

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Новосибирск – 2019

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет»

Научный консультант: доктор технических наук, профессор
Щинников Павел Александрович

Официальные
оппоненты: **Кудинов Анатолий Александрович**, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции», г. Самара

Тюрина Элина Александровна, доктор технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, отдел теплосиловых систем № 70, ведущий научный сотрудник лаборатории исследования энергетических установок № 71, г. Иркутск

Ахметова Ирина Гареевна, доктор технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет», заведующий кафедрой «Экономика и организация производства», г. Казань

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.», г. Саратов

Защита состоится «20» декабря 2019 г. в 10⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.173.02 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» по адресу: 630073, г. Новосибирск, проспект К. Маркса, 20, 1 корпус, конференц-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте www.nstu.ru

Автореферат разослан « ___ » _____ 2019 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.173.02
доктор технических наук, профессор



А.В. Чичиндаев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. 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 энергетику 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 преобладает газ. В некоторых регионах, таких как Сибирь, Дальний Восток и Урал, внедрение парогазовых технологий ограничено большими запасами угля, что, в свою очередь, приводит к снижению конкурентоспособности генерирующих компаний, 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.), Дженера́л элеќтрик, 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 топливного 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 работы, с дожиганием топлива в топке энергетического 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. На основе разработанных теоретических положений и комплексного подхода получены новые результаты, заключающиеся в предельных оценках термодинамической эффективности циклов двухтопливных ПГУ, их оптимальных параметров, а также объемов внедрения в региональную энергетику.

7. 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».

Методология и методы исследования: методология системных исследований в энергетике; математическое и компьютерное моделирование ПГУ ТЭС; методы эксергетического анализа и технико-экономической оптимизации в условиях неопределенности 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 газотурбинной 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 надежности. 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.

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

Апробация работы. Результаты работы докладывались на международных конференциях: KORUS-2005 (г. Новосибирск, 2005 г.); «Euro-ECO-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, определяющей 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 диссертации 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 объем работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы и двух приложений. Основной текст изложен на 240 страницах, содержит 112 рисунков, 25 таблиц. Список литературы содержит 128 источников.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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. 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 энергетики за последние 10 лет изменилась в сторону увеличения доли газа. Наибольшие масштабы процесса газификации территории с 2006 по 2016 годы обеспечены в Дальне-Восточном федеральном округе (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.

На примере Сибирского федерального округа (СФО) показано, что для реализации стратегической задачи улучшения качества жизни требуется обеспечить увеличение выработки электроэнергии. Рассматриваются три возможных сценария раз-

вития энергетической базы СФО на период до 2030 года: пессимистический, базовый и оптимистический (Таблица 1).

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. При этом перспективный расход органического топлива в энергетике Сибирского федерального округа может составить 80...110 млн. т у.т. (Рисунок 1).

Таблица 1 – 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)

Увеличение потребности в топливе в зависимости от увеличения выработки электроэнергии (сценариев) очевидно, и столь же очевидно снижение потребности в топливе при увеличении доли газа в топливном балансе, связанное с переходом на более эффективные парогазовые технологии. В то же время, с точки зрения обеспечения надежности энергоснабжения предпочтительнее иметь 30 % газа в топливно-энергетическом балансе (Рисунок 2).

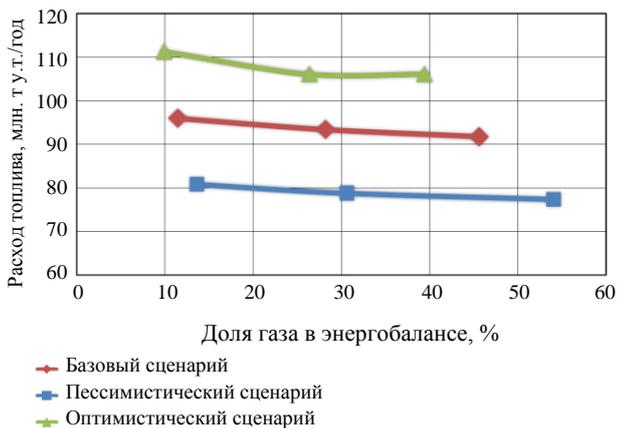


Рисунок 1 – Потребность в органическом топливе для различных сценариев развития энергетики Сибири

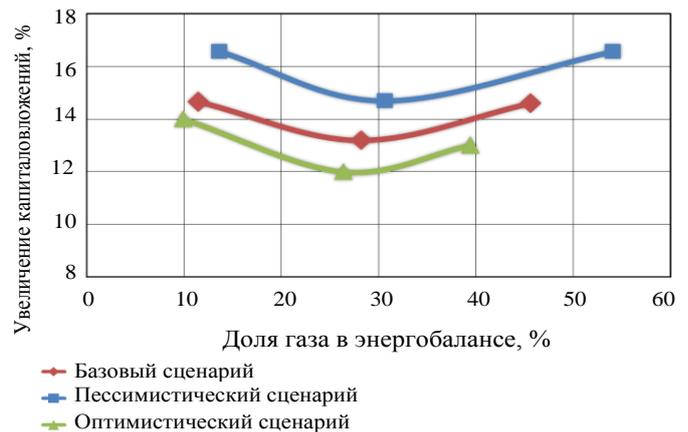


Рисунок 2 – Доля капиталовложений в «резерв» в зависимости от доли газа в энергобалансе для разных сценариев

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.

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 и 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. Предложена методика ретроспективного анализа рынка для формирования среднесрочного прогноза развития рынка энергооборудования в РФ.

Динамика инвестиций в энергетическое оборудование электроэнергетики в России (без учета вспомогательного оборудования, трубопроводов и систем обеспечения) 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 3а). Скачкообразный рост инвестиций в 2014 году обусловлен практически двукратным увеличением среднегодового курса US\$ (расчеты проведены по обменному курсу). Вместе с тем, наибольшим темпом роста обладает направление газотурбиностроения, где ежегодный прирост с 2007 по 2016 гг. составляет в среднем 9 %. (Рисунок 3б). Заметное увеличение инвестиций с 2010 года наблюдается в газопоршневые энергетические установки (ГПУ), в 2016 году они выросли до 16 млрд. руб.

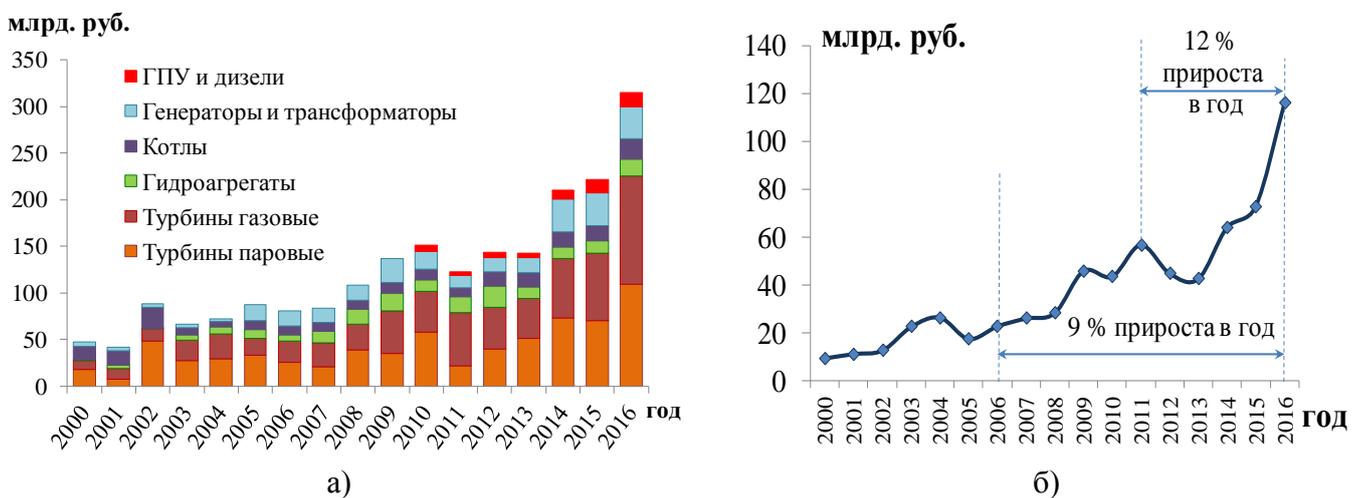


Рисунок 3 – Рост инвестиций в энергетическое оборудование: динамика инвестиций в энергетическое оборудование с учетом его типа, млрд. руб. (а); темп прироста инвестиций (б) в газотурбиностроении

На рынке энергетического машиностроения в России задействованы практически все крупнейшие мировые игроки. Вместе с тем, по данным федеральной таможенной службы, доля импорта зависит от вида продукции и за десять лет (с 2007 по 2016 гг.) составляет 20 % от общего объема инвестиций. Доля импорта в газотурби-

ностроении превышает 36 % за тот же период, что обусловлено отставанием отечественного производства в данной отрасли техники.

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.

Важнейшей задачей экономического развития является прогнозирование: краткосрочное (1–2 года), среднесрочное (5–6 лет) и долгосрочное прогнозирование с горизонтом прогноза на 10–20 лет, выражающееся, как правило, в различных стратегиях развития с использованием разного рода моделей.

В работе предлагается модель ретроспективного анализа в рамках краткосрочного и среднесрочного 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 4).

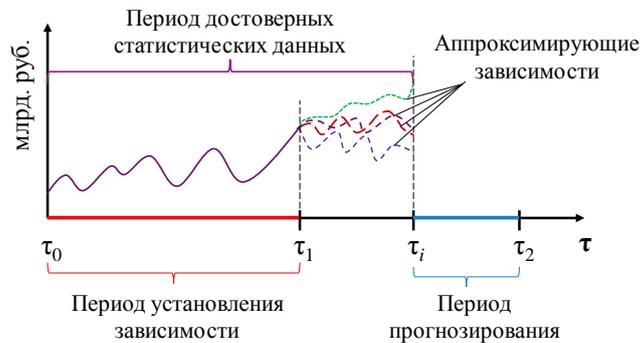


Рисунок 4 – Модель прогнозирования рынка: τ_0 – начало отсчета; τ_1 – время, характеризующее период установления аппроксимирующей зависимости по достоверным статистическим данным; τ_i – текущее время, характеризуемое достоверными данными; τ_2 – время, характеризуемое периодом прогнозирования

Приняты условия прогнозирования:

$$\begin{cases} \tau_i - \tau_1 = \tau_2 - \tau_i; \\ \tau_1 - \tau_0 \geq \frac{\tau_i - \tau_1}{2}. \end{cases} \quad (1)$$

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

- логарифмическая

$$y = A \cdot \ln(x) + B; \quad (2)$$

- степенная

$$y = A \cdot x^n; \quad (3)$$

- экспоненциальная

$$y = A \cdot e^{xn}; \quad (4)$$

- полином

$$y = Ax^3 + Bx^2 + Cx + D, \quad (5)$$

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

Точность прогнозирования определяется в настоящем подходе двумя показателями: отклонением математического ожидания аппроксимирующей функции (Δ) от фактического значения на горизонте прогнозирования (в этом случае фактическое – это достоверно известное значение показателя (объем рынка) на основе статистических данных работы отрасли за прошлые годы); 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, и т.п. 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.

Результаты среднесрочного прогнозирования развития рынка энергетического машиностроения России рассматриваются 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.

Для сегмента рынка в виде газотурбиностроения аппроксимирующие функции представлены на Рисунке 5.

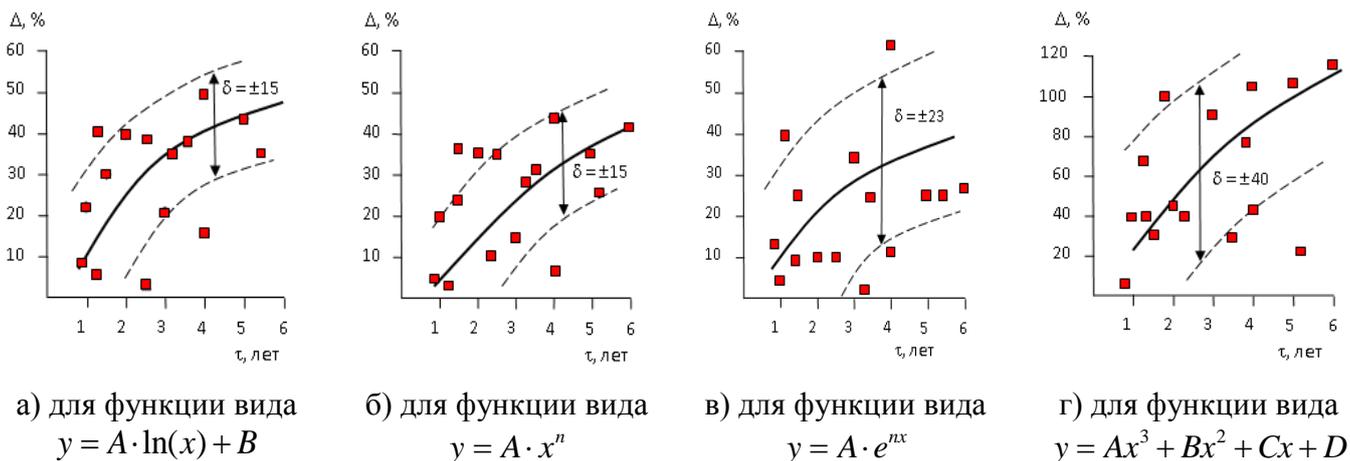


Рисунок 5 – Показатели достоверности прогнозирования при выборе аппроксимирующей функции для сегмента рынка газовых турбин: Δ – отклонение от математического ожидания аппроксимации; δ – отклонение (дисперсия) фактических значений от математического ожидания

Из четырех рассматриваемых функций полином третьей степени уступает остальным по обоим показателям (Рисунок 5г). Экспоненциальная (Рисунок 5в) и логарифмическая (Рисунок 5а) функции близки по показателю Δ , однако, с учетом дисперсии, логарифмическая функция предпочтительнее. В то же время степенная

функция (Рисунок 5б), 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 и коэффициенты корреляции для каждого сегмента рынка (Таблица 2).

Результатом прогноза является определение перспективы развития рынка энергомашиностроения в России на ближайшие шесть лет (Рисунок 6).

Таблица 2 – Аппроксимирующие зависимости и коэффициенты корреляции

Сегмент рынка	Вид уравнения	Коэффициенты аппроксимации		
		A	B	n
Паровые турбины	$y = A \cdot e^{nx}$	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	

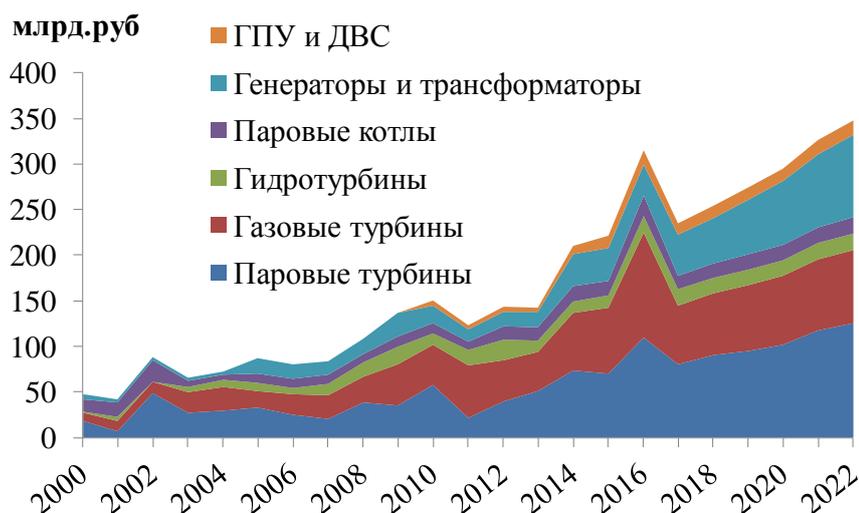


Рисунок 6 – Прогноз рынка энергетического машиностроения в России до 2022 года на основе уравнений регрессии и фактических показателей за период 2000-2016 гг.

Из рисунка 6 видно, что после роста 2014 – 2016 годов ожидается спад 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.

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.

В третьей главе приводятся теоретические положения оценки энергетической эффективности двухтопливной ПГУ и определения конкурентоспособности двухтопливных ПГУ при изменении соотношений цен на топливо (газ и уголь).

Парогазовые установки являются современными и перспективными генерирующими энергию установками. Впервые идея создания парогазовых установок, была предложена в 1824 г. французским ученым Карно, который предложил схему порш-

невой парогазовой установки и обосновал основное условие создания эффективных парогазовых установок. Первые ПГУ появились в Германии в начале 20-го века. В России исследования комбинированных термодинамических циклов выполнены в Центральном научно-исследовательском и проектно-конструкторском котлотурбинном институте (ЦКТИ) 1934–1940 годах и продолжены в послевоенные годы. В настоящее время ПГУ применяются все более широко при новом строительстве и в рамках модернизации действующих энергоблоков и станций. 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 таких 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), двухтопливные параллельного типа, и с дожиганием (Рисунок 7).

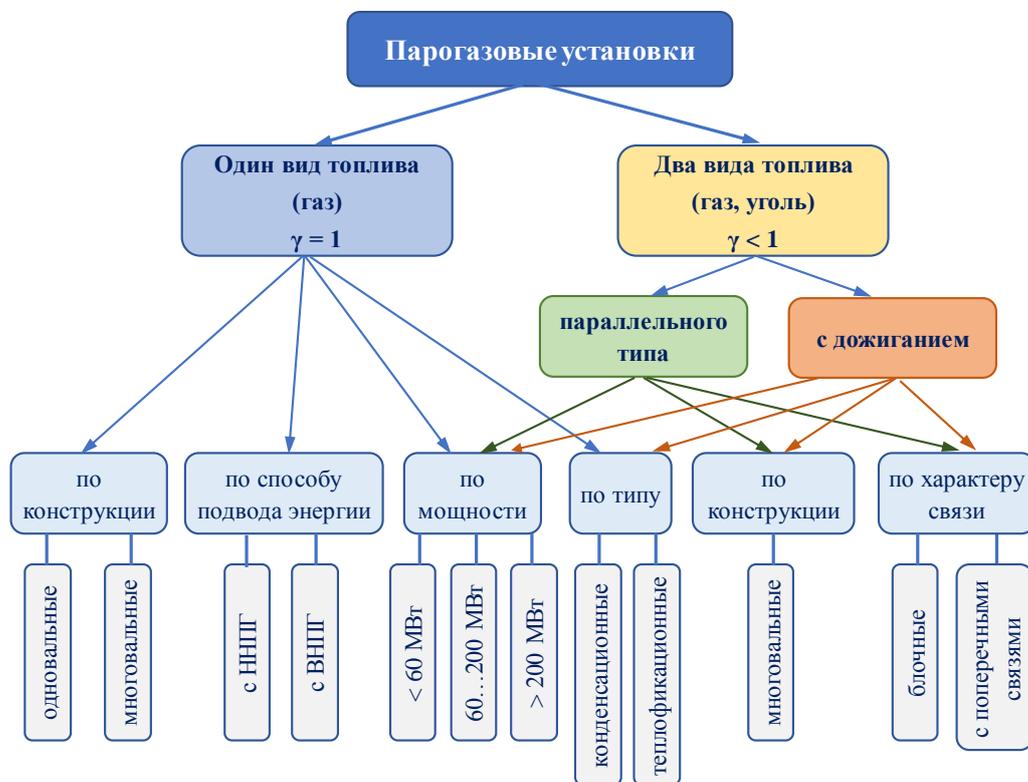


Рисунок 7 – Классификация ПГУ: ННПГ – низконапорный парогенератор; ВНПГ – высоконапорный парогенератор; γ – коэффициент бинарности

Наиболее широко в мировой и отечественной энергетике применяют установки низконапорные сбросного типа, в которых газы после газотурбинной установки (ГТУ) направляют в котел-утилизатор (КУ) для генерации пара, работающего в паротурбинной части. В них пар не имеет высоких параметров, характерных для автономных паросиловых установок.

В установках с дожиганием топлива подвод теплоты осуществляется в ГТУ, где топливом является газ, и в паротурбинной установке (ПТУ), где топливом может являться уголь. Пар в таких установках генерируется в котле-утилизаторе, за счет теп-

лоты отработавших в ГТУ газов, а также в паровом котле (ПК), за счет сжигания угля. Схемы ПГУ, в которых генерация пара происходит с разделением общего потока питательной воды между КУ и ПК и дальнейшим смешением парового потока в проточной части турбины, получили название параллельных (Рисунок 8). Таким образом, подвод теплоты в паровом котле за счет сжигания топлива обеспечивает высокие параметры цикла Ренкина, а использование угля расширяет возможности его применения и обеспечивает высокий КПД цикла, недостижимый для других «чисто» угольных технологий.

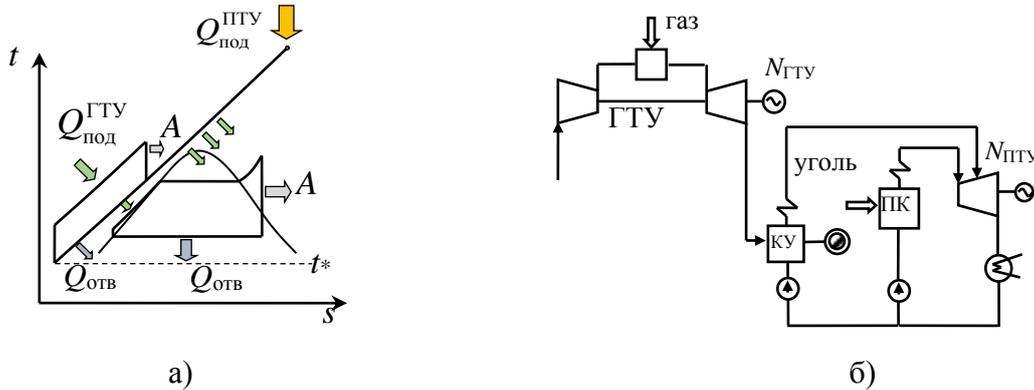


Рисунок 8 – Теоретический цикл (а) и принципиальная тепловая схема (б) для ПГУ с параллельной схемой работы: ПК – паровой котел; ГТУ – газотурбинная установка; КУ – котел-утилизатор; A – работа; t^* – температура окружающей среды; $Q_{\text{под}}$, $Q_{\text{отв}}$ – подведенная к установке и отведенная от нее теплота

Общую эффективность ПГУ любого типа можно определить по выражению

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПГУ}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} B} = [\gamma \eta_{\text{ГТУ}} + \eta_{0i} (1 - \gamma \eta_{\text{ГТУ}}) \eta_{\text{к}} \eta_{\text{ЭМ}}] \eta_{\text{т}} (1 - k_{\text{СН}}), \quad (6)$$

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

Коэффициент бинарности характеризует то количество теплоты, которое подведено к циклу Брайтона по отношению к полной подведенной теплоте к комбинированной установке, определяют как:

$$\gamma = \frac{Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}} = \frac{Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}}, \quad (7)$$

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

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

Термодинамическая особенность комбинированного цикла с бинарностью меньше единицы заключается в подводе энергии в двух местах (Рисунок 8): через

камеру сгорания газовой турбины ($Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}$), для обеспечения работы в газотурбинной части цикла, и в паровой энергетический котел ($Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}}$), для обеспечения высоких параметров генерируемого пара в паросиловой части цикла. Отрабатывший в газовой турбине тепловой поток ($Q_{\text{отв}}^{\text{ГТУ}}$) также передается в пароводяной контур комбинированного цикла через котел-утилизатор. Полезную продукцию в виде электроэнергии получают как в газотурбинной ($N_{\text{ГТУ}}$), так и в паротурбинной ($N_{\text{ПТУ}}$) частях комбинированного цикла.

Технологическая схема представлена на Рисунке 8б. 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 ($N_{\text{ГТУ}}$). Отрабатывший в газовой турбине поток направляют в котел-утилизатор (КУ). Высокие параметры острого пара обеспечивают за счет сжигания топлива (в частности, угля) в паровом котле (ПК), а в котле-утилизаторе обеспечивают дополнительный по отношению к острому пару поток, который совмещают с паром промежуточного перегрева и направляют в среднюю часть паротурбинной установки (ПТУ), которая, в свою очередь, обеспечивает выработку электроэнергии $N_{\text{ПТУ}}$. Отрабатывший в паровой турбине пар поступает в конденсатор, где конденсируется, а затем подается в энергетический паровой котел и котел-утилизатор.

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 9).

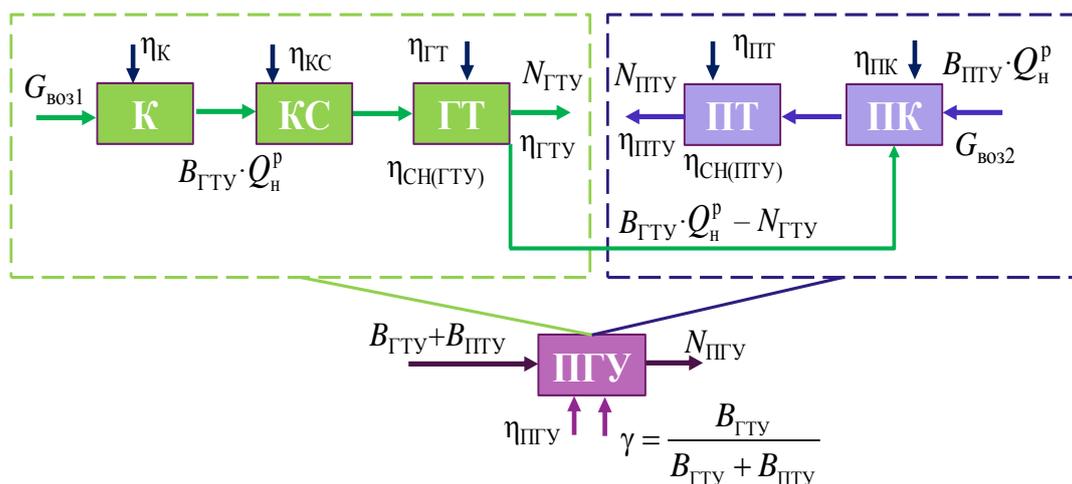


Рисунок 9 – Упрощенная структура математической модели

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

$$\begin{cases} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} = B_{\text{ГТУ}} \cdot Q_{\text{н(ГТУ)}}^{\text{р}}; \\ Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}} = B_{\text{ПТУ}} \cdot Q_{\text{н(ПТУ)}}^{\text{р}}; \\ Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}} = Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}}. \end{cases} \quad (8)$$

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

$$\eta_{\text{ГТУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}}. \quad (9)$$

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

$$Q_{\text{отв}}^{\text{ГТУ}} = Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} - N_{\text{ГТУ}} = Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} - \eta_{\text{ГТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} = (1 - \eta_{\text{ГТУ}}) Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}}. \quad (10)$$

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 ($Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}}$), вводимая с топливом в паровой котел. КПД паротурбинной части установки определяется по выражению

$$\eta_{\text{ПТУ}} = \frac{N_{\text{ПТУ}}}{Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}}}. \quad (11)$$

Тогда

$$N_{\text{ПТУ}} = \eta_{\text{ПТУ}} (Q_{\text{отв}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}}) = \eta_{\text{ПТУ}} (1 - \eta_{\text{ГТУ}}) Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}} \eta_{\text{ПТУ}}. \quad (12)$$

Полезная энергия, полученная в установке в целом

$$\begin{aligned} N_{\text{ПГУ}} = N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}} &= \eta_{\text{ГТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ПТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}} - \eta_{\text{ГТУ}} \eta_{\text{ПТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ПТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}} = \\ &= \eta_{\text{ГТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ПТУ}} (Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}}) - \eta_{\text{ПТУ}} \eta_{\text{ГТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} = \\ &= \eta_{\text{ГТУ}} (1 - \eta_{\text{ПТУ}}) Q_{\text{под}}^{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ПТУ}} Q_{\text{под}}^{\text{ПТУ}}. \end{aligned} \quad (13)$$

КПД ПГУ с учетом (13) и (8) можно определить по выражению

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ПГУ}}}{Q_{\text{под}}^{\text{ПГУ}}} = \eta_{\text{ГТУ}} (1 - \eta_{\text{ПТУ}}) \gamma + \eta_{\text{ПТУ}}, \quad (14)$$

где γ – коэффициент бинарности установки.

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 ПГУ составит:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{нетто}} = \eta_{\text{ГТУ}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{необр}} \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{CH}} (1 - \eta_{\text{ПТУ}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{необр}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{CH}}) \gamma + \eta_{\text{ПТУ}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{необр}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{CH}}, \quad (15)$$

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

Принимая в первом приближении $\eta_{ПГУ}^{необр} = \eta_{ПГУ}^{необр} = 0,9$, что с трудом, но достижимо для современных установок, а КПД собственных нужд при осреднении разницы в использовании топлива разного вида $\eta_{ПГУ}^{CH} = \eta_{ПГУ}^{CH} = 0,95$, что соответствует уровню потребления энергии собственных нужд на современных установках, получим приближенное выражение для определения КПД-нетто ПГУ бинарного типа с дожиганием.

$$\eta_{ПГУ}^{нетто} = 0,855\eta_{ПГУ} (1 - 0,855\eta_{ПГУ})\gamma + 0,855\eta_{ПГУ}. \quad (16)$$

Взаимная зависимость $\eta_{ПГУ} = f(\eta_{ПГУ})$ показывает, что для газотурбинной установки с КПД нетто на уровне 40 %, КПД ПГУ нетто 46 % может быть обеспечен при КПД нетто паротурбинной части установки примерно в 12 % для схемы с бинарностью, равной единице. 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 (Рисунок 10). Этот показатель обусловлен высокими параметрами пара, которые обеспечивает сжигание угля в паровом котле.

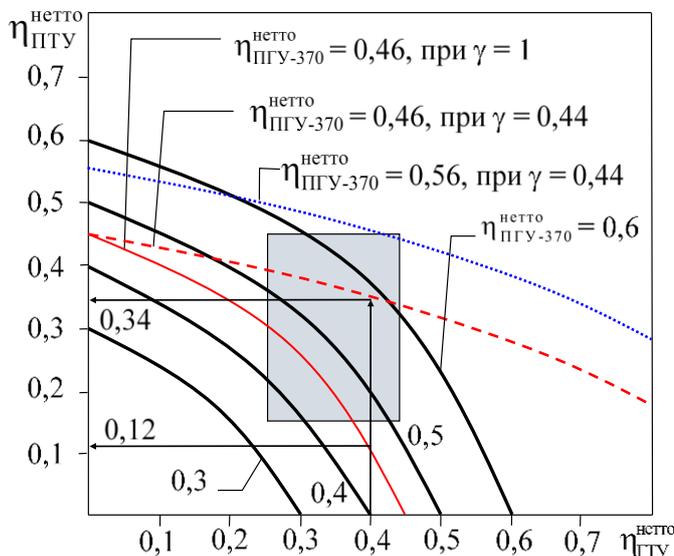


Рисунок 10 – Зависимость $\eta_{ПГУ}^{нетто}$ от $\eta_{ПГУ}^{нетто}$ для разных значений КПД нетто ПГУ

Анализ Рисунка 10 показывает, что для ПГУ параллельного типа с преимущественным сжиганием твердого топлива достижимыми являются значения КПД на уровне 55...56 %.

Анализ результатов расчета расходов топлива ПГУ без дожигания ($\gamma = 1$) и с дожиганием ($\gamma = 0,44$) при сопоставимых условиях (Таблица 3) показывает, что ПГУ с дожиганием экономит газ более чем в 2 раза в случае использования угля в паровом котле, обеспечивая 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.

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 11).

Таблица 3 – 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.

Из Рисунка 11 можно видеть, 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.

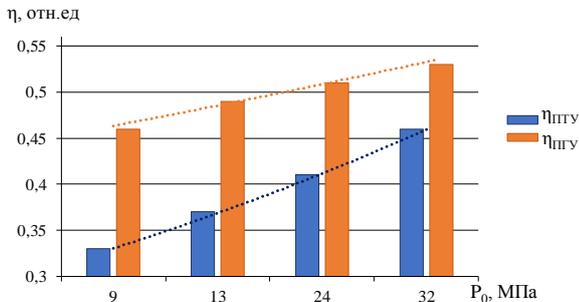


Рисунок 11 – КПД паротурбинной и двухтопливной парогазовой установок в зависимости от давления пара

Разработанный подход 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.

Учитывая наличие разницы в стоимости двух видов топлива для рассматриваемых двухтопливных ПГУ, предложен методический подход для выявления зоны конкурентоспособности разных технологий по соотношению цен на топливо.

К рассмотрению приняты двухтопливные ПГУ, бинарные ПГУ (на газе) и традиционные угольные ПГУ. 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 нужно попарно сравнивать каждую технологию по годовому расходу топлива.

Рассмотрены примеры тепловых схем и энергетических показателей двухтопливных ПГУ параллельного типа с применением отечественных разработок и оборудования для энергоблоков ПГУ параллельного типа мощностью 300 МВт в вариантах исполнения на докритические, закритические и суперсверхкритические параметры острого пара в паросиловой части установки (Таблица 4). В данном случае капиталовложения в установки не учитывают. Расчеты ведут в условном топливе

при 5000 часов использования. 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

$$\delta = \sum_{i=1}^2 B_{i \text{ уголь}}^{\text{год}} / \sum_{i=1}^2 B_{i \text{ газ}}^{\text{год}} \quad (17)$$

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.

Таблица 4 – 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	0,52/0,52/0,49	0,6
Удельный расход условного топлива, кг у.т/(кВт·ч)			
Уголь	0,286/0,292/0,307	–	–
Газ	–	–	0,205
Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т			
Уголь	21,5/408/428	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 / 24 МПа / 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 ($\delta_{\text{факт}} > \delta_{\text{расч.}}$).

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.

Предлагаемый подход исследования рассматривается для ПГУ разного состава и назначения и опирается на эксергетическую методологию оптимизации энергоблоков ТЭС, разрабатываемую на кафедре ТЭС НГТУ в последние годы. При этом энергоблок условно разбивается на несколько функционирующих частей, представляется в виде эксергетической структурной схемы (Рисунок 12). Затем выполняется математическое моделирование функционирования и использование этой модели при расчетах в вычислительном комплексе, имитирующем работу энергоблока, про-

водится оптимизация параметров функционирования по условиям действия ограничивающих факторов, осуществляется сравнение и отбор наивыгоднейших вариантов по критерию технико-экономической эффективности.

Эксергетическая эффективность функционирующей части определяется как:

$$\eta_i = \frac{E_i^y}{E_i^x}, \quad i \in I_2, \quad (18)$$

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 произ-

водительность 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. $I_2 \in I$ – множество функционирующих частей энергоблока; множество I включает множество источников топлива I_1 и энергопотребителей I_3 .

Эксергетические связи между функционирующими частями определяются на основе функции Лагранжа:

$$L = \sum_i \left[3_i (E_i^y)_{X_i} - \lambda_i E_i^y + \lambda_i \sum_{i \in V(j)} E_{ij}^x (E_j^y)_{X_i} \right], \quad (19)$$

где E^X, E^Y – множества входных и выходных переменных; 3_i – затраты функционирующих частей энергоблока (Рисунок 13); λ_i – множители Лагранжа, являются некоторыми удельными затратами на эксергию энергопродуктов, производимых i -ой функционирующей частью.

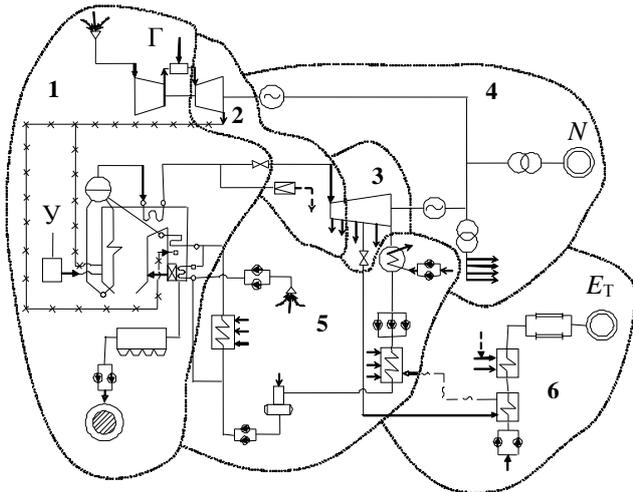


Рисунок 12 – Принципиальная структурно-функциональная схема ПГ-ТЭЦ и вариант разделения ее на функционирующие части: 0, 1...6 – функционирующие части; У, Г – уголь, газ; N, Et – потребители электроэнергии и теплоэксергии

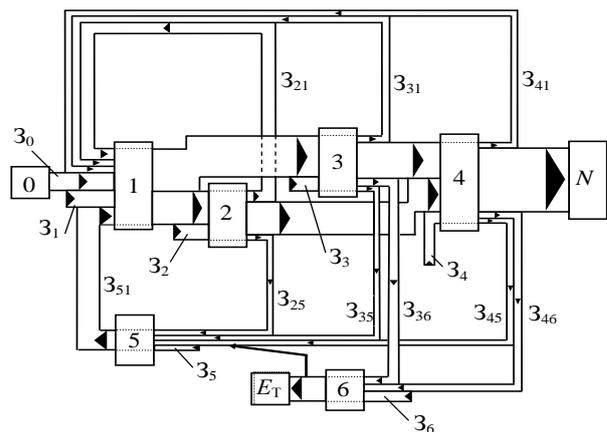


Рисунок 13 – Эксергетическая диаграмма затрат

Эксергетические КПД по отпуску:

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

$$\eta_{12} = \eta_{1S} = \eta_1 \varepsilon_S; \quad (20)$$

– электроэнергии:

$$\eta_{4N} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_S \varepsilon_N; \quad (21)$$

– теплоэксергии (с технологическим паром и сетевой водой):

$$\eta_{6T} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_6 \varepsilon_S \varepsilon_N. \quad (22)$$

где ε_S – это структурный коэффициент эксергетических связей, учитывающий взаимосвязи между функционирующими частями энергоблока, а также внешние системные связи; ε_N – эксергетический коэффициент внутрициклового возврата потерь теплоты в турбоагрегате.

При комплексном эксергетическом анализе энергоблоков сравнение и отбор наивыгоднейших вариантов производится по критерию технико-экономической эффективности:

$$\eta_Z = \frac{\sum_{\tau} \Pi_S E_{1S} + \sum_{\tau} \Pi_N N + \sum_{\tau} \Pi_E E_6}{\sum_{\tau} \lambda_1 E_{1S} + \sum_{\tau} \lambda_4 N + \sum_{\tau} \lambda_6 E_6}, \quad (23)$$

где Π_S , Π_N , Π_E – получаемая плата за химическую эксергию (например, отпускаемого синтез-газа, водорода), электроэнергию и теплоэксергию в данном τ -ом году; E_{1S} , 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 ($\eta_Z > 1$), и чем он выше, тем эффективнее рассматриваемый вариант энергоблока ТЭС.

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

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

$$\tilde{\eta}_Z = M_G[\eta_Z] - \Delta\eta_Z, \quad (24)$$

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

Знак «минус» в (24) означает что $\tilde{\eta}_Z$ учитывает только перерасход затрат, что, как правило, и отражает практика строительства и техперевооружения энергетических объектов.

Для проведения эксергетического и технико-экономического анализа энергоблоков с традиционными и новыми технологиями разработан и эксплуатируется в течение ряда лет вычислительный комплекс ОРТЭС (оптимизационные расчеты

ТЭС), функциональной частью которого является программа TEPLOT. Принципиальная структурная схема ОПТЭС показана на Рисунке 14.

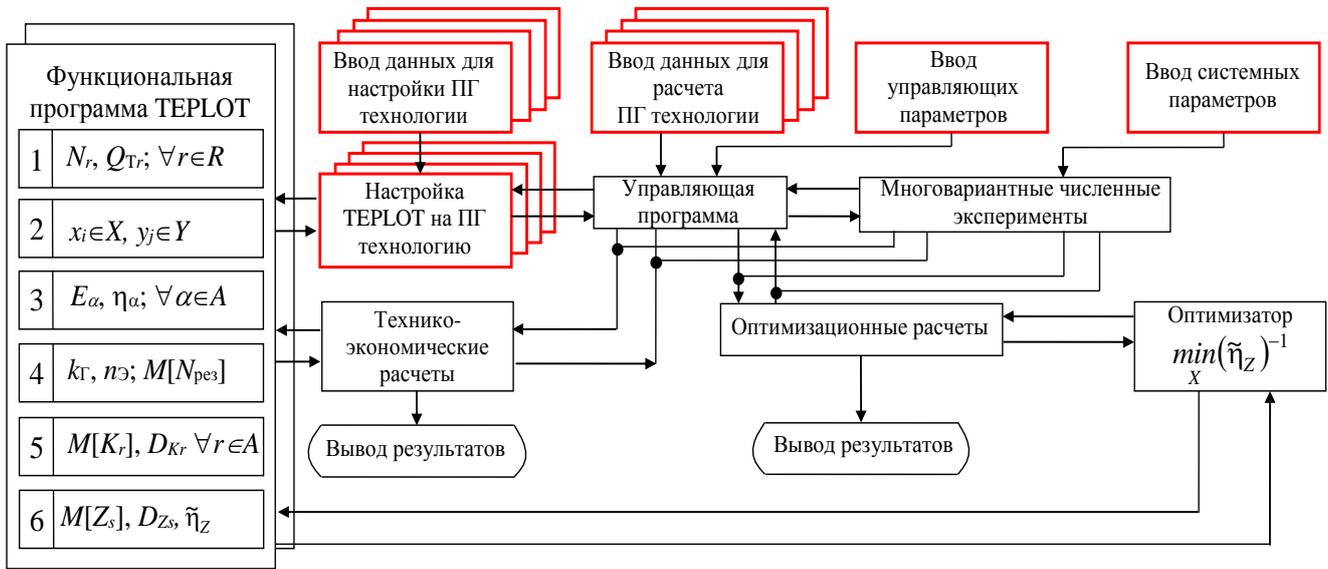


Рисунок 14 – Принципиальная структурная схема вычислительного комплекса ОПТЭС: 1 – расчет графиков нагрузки и определение r -го режима расчета; 2 – расчет тепловой схемы энергоблока и определение показателей тепловой экономичности в качестве независимых параметров $x_i \in X$ (i характеризует принадлежность параметра к какой-либо функциональной части энергоблока), рассматриваются начальные и конечные параметры пара, параметры промперегрева, питательной воды, коэффициент теплофикации, степень повышения давления и начальная температура газов ГТУ; функционально зависимые параметры – $y_j \in Y$, к которым относятся расходы рабочих сред, температурные напоры, передаваемые тепловые потоки, концентрации загрязняющих веществ, конструктивно-компоновочные параметры элементов оборудования, массо-стоимостные характеристики, всевозможные коэффициенты и т.д.; расчет тепловой схемы производится итерационно по отношению к расходу топлива на энергоблок; 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 (энергосистемную и экологическую), определение вероятностного значения критерия эффективности

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

$$H(X, Y) = 0; F(X, Y) \geq 0; X^* \leq X \leq X^{**}, \quad (25)$$

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.

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.

Задача многомерной схемно-параметрической оптимизации формулируется как нахождение минимума целевой функции:

$$\left\{ \min_{x \in R^n} [\tilde{\eta}_Z(x)]^{-1} \left[\bar{\varphi}_u(\omega) = 0, u \in U \right] \right\}, \quad (26)$$

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 (25) 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.

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

$$\left\{ \tilde{Z}(\omega, \tau) \mid \bar{\varphi}_r(\omega, \tau \mid \omega_0, \tau_0) = 0, \tau_0 < \tau, r \in R \right\}, \quad (27)$$

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 управления 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 энергетике, находящейся в V -м состоянии. Будем полагать, что эффективность принятого решения определяется функционалом \tilde{Z}_y , характеризующим вероятные удельные приведенные затраты

$$\tilde{Z}_y = \sum x_k \tilde{Z}_k W_k / \sum x_k W_k, \quad (28)$$

где $x_k \in X$ – характеризует количество энергоблоков k -го типа; W_k – математическое ожидание годового отпуска электроэнергии энергоблоком k -го типа; $\tilde{Z}_k = \bar{\lambda}_k + \nu D_{\lambda k}^{0,5}$;

$\bar{\lambda}_k$, $D_{\lambda k}$ – 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

$$\left\{ \min_X \left[\tilde{Z}(\omega, \tau) | \bar{\varphi}_r(\omega, \tau) = 0 \right], X^* \leq X \leq X^{**}, \tau_0 < \tau, r \in R \right\}, \quad (29)$$

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

Вероятностный отпуск электроэнергии рассчитывается как

$$W_\Gamma = \eta_{EC} \left\{ \sum x_k N_k \bar{\tau}_k \bar{R}_{BK} - \sum N_{DEM} \bar{\tau}_{DEM} \bar{R}_{B_{DEM}} + \sum N_R \bar{\tau}_R \bar{q}_k \right\}, \quad (30)$$

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

$$N_C = \sum x_k N_k^{**} - \sum N_{DEM}^{**} + \sum N_R^{**} \pm \sum N_\Pi. \quad (31)$$

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

Необходимая вероятностная резервная мощность:

$$\sum N_R^{**} = \left[v_R (\bar{n}_\Delta \bar{q}_\Delta)^{0,5} + \bar{n}_\Delta \bar{q}_\Delta + 0,5 \right] \cdot \sum (x_k N_k)^2 \bar{q}_k (1 - \bar{q}_k), \quad (32)$$

где v_R – аргумент функции нормального распределения вероятностей отказов; \bar{n}_Δ – математическое ожидание количества эквивалентных энергоблоков; \bar{q}_Δ – математическое ожидание аварийности эквивалентного энергоблока системы.

Входящие в (27 – 32) величины рассчитываются на основе комплексного эксергетического анализа энергоблоков.

В пятой главе рассматриваются технологические схемы, параметры двухтопливных и бинарных парогазовых установок разного состава оборудования и назначения. Отражены результаты серий расчетных экспериментов (Рисунок 15-17) и выполнено сравнение по эксергетическим показателям эффективности двухтопливных теплофикационных ПГУ на базе турбин Т-50...250 МВт: с низконапорным парогенератором (ПГУ-НПГ), с газовым сетевым подогревателем (ПГУ-ГСП), с газосетевым подогревателем и фреоновым термотрансформатором на линии сетевой воды (ПГУ-ГСП ТТФ), с газификацией угля (ПГУ-ГФ), бинарных ПГУ и традиционных

пылеугольных паротурбинных установок, которые представлены на Рисунках 18 – 21.

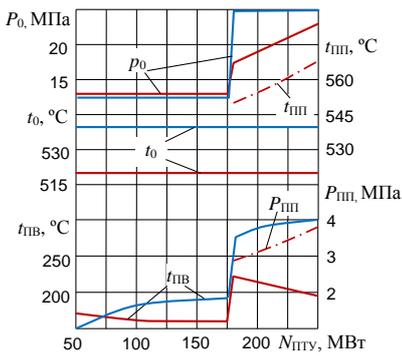


Рисунок 15 – Оптимальные параметры острого пара (P_0 , t_0) и температура питательной воды ($t_{пв}$) паротурбинной ступени в составе ПГУ с ГСП и ГСП-ТТФ

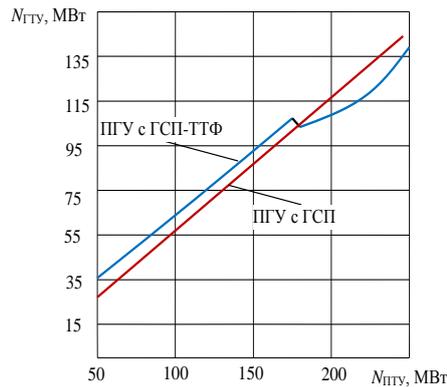
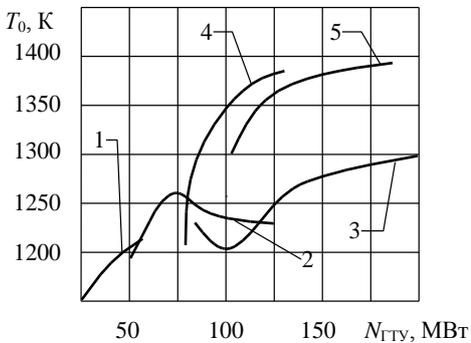


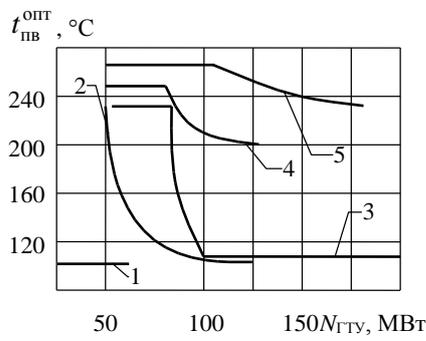
Рисунок 16 – Мощность ГТУ в составе ПГУ с ГСП и ГСП-ТТФ при оптимизации параметров

Анализируя представленные данные, можно отметить, что для рассмотренных технологий оптимальное давление острого пара находится на уровне 13 МПа и увеличивается до критических значений с ростом мощности энергоблока. Введение промежуточного перегрева пара для турбин Т-180 и Т-250 характеризуется скачкообразным отклонением начального давления

от стандартного, температура промежуточного перегрева составляет 550...565 °С. Температура острого пара, для вновь проектируемых энергоблоков, должна приниматься на уровне 520...540 °С. Температура питательной воды для блоков без промежуточного перегрева и докритических параметров должна приниматься на уровне 160...200 °С, а с введением промперегрева и переходом на критические параметры – на уровне 280...300 °С.



а)



б)

Рисунок 17 – Оптимальная температура газов перед ГТ (а) и температура питательной воды (б) для ПГУ с НПГ: 1...5 – энергоблоки с Т-турбинами 50, 110, 175, 180, 250 МВт

Оптимальная температура газов перед газовой турбиной (Рисунок 17а) имеет общую тенденцию к росту с ростом мощности. Оптимальные значения температуры питательной воды для ПГУ (Рисунок 17б) с увеличением мощности ГТУ имеют три ха-

рактерные зоны: начальная, характеризующаяся постоянством $t_{пв}^{опт}$, промежуточная, характеризующаяся снижением $t_{пв}^{опт}$ и конечная – вновь с постоянной, но максимально низкой температурой питательной воды. Такой результат обусловлен потоком теплоты на выхлопе ГТУ, который требует утилизации, и чем мощнее газовая турбина, тем больше поток. Максимально высокая температура питательной воды, в свою очередь, характеризует полную систему регенерации в модернизируемом теплофикационном энергоблоке, то есть весь поток отработавших в ГТУ газов может быть направлен в топку энергетического котла в качестве окислителя с соответ-

ствующей переделкой поверхностей нагрева для компенсации вытесняемых поверхностей воздухоподогревателя (ВЗП).

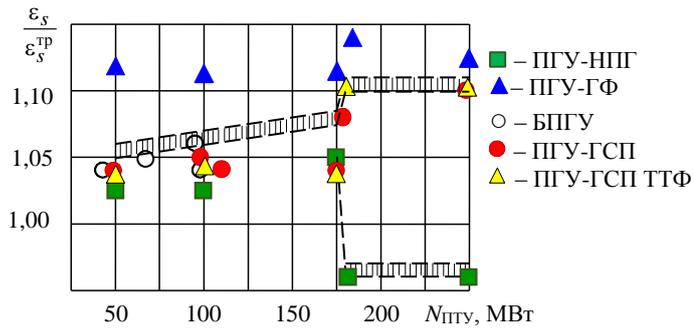


Рисунок 18 – Относительный эксергетический структурный коэффициент: ε_S , ε_S^{TP} – эксергетический структурный коэффициент ПГУ и для пылеугольных традиционных паротурбинных энергоблоков соответственно

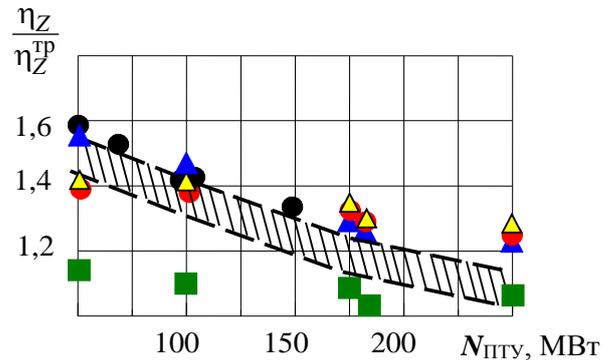


Рисунок 19 – Относительный показатель технико-экономической эффективности: η_Z – показатель технико-экономической эффективности для ПГУ, η_Z^{TP} – для пылеугольных традиционных теплофикационных паротурбинных энергоблоков: обозначения см. на рисунке 18

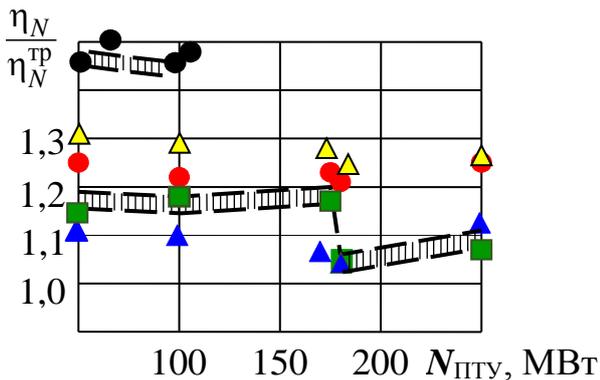


Рисунок 20 – Относительный эксергетический КПД по отпуску электроэнергии ПГУ (η_N) и традиционного паротурбинного энергоблока (η_N^{TP}): обозначения см. и на рисунке 18

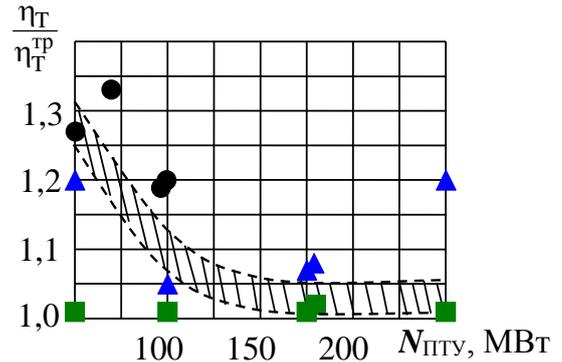


Рисунок 21 – Относительный эксергетический КПД по отпуску теплоэнергии ПГУ (η_T) и традиционного паротурбинного энергоблока (η_T^{TP}): обозначения см. на рисунке 18

Совершенство тепловой схемы ПГУ оценивается по эксергетическому структурному коэффициенту (Рисунок 18), который тем выше, чем ближе схема к последовательной структуре, и равен единице при отсутствии 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, за исключением ПГУ-НПГ на базе турбин Т-180 и Т-250 в связи с низким коэффициентом бинарности для данных вариантов.

Технико-экономическая эффективность рассмотренных двухтопливных и ПГУ-ГФ больше традиционных энергоблоков в 1,1...1,5 раза, а БПГУ в 1,3...1,6 эффективнее традиционного паротурбинного энергоблока (Рисунок 19). По отпуску электроэнергии эксергетическая эффективность разных технологических схем ПГУ

в 1,1...1,5 раза выше традиционных теплофикационных энергоблоков, а по отпуску теплоэнергии – в 1,05...1,2 раза (Рисунок 20 – 21).

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_M и η_T . Вместе с тем, коэффициент структуры ε_S в наибольшей степени увеличивается для ПГУ с газификацией углей.

С другой стороны, экономические оценки эффективности для двухтопливных ПГУ существенно корректируют ценовое соотношение на топливо (Рисунок 22, 23).

На Рисунке 22 для рассматриваемых вариантов исполнения ПГУ приведены значения соотношений годовых расходов условного топлива δ (формула 17) 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.

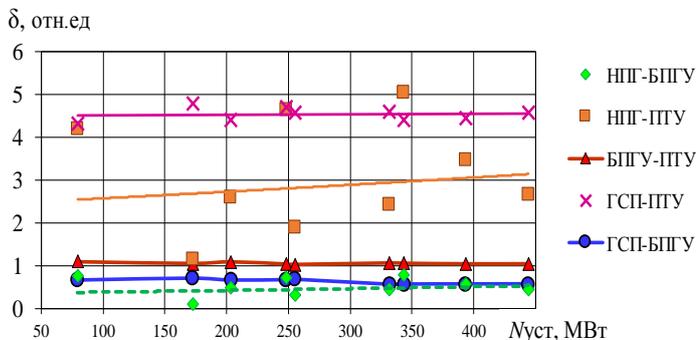


Рисунок 22 – Показатель межтопливной конкуренции для различных двухтопливных ПГУ, бинарных ПГУ и традиционных пылеугольных ПГУ

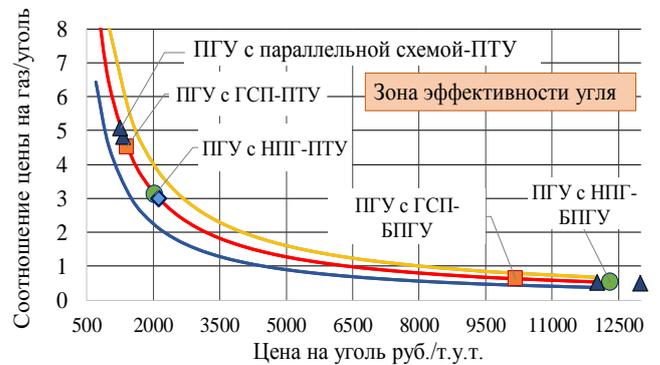


Рисунок 23 – Зона равной топливной эффективности для разных профилей ПГУ при изменении доли газа/угля в топливном балансе

На Рисунке 23 на основе полученных соотношений расходов топлива для рассматриваемых технологий определена зона равной эффективности двухтопливных 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.

Из представленных зависимостей можно видеть, что двухтопливные ПГУ предпочтительнее традиционных пылеугольных энергоблоков в том случае, когда соотношение цен на топливо газ/уголь не превышает $\sim 3...5$ и предпочтительнее бинарных ПГУ сбросного типа при соотношении цен на топливо более $\sim 0,4...0,6$.

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

Экологический фактор в настоящем подходе рассматривается по показателю декарбонизации (η_C) топливных циклов при оснащении региональной энергетики разными технологиями. Под декарбонизацией топливных циклов в данном случае

понимается снижение использования углерода (кг) на единицу производимой энергии (Дж) в рамках оснащения региональной энергетики рассматриваемыми технологиями. Как можно видеть из Рисунка 24 снижение экологической нагрузки на территорию на 5...45 % во всех случаях обеспечивается в сравнении с традиционной ПГУ. Наибольшей экологической эффективностью по данному показателю среди двухтопливных ПГУ обладают ПГУ с параллельной схемой на суперсверхкритических параметрах (ССКП)

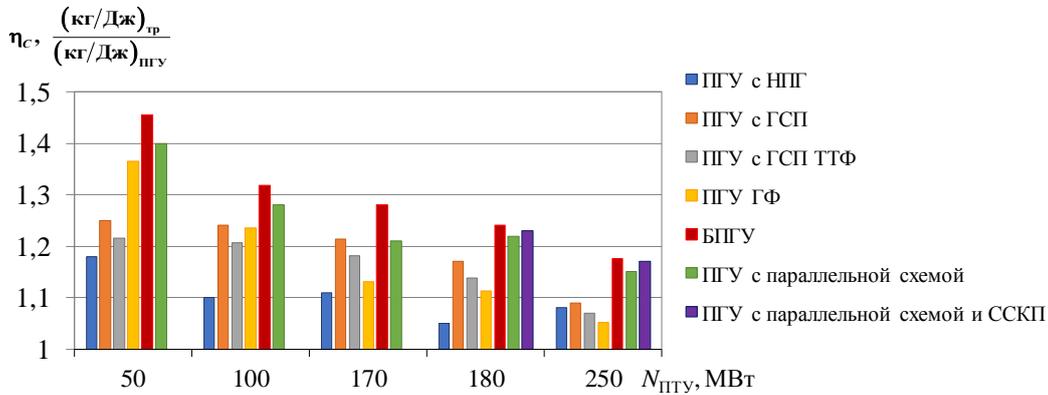


Рисунок 24 – Показатель декарбонизации топливных циклов традиционной пылеугольной технологии в сравнении с разными ПГУ технологиями

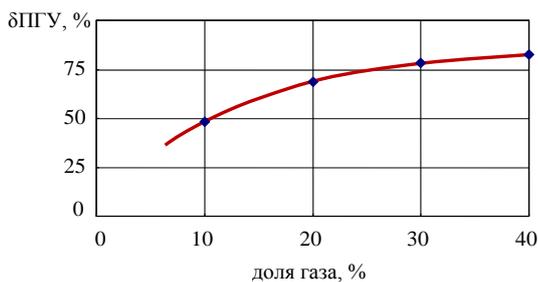


Рисунок 25 – Рациональная доля ПГУ всех типов от всех мощностей ТЭС в региональной энергетике в зависимости от доли газа в топливном балансе

С учетом полученных результатов, на примере Сибири проведена оценка доли ПГУ в региональной энергетике при ее оснащении разными технологиями. Рациональная доля ПГУ всех типов в перспективной структуре генерации может составлять не менее 30...40 % от всех мощностей ТЭС (Рисунок 25). С увеличением доли газа в топливно-энергетическом балансе до 30...40 %, доля ПГУ возрастает до 70...80 % в структуре генерации.

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

1. Рассмотрено решение научно-прикладной задачи для Приморской ГРЭС, связанное с разработкой тепловой схемы на базе отечественного оборудования и современных технологий в области энергетики и топливоиспользования для ПГУ с преимущественным сжиганием угольного топлива. Предложен вариант двухтопливной ПГУ параллельного типа на базе ГТД-110 (производитель ОДК «Сатурн») с котлом-утилизатором, который относится к вновь проектируемому оборудованию (может быть изготовлен НПО «Красный котельщик» или «ЗиО») и предназначен для генерации части пара второго контура ПТУ с давлением 2,7 МПа и температурой 500 °С (Рисунок 26), с паровой двухконтурной турбиной и паровым котлом, относящимися к вновь проектируемому оборудованию. Паровой котел в данном случае сочетает в себе передовые достижения в области сжигания в стационарном кипящем слое. В качестве топлива для ГТУ предлагается газ, а для ПТУ – водоугольная ком-

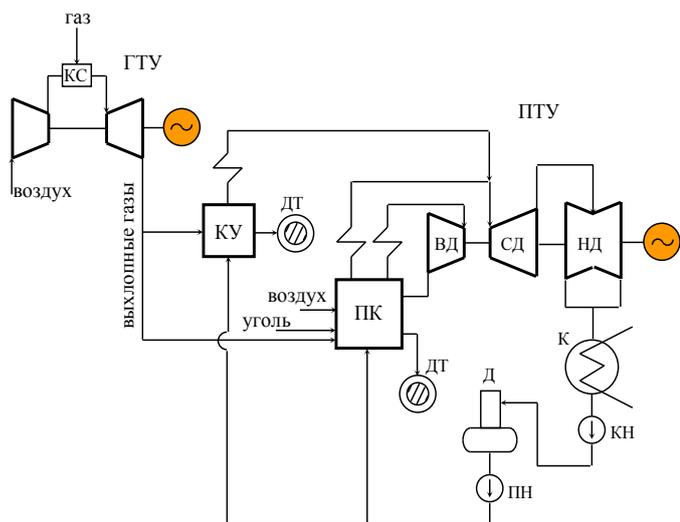


Рисунок 26 – Принципиальная схема ПГУ с преимущественным использованием твердого топлива: ГТУ – газотурбинная установка; ПГУ – паротурбинная установка; КС – камера сгорания ГТУ; КУ – котел утилизатор; ПК – паровой котел; ВД – часть турбины высокого давления; СД – часть турбины среднего давления; НД – часть турбины низкого давления; К – конденсатор; Д – деаэратор; КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос; ДТ – дымовая труба

позиция. Мощность ПГУ составила 370 МВт, КПД ПГУ составил 46...48 % в зависимости от исполнения паросиловой части.

2. 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» (госконтракт ГК № П1087). Разработаны технологические схемы ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и производством синтез-газа и водорода с применением реакторов типа Тексако, Винклера и аллотермического трубчатого (Рисунок 27).

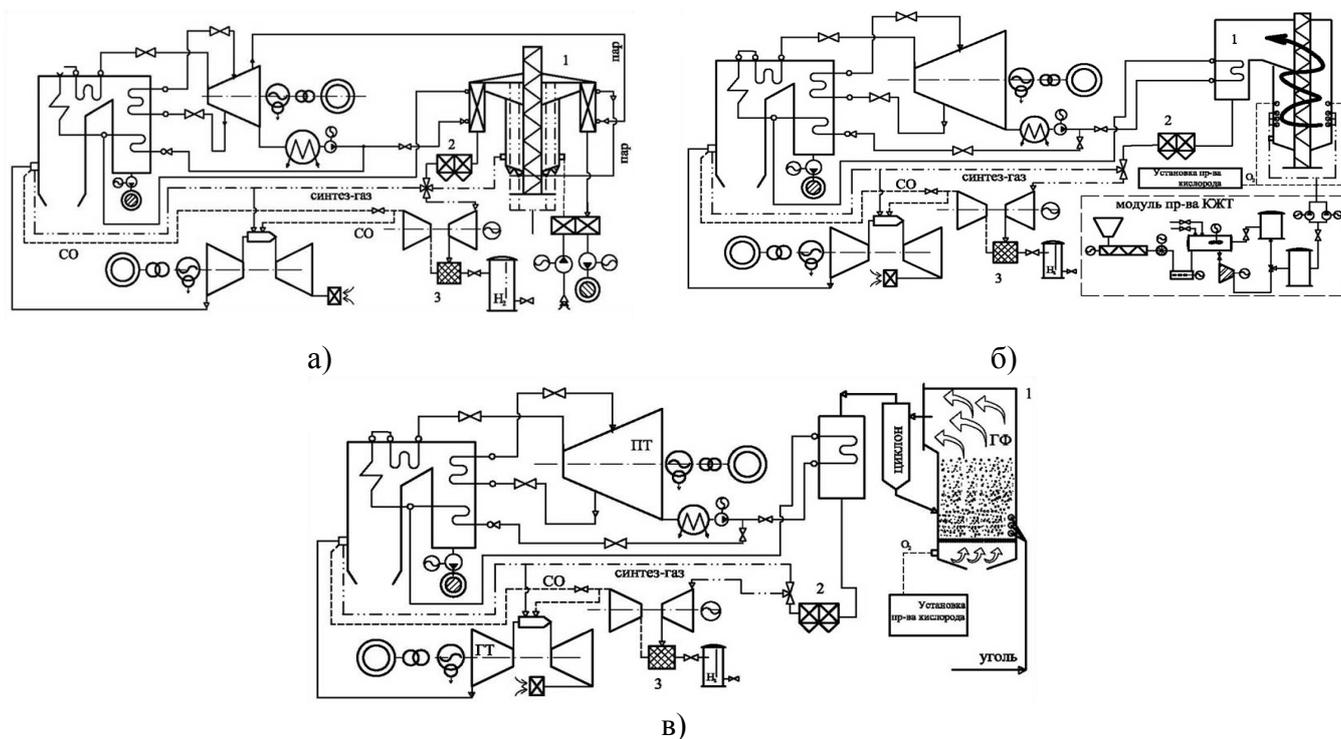


Рисунок 27 – Схемы ПГУ с газификацией угля и низконапорным парогенератором: схема с трубчатый аллотермическим газификатором (а); схема с газификатором Тексако (б), схема с газификатором Винклера (в); 1-газификатор; 2 – система очистки от твердых частиц; 3 – мембранная установка выделения водорода

В тепловой схеме ПГУ производится утилизация тепла, выделившегося при газификации, тепла уходящих газов, синтез-газа, окиси углерода (для схем с произ-

водством водорода). При паровой газификации на собственные нужды аллотермического газификатора используется пар от отбора паровой турбины и синтез-газ для сжигания и подвода тепла в реакторную зону (Рисунок 27а); при кислородной газификации в газификаторе Тексако или газификаторе Винклера на собственные нужды газификатора подается кислород кислородной установки (Рисунок 27б). Синтез-газ и уходящие газы охлаждаются в газо-водяных и газо-паровых теплообменниках газификатора. При этом вытесняется система регенерации тепла в паротурбинной ступени ПГУ. 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. 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/ч, в зависимости от технологического процесса газификации. С использованием эксергетической методологии выполнен технико-экономический анализ парогазовых энергоблоков ТЭЦ с комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода (Рисунок 28).

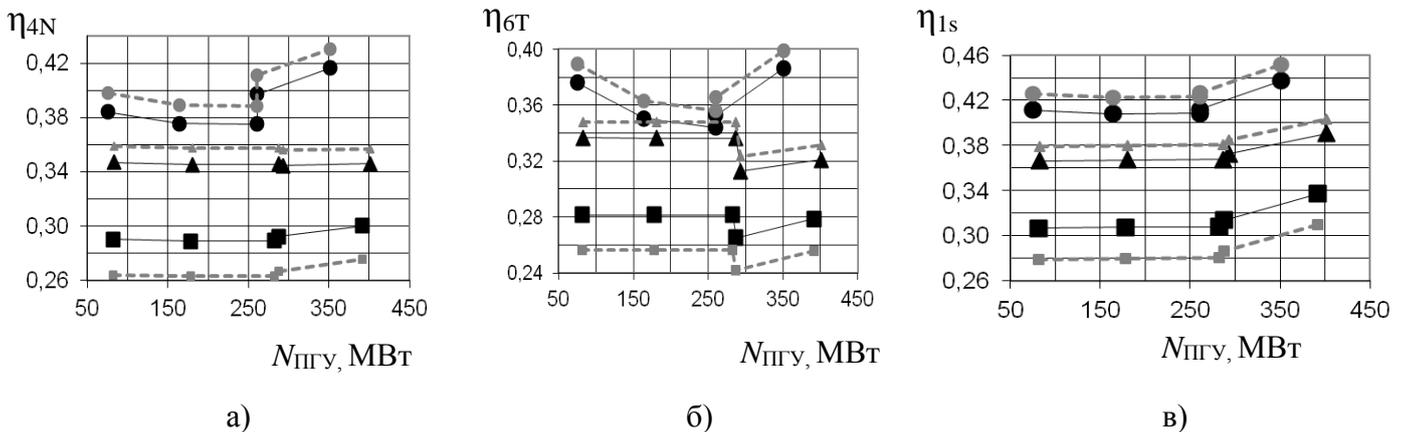


Рисунок 28 – Эксергетический КПД по выработке электроэнергии (а), теплоэксергии (б) и по отпуску водорода и синтез-газа (в): ● - схема с трубчатым газификатором, ▲ – схема с газификатором типа Тексако, ■ – схема с газификатором типа Винклера; «черным» цветом – схемы с отпуском водорода, «серым» – с отпуском синтез-газа

Для схем с трубчатым газификатором и Тексако вариант с производством водорода оказывается более эффективным, а для схем с газификатором Винклера – эффективнее производство синтез-газа.

3. Предложен проект по разработке технических решений модернизации ТЭЦ г. Северска с обеспечением радикального повышения ее эффективности при комбинированной выработке и входом в программу ДПМ (договор о предоставлении мощности). Учитывая, что на ТЭЦ применяют газ и каменный уголь кузнецкого бассейна марки СС, вариантом решения является создание блока двухтопливной ПГУ параллельного типа (Рисунок 29), включающей ГТУ 6FA (ООО «Русские газовые турбины»), вновь проектируемые котел-утилизатор и теплофикационную паровую турбину с сохранением в работе действующего котельного острова на основе двух котлов БКЗ-210. Такой блок позволит использовать газ в качестве основного топлива для ГТУ и уголь – для паротурбинной установки в энергетическом котле.

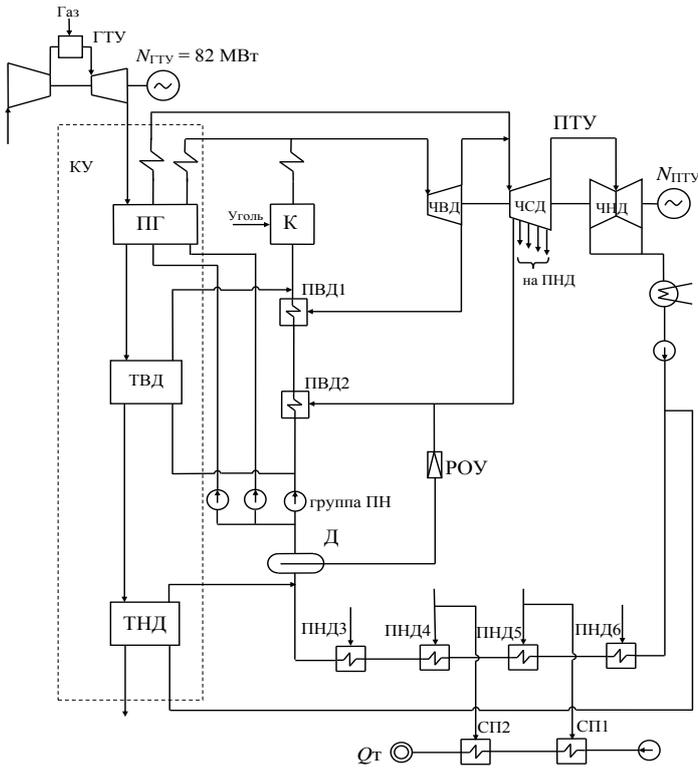


Рисунок 29 – Принципиальная схема двухтопливной теплофикационной ПГУ параллельного типа: ГТУ 6FA; К – действующий энергетический паровой котел ПК-210; КУ – котел-утилизатор; ПГУ – паротурбинная установка; ПГ – парогенератор котла-утилизатора; ТВД – теплообменник высокого давления котла-утилизатора; ТНД – 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 – деаэратор; СП – сетевые подогреватели; КН, ПН, СН – конденсатный, питательный и сетевой насосы; I-VI – нерегулируемые отборы

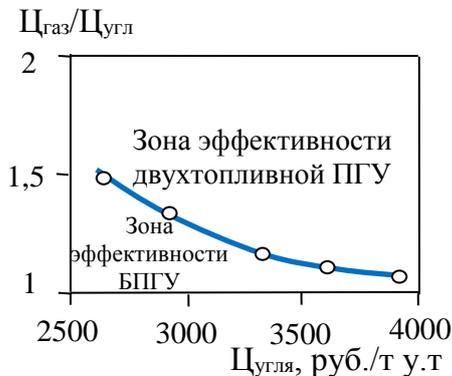


Рисунок 30 – Зона конкурентоспособности разного топлива

После модернизации ТЭЦ отпускает на 75...77% больше электроэнергии при снижении удельного расхода топлива приблизительно в 2 раза. Проведена оценка ценового соотношения стоимости газа и угля, при котором использование «угольных» и «газовых» технических решений равноэффективно. Установлено, что при фактическом соотношении цен на газ и уголь в регионе $\delta_{\text{факт}} = 1,32$ предложенная в работе двухтопливная технология (ПГУд) предпочтительнее ПТУ (с КПД 39%), так как $\delta_{\text{факт}}$ меньше расчетного $\delta = 4,1$ для пары ПТУ-ПГУд и предпочтительнее ПГУ бинарного типа (БПГУ), так как $\delta_{\text{факт}}$ больше расчетной $\delta = 0,41$ для пары ПГУд-БПГУ.

Для установления ценовых коридоров конкурентоспособности разного топлива для рассматриваемой двухтопливной технологии (КПД = 50,5%) по сравнению с бинарной ПГУ на газе (КПД = 56%) построена зависимость (Рисунок 30), из которой видно, 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 равного отпуска продукции.

4. Рассмотрена задача, связанная с анализом и оценкой рационально возможных вариантов перевода газовых ТЭС в европейской части страны, работающих на доро-

гом топливе (стоимость газа неизменно растет) по низкоэффективному термодинамическому циклу (Ренкина), на уголь.

При решении данной задачи требуется оценка готовности к модернизации при соблюдении всех видов ограничений, в том числе технических, надежность, 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. Экономическая эффективность модернизации по предложенной схеме при обеспечении сопоставимости сравниваемых вариантов по другим видам ограничений представлена на Рисунке 31. При этом дисконтированный срок окупаемости представлен в виде зависимости от оставшегося срока службы модернизируемого оборудования в условиях разных ценовых соотношений газового и угольного топлива.

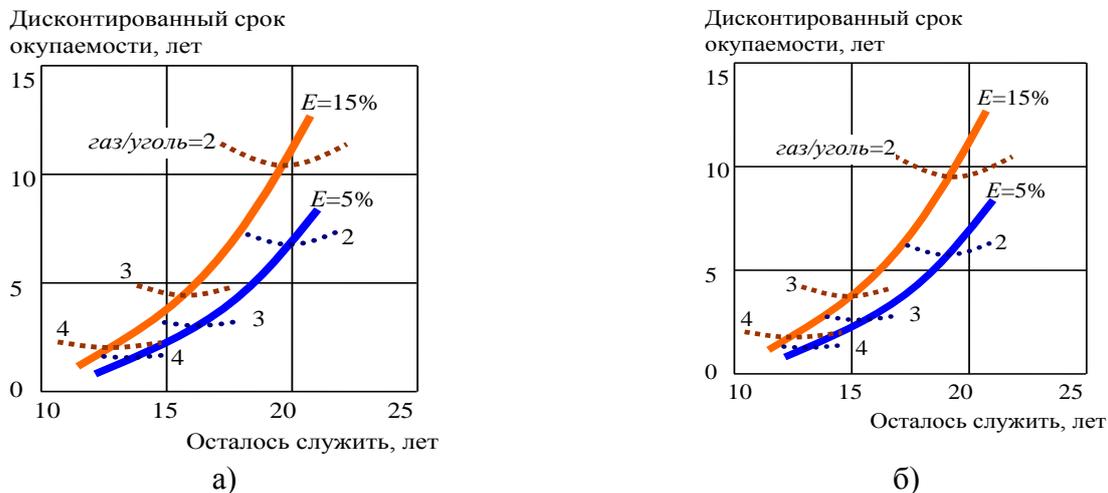


Рисунок 31 – Модернизация газовых КЭС с переводом на уголь при одновременном увеличении КПД технологических процессов на 5 % абс (а) и на 10% абс. (б): E – ставка дисконтирования; соотношение цены топлива газ/уголь 2...4

Перевод газовых ТЭЦ на уголь нецелесообразен из-за увеличения территории под угольный склад и золоотвал, а также пыления и ухудшения экологической обстановки в городской и в пригородной зонах. Перевод газовых энергоблоков ГРЭС на уголь возможен при обеспечении повышения тепловой экономичности примерно не менее 5% абс., не менее, чем двух-трех кратном превышении стоимости газа над углем; при уровне инфляции, не превышающем 5 %; при остаточном ресурсе модернизируемых ТЭС не менее 17...18 лет. К технически осуществимым решениям на современном этапе следует относить технологии внутрициклового газификации угля. Таким образом, эффективность перевода во многом зависит от внешних условий и лежит в достаточно узких «коридорах» изменения влияющих факторов, однако перевод позволит обеспечить экономию газа на уровне 30 млрд. м³ в год.

В заключении диссертационной работы сформулированы основные результаты.

В приложении к диссертационной работе содержатся справки и акты, подтверждающие внедрение результатов работы, а также государственные свидетельства о регистрации разработанных программ для ЭВМ.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Таким образом, в рамках обеспечения развития региональной энергетики путем применения двухтопливных ПГУ решен комплекс взаимосвязанных задач на основе разработанных теоретических положений, методических подходов, математических моделей и методов исследования. Основные результаты диссертационной работы формулируются следующим образом:

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-эксергетической методологии с учетом: неопределенности исходной информации (вероятностная постановка); обратных связей в виде потоков эксергии и затрат на ее производство; векторных КПД в условиях раз-

ной «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 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.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, входящих в перечень ведущих рецензируемых журналов и изданий, утвержденных ВАК РФ для докторских диссертаций

1. **Боруш, О. В.** Двухтопливная ПГУ с параллельной схемой на суперсверхкритические параметры / А. С. Воронкова, О. В. Боруш, П. А. Щинников, А. А. Зуева // Новое в российской электроэнергетике. - 2019. - № 5. - С. 6–11.

2. **Боруш, О. В.** 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 (72). - С. 145 – 156. - DOI: 10.17212/1814-1196-2018-3-145-156.

3. **Боруш, О. В.** 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. - 2018. - № 2. - С. 22–29.

4. **Боруш, О. В.** 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.

5. **Боруш, О. В.** Показатели режимов работы ТЭЦ при эксергетическом анализе / О. В. Боруш, Г. В. Ноздренко, С. В. Зыков, Ч. Оршуу, П. А. Щинников // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. - 2014. - № 4 (57). - С. 175–184.

6. **Боруш, О. В.** 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 (21). - С. 26-34.

7. **Боруш, О. В.** 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.

8. **Боруш, О. В.** 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.

9. **Боруш, О. В.** Комплексные технико-экономические исследования ПГУ с поточными газификаторами / В. Е. Накоряков, Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников, О. В. Боруш, А. Г. Кузьмин // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2010. – № 4. – С. 184–193.

10. **Боруш, О. В.** 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.

11. **Боруш, О. В.** 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.

12. **Боруш, О. В.** Развитие региональной энергетики с применением парогазовых установок / О. В. Боруш, П. А. Щинников, Ю. И. Шаров // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2008. – №1 (30). – С.177–180.

13. **Боруш, О. В.** ПГУ с преимущественным использованием твердого топлива / П. А. Щинников, И. В. Бородихин, О. В. Боруш, Г. В. Ноздренко // Проблемы энергетики. Известия ВУЗов. – Казань. – 2007. – № 3 – 4. – С. 13 – 21.

Свидетельства о регистрации программ на ЭВМ

14. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ «PGU-GSP» № 2015618558 (РФ). Зарегистрировано 12.08.2015. Приоритет от 25.06.2015. Заявка № 2015615607. Григорьева О. К., **Боруш О. В.**

15. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ «EA-SHPP» № 2015660144 (РФ). Зарегистрировано 23.09.2015. Приоритет от 28.07.2015. Заявка № 2015616946. Оршуу Ч., **Боруш О. В.**, Григорьева О. К.

16. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ «Data Resource» № 2019612663 (РФ). Зарегистрировано 25.02.2019. Приоритет от 18.02.2019. Заявка № 2019611508, Дворцовой А. И., Григорьева О. К., **Боруш О. В.**

17. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ «Data-Source» № 2019612397 (РФ). Зарегистрировано 19.02.2019. Приоритет 12.02.2019. Заявка № 2019611256 Дворцовой А. И., Григорьева О. К., **Боруш О. В.**

Статьи в журналах и материалах конференций, входящих в международные базы SCOPUS и Web of Science

18. **Borush, O. V.** 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. – Article number 012007 (6 p.). – DOI: 10.1088/1742-6596/1111/1/012007.

19. **Боруш, О. В.** Оптимальные решения распределения нагрузки между агрегатами теплоэлектроцентрали = Load Division Between Combined Heat and Power Plant Units with Examples of Optimal Decisions / П. А. Щинников, О. В. Боруш, С. В. Зыков, А. И. Михайленко // Проблемы региональной энергетики = Problems of regional energy. – 2017. – № 3 (35). – С. 25–32.

20. **Borush, O. V.** Development complex efficiency of central heat and power plant (chpp) on the basis of exergy methodology / C. Orshuu, O. 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.

21. **Borush, O. V.** Prospects of application of combined-cycle plants in Siberian power engineering in consideration of energy budget / O. V. Borush, P. A. Schinnikov, G. V. Nozdrenko, O. K. Grigoryeva // Proceedings of the Third International Forum on Strategic Technology IFOST 2008. – 23 – 29 June, 2008, Novosibirsk – Tomsk, Russia. – Novosibirsk, 2008. – P. 561 – 563.

22. **Borush, O. V.** Combined-cycle plant with using solid fuel / O. V. Боруш, G. V. Nozdrenko, P. A. Schinnikov, I. V. Borodikhin // The Second International Forum on Strategic Technology, IFOST-2007. – Ulaanbaatar, 2007. – P. 466 – 470.

23. **Borush, O. V.** 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.

Монографии

24. **Боруш, О. В.** Эксергетические исследования и оптимизация режимов работы ТЭЦ / П. А. Щинников, О. В. Боруш, С. В. Зыков. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019. – 203 с.

Отпечатано в типографии Новосибирского
государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Тел./факс (383) 346-08-57
Формат 60 x 84/16. Объем 2,5 п.л., тираж 120 экз.
Заказ 1308. Подписано в печать 18.09.2019 г.