ТЭЦ / Ч. Оршуу, О. В. Боруш // Электротехника. Электротехнология. Энергетика. : сб. науч. тр. 7 междунар. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 9–12 июня 2015 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. – Ч. 3. Секция «Энергетика». – С. 446–449.
72. Оршуу, Ч. Разработка системы комплексных показателей эффективности работы ТЭЦ на основе эксергетической методологии / Ч. Оршуу, О. В. Боруш // Энергетика и теплотехника: сб. науч. тр. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. – Вып. 19. – С. 50–58.
73. Оршуу, Ч. Техничко-экономическая эффективность работы ТЭЦ на основе эксергетической методологии / Ч. Оршуу // Энергия-2015 : 10 междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, Иваново, 21–23 апр. 2015 г. : материалы конф. В 7 т. Т. 1. Теплоэнергетика. – Иваново : ИГЭУ, 2015. – С. 8–10.
74. Эксергетический анализ показателей режимов работы ТЭЦ / Г. В. Ноздренко, О. В. Боруш, П. А. Щинников, С. В. Зыков, Ч. Оршуу // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2015. – № 1. – С. 66–74.
75. Дулааны Цахилгаан Станцын Ажиллагааны Горимын ҮзҮҮлэлтийг Эксергийн Шинжилгээгээр Тодорхойлох / О. В. Боруш, С. В. Зыков, Г. В. Ноздренко, Ч. Оршуу, П. А. Щинников // Хурэл тогоот-2014, техник, технологийн салбарын эрдэм шинжилгээний бага хурал. – Улаанбаатар, 2014. – Х. 251–255.
76. Оптимизация режимов работы энергоблоков ТЭЦ / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, О. В. Боруш, С. В. Зыков // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2014. – № 3. – С. 54–60.
77. Показатели режимов работы ТЭЦ при эксергетическом анализе = Indicators of the CHP operating mode in the exergic analysis / О. В. Боруш, Г. В. Ноздренко, С. В. Зыков, Ч. Оршуу, П. А. Щинников // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2014. – № 4. – С. 175-184.

78. Оршуу, Ч. Сравнительный анализ методов расчета экономичности ТЭЦ / Ч. Оршуу, О. В. Боруш // Наука. Технологии. Инновации : материалы Всерос. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 2–6 дек. 2014 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. – Ч. 5. – С. 39–42.
79. Оценка реального расхода топлива энергоблоками ТЭЦ на основе оптимизационных расчетов их режимов работы / О. В. Боруш, С. В. Зыков, А. В. Сафронов, В. Г. Томилов, П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2013. – № 2. – С. 26–34.
80. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, В. Г. Томилов [и др.]. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 528 с.
81. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) / рук.: В. В. Коссов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. – Москва : Экономика, 2000. – 422 с.
82. Техничко-экономический КПД энергоблоков ТЭЦ / Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников, О. К. Григорьева, О. В. Боруш // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2013. – № 6. – С. 16–24.
83. Efficiency indexes of perspective power units of thermal power plant / O.V. Borush, V.S. Shepel, A.A. Frantseva, O. K. Grigoryeva, Yu. V. Ovchinnikov, P. A. Shinnikov // Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. – 2011. – P. 210–214.
84. Оценка технико-экономической эффективности ТЭС с учетом инфляции / И. В. Бородихин, О. В. Боруш, Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников // Энергетика и теплотехника : сб. науч. тр. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2007. – Вып. 11. – С. 91–95.
85. Боруш, О. В. Развитие региональной энергетики с применением парогазовых установок / О. В. Боруш, П. А. Щинников, Ю. И. Шаров // Научный вестник НГТУ. – 2008. – № 1. – С. 177–180.
86. Боруш, О. В. Применение газотурбинной установки при реконструкции НТЭЦ-4 / О. В. Боруш // Наука. Технологии. Инновации : материалы всерос.

науч. конф. молодых ученых. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2004. – Ч. 3. – С. 46–47.

87. Григорьева, О. К. Комплексное исследование ПГУ пылеугольных ТЭЦ с газовыми сетевыми подогревателями : дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01 / О. К. Григорьева. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 124 с.

88. Экономия топлива на ТЭС за счет применения двухконтурных энергоблоков / А. П. Калошин, А. Р. Кврившвили, О. К. Григорьева, О. В. Боруш // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности : материалы Пятой Рос. науч.-техн. конф., г. Ульяновск, 20-21 апр. 2006 г. – Ульяновск : УлГТУ, 2006. – Т. 2. – С. 151–154.

89. Power generating units high thermal effectivity of power station / Kaloshin A. P., Grigoryeva O. K., Borush O. V., Kvrivishvili A. R., Schinnicov P. A., Nozdrenko G. V. // The 9th Russian-Korean International Symposium on Science and Technology. KORUS-2005. – Novosibirsk, 2005 – P. 336–338.

90. Григорьева, О. К. Оптимизационные исследования теплофикационных парогазовых энергоблоков с газовыми сетевыми подогревателями / О. К. Григорьева // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты : сб. науч. трудов. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2006. – Вып. 10. – С. 38–43.

91. Елистратов, С. Л. Комплексное исследование эффективности тепловых насосов : автореф. дис. д-ра техн. наук. – Новосибирск, 2010. – 387 с.

92. Францева, А. А. Оптимизационные исследования ТЭЦ с газосетевым подогревателем и фреоновыми термотрансформаторами : дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / А. А. Францева. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. – 112 с.

93. Григорьева, О. К. Исследование технико-экономических показателей системы комбинированного теплоснабжения с фреоновыми термотрансформаторами / О. К. Григорьева, А. А. Францева, О. В. Боруш // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2018. – № 3. – С. 145–156. – DOI: 10.17212/1814-1196-2018-3-145-156.

94. Martin, J. J. Development of an equation of state for gases / J. J. Martin, Y. C. Hou // *AIChE Journal*. – 1955. – Vol. 1, № 2. – P. 142. – DOI: <https://doi.org/10.1002/aic.690010203>.
95. Алтунин, В. В. Метод составления уравнения состояния реального газа по ограниченному количеству исходных опытных данных / В. В. Алтунин // *Теплоэнергетика*. – 1962. – № 3. – С. 72–78.
96. Алтунин, В. В. Метод расчета термодинамических свойств смесей реальных газов по ограниченному количеству исходных опытных данных / В. В. Алтунин // *Теплоэнергетика*. – 1963. – № 4. – С. 78–84.
97. Бадылькес, И. С. Рабочие вещества и процессы холодильных машин / И. С. Бадылькес. – Москва : Госиздат, 1962. – 300 с.
98. Ноздренко, Г. В. Оценка теплоотдачи к фреонам / Г. В. Ноздренко // *Инженерно-физический журнал*. – 1968. – № 6. – С. 79–83.
99. Перельштейн, И. И. Исследование термодинамических свойств холодильных агентов / И. И. Перельштейн. – Москва : Госиздат, 1962. – 62 с.
100. Трухний, А. Д. Состояние и перспективные технологии мировой и российской теплоэнергетики [Электронный ресурс] / А. Д. Трухний. – Режим доступа: <https://mpei.ru/EnergySavingSchool/Documents/TryhniiAD.pdf> (дата обращения: 10.06.2019).
101. Щинников, П. А. Некоторые особенности исследования ПГУ двух давлений / П. А. Щинников, О. В. Боруш // *Энергосистемы, электростанции и их агрегаты*. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – Вып. 9. – С. 64–73.
102. Боруш, О. В. Влияние термодинамических параметров на КПД бинарных парогазовых установок / О. В. Боруш // *Энергосистемы, электростанции и их агрегаты* : сб. науч. тр. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2006. – Вып. 10. – С. 56–64.
103. Prospects of application of combined-cycle plants in Siberian power engineering in consideration of energy budget / P. A. Shchinnikov, G. V. Nozdrenko, O. K. Grigoryeva, O. V. Borush // *Proceedings of the Third International forum on strategic*

technology IFOST-2008, 23–29 June, 2008, Novosibirsk –Tomsk, Russia. – Novosibirsk, 2008. – P. 561–563.

104. Комплексный анализ парогазовых ТЭЦ / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, О. К. Григорьева, О. В. Боруш, А. Г. Кузьмин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2010. – № 3/4. – С. 33–40.

105. Комплексные технико-экономические исследования ПГУ с поточными газификаторами / В. Е. Накоряков, Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников, О. В. Боруш, А. Г. Кузьмин // Известия РАН. Энергетика. – 2010. – № 4. – С. 184–193.

106. Borush, O. V. Environmental effect in operation combined-cycle plants / O. V. Borush, O. K. Grigoryeva // Okologische, technologische und rechtliche aspekte der lebensversorgung. Das Internationale Symposium «Euro-ECO-2010», December, 2–3, 2010. – Hannover, 2010. – P. 39–40.

107. Прузнер, С. Л. Экономика энергетики СССР / С. Л. Прузнер, А. Н. Златопольский, А. М. Некрасов. – Москва : Высш. шк., 1978. – 471 с.

108. Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы : справочник / под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – Москва : Энергия, 1980. – 528 с.

109. Юлкин М.А. Глобальная декарбонизация и ее влияние на экономику России // Научный семинар ИГКЭ Росгидромета 06.02.2019 [Электронный ресурс] http://downloads.igce.ru/news/Yulkin_M_A_ext_abstract_IGCE_06022019.pdf–, 2019. – 23 с. (дата обращения 05.07.2019)

110. Миронова И. Декарбонизация экономики: что это, чем грозит, и какую роль в этом процессе может сыграть природный газ? // 10-я программа повышения квалификации для молодых специалистов в области энергетики и нефтегазового сектора, 1-2 июня 2017 г. [Электронный ресурс] - https://energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Trainings/TP10-Mironova_Decarbonisation.pdf - 19 с. (дата обращения 05.07.2019).

111. И.А.Макаров, Х.Чен, С.В.Пальцев. Последствия Парижского климатического соглашения для экономики России. // Вопросы экономики. – 2018. – № 4. - С. 76-94.

112. ПГУ с преимущественным использованием твердого топлива / П. А. Щинников, И. В. Бородихин, О. В. Боруш, Г. В. Ноздренко // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2007. – № 3/4. – С. 13–21.
113. Combined-cycle plant with using solid fuel / O. V. Borush, P. A. Schinnikov, G. V. Nozdrenko, I. V. Borodikhin // The Second International forum on strategic technology, IFOST-2007. – Ulaanbaatar, 2007. – P. 466–470.
114. ГТД-110 – одновальная газовая турбина для привода электрогенераторов в составе газотурбинных энергетических и парогазовых установок большой мощности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pro-saturn.ru/?sat=70> (дата обращения: 19.07.2019).
115. Опыт промышленного внедрения чистой угольной технологии кипящего слоя на водоугольном топливе / И. В. Листратов, Г. Н. Делягин, А. С. Кондратьев, Б. А. Сараф // Энергетическая политика. – 2004. – Вып. 5. – С. 2–57.
116. ПГУ мощностью 335 МВт на основе сжигания угля / О. В. Боруш, Г. В. Ноздренко, А. А. Ловцов, И. В. Бородихин, П. А. Щинников, Е. Е. Русских // Горение твердого топлива : сб. докл. VI Всерос. конф. (с участием иностр. ученых), 8-10 нояб. 2006 г. – Новосибирск : Изд-во Ин-та теплофизики СО РАН, 2006.
117. Co-production of hydrogen, electricity и CO₂ from coal with commercially ready technology. Part A: Performance и emissions / P. Chiesa, S. Consonni, T. Kreutz, R. Williams // International Journal of Hydrogen Energy. – 2005. – Vol. 30. – P. 747–767.
118. Co-production of hydrogen, electricity и CO₂ from coal with commercially ready technology. Part B: Economic analysis / T. Kreutz, R. Williams, S. Consonni, P. Chiesa // International Journal of Hydrogen Energy. – 2005. – Vol. 30. – P. 769–784.
119. Теплосиловые системы: оптимизационные исследования / А. М. Клер, Н. П. Деканова, Э. А. Тюрина, З. Р. Корнеева, А. Ю. Маринченко. – Новосибирск : Наука, 2005. – 236 с.

120. Клер, А. М. Математическое моделирование и технико-экономические исследования энерготехнологических установок синтеза метанола / А. М. Клер, Э. А. Тюрина. – Новосибирск : Наука, 1998. – 127 с.
121. Кузьмин, А. Г. Комплексные технико-экономические исследования ПГУ с поточными газификаторами : дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / А. Г. Кузьмин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 152 с.
122. Производство синтез-газа и водорода из угля на ПГУ ТЭЦ с газификацией / Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников, О. В. Боруш, О. К. Григорьева, В. Н. Баранов // Инновационная энергетика 2010 : материалы второй науч.-практ. конф. с междунар. участием. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2010. – С. 58–61.
123. Комбинированное производство электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода из угля / Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников, О. В. Боруш, О. К. Григорьева, А. Г. Кузьмин // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2011. – № 1. – С. 18–23.
124. Complex technical and economic studies of combined-cycle units with flow gasifiers / V. E. Nakoryakov, G. V. Nozdrenko, P. A. Shchinnikov, O. V. Borush, A. G. Kuz'min // Thermal Engineering. – 2010. – Vol. 57, № 14. – P. 1198–1204.
125. Тепловые и атомные электрические станции : справочник / под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
126. Ольховский, Г. Г. Новые проекты ПГУ с газификацией угля (обзор) // Теплоэнергетика. – 2016. – № 10. – С. 3–13.
127. Развитие поточных газификационных технологий в азиатско-тихоокеанском регионе (обзор) / А. Ф. Рыжков, Т. Ф. Богаткова, Цзэн Линянь, П. В. Осипов // Теплоэнергетика. – 2016. – № 11. – С. 40–50.
128. Рыжков, А. Ф. Парогазовые технологии на твердом топливе : учеб. пособие / А. Ф. Рыжков, Т. Ф. Богатова, Е. И. Левин. – Екатеринбург : Изд-во УрФУ, 2018. – 160 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Справки и Акты внедрения научных результатов диссертационной работы

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

ООО «КОТЭС Инжиниринг»

Д. Ф. Серант

«17» _____ 2019 г.



«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по научной работе

НГТУ

Заслуженный деятель науки РФ

д.т.н., профессор,

А. Г. Вострецов

«15» _____ 2019 г.



СПРАВКА

о практическом использовании результатов НИР

Мы, ниже подписавшиеся, представители Новосибирского государственного технического университета (НГТУ) в лице д.т.н., заведующего кафедрой «Тепловые электрические станции» Елистратова С.Л. с одной стороны, и ООО «КОТЭС Инжиниринг» в лице руководителя комплексных проектов Пузырева А.В., с другой стороны подтверждаем, что методика оценки энергетической эффективности и конкурентоспособности двухтопливной ПГУ разработанная Боруш О. В. в рамках научно-исследовательской работы на тему «Эффективность двухтопливных парогазовых установок в условиях регионального топливно-энергетического баланса» применена (в рамках научно-исследовательской работы по договору № 1-ТЭС/2-19КИ/НИР от 10.02.2019 г., руководитель П.А. Щинников) использована в рамках исследования, анализа и разработки технических решений по модернизации ТЭЦ г.Северска с обеспечением повышения ее эффективности.

В результате данной работы разработана и рассчитана тепловая схема двухтопливной парогазовой установки параллельного типа, определены расходы рабочего тела в каждом расчетном контуре тепловой схемы на четырех расчетных режимах: конденсационный; теплофикационный (зима); теплофикационный (лето); теплофикационный (лето) при работе паросиловой уста-

новки в автономном режиме, сформированы компоновочные схемы котла-утилизатора и парового котла, определены тепловые потоки и площади каждой поверхности нагрева; оценены технико-экономические показатели, а также проведено сравнение двухтопливной ПГУ с традиционной угольной ТЭС и бинарной ПГУ сбросного типа в условиях изменения цен на топливо (газ и уголь).

Итогом работы стало формирование и расчет принципиальной тепловой схема ПГУ в двух вариантах исполнения (давление в паросиловом контуре 12,8 и 8,8 МПа).

Технико-экономический эффект для ТЭЦ в целом (в зависимости от вариантов исполнения ПГУ) выражается следующими показателями:

- увеличение отпуска электроэнергии на 75-77%;
- снижение среднегодового удельного расхода условного топлива на выработку ЭЭ в 2 раза, до 243-258 г/кВт·ч;
- снижение среднегодового удельного расхода топлива на отпуск теплоты на 4-5%;
- снижение суммарного расхода угля на 23%.

Представитель ООО
«КОТЭС Инжиниринг»
руководитель комплексных
проектов
А. В. Пузырев



Представитель НГТУ
д.т.н., зав. каф. ТЭС
С. Л. Едистратов



«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по научной работе НГТУ

Заслуженный деятель науки РФ

д.т.н., профессор,



А. Г. Вострецов

2019 г.

АКТ

о практическом использовании результатов НИР

Мы, ниже подписавшиеся, заведующий научно-исследовательской лабораторией низкопотенциальной энергетики при факультете энергетики Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» (НГТУ), д.т.н., доц. Елистратов С.Л. и декан факультета энергетики НГТУ, к.э.н., доц. Чернов С.С. подтверждаем, что результаты научно-исследовательской работы «Эффективность двухтопливных парогазовых установок в условиях регионального топливно-энергетического баланса» докторанта кафедры «Тепловые электрические станции» Боруш О. В. имеют практическое применение в лаборатории.

Научные разработки и результаты исследований используются как составная часть научной базы по теплотехнологиям эффективного использования твердых топлив. Имитационные математические модели применяются при определении перспективных направлений развития теплоэнергетического оборудования.

Декан ФЭН, к.э.н., доцент

С. С. Чернов

Зав. научно-исследовательской лабораторией
низкопотенциальной энергетики, д.т.н., доцент

С. Л. Елистратов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Свидетельства о регистрации программно-вычислительного комплекса
для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2015618558

PGU - GSP

Правообладатель: **Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Новосибирский государственный технический университет" (RU)**

Авторы: **Григорьева Оксана Константиновна (RU),
Боруш Олеся Владимировна (RU)**

Заявка № 2015615607

Дата поступления 25 июня 2015 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 12 августа 2015 г.



Врио руководителя Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Л.Л. Кирий

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2015660144

EA - СНРР

Правообладатель: **Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Новосибирский государственный технический университет" (RU)**

Авторы: **Оршуу Чимэд (RU), Боруш Олеся Владимировна (RU), Григорьева Оксана Константиновна (RU)**



Заявка № **2015616946**

Дата поступления **28 июля 2015 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **23 сентября 2015 г.**

Заместитель руководителя Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Л.Л. Кирий

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019612397

DataSource

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Дворцовой Александр Игоревич (RU), Григорьева Оксана
Константиновна (RU), Боруш Олеся Владимировна (RU)**

Заявка № **2019611256**

Дата поступления **12 февраля 2019 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **19 февраля 2019 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019612663

Data Resource

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Дворцовой Александр Игоревич (RU), Григорьева Оксана
Константиновна (RU), Боруш Олеся Владимировна (RU)**

Заявка № 2019611508

Дата поступления 18 февраля 2019 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 25 февраля 2019 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев