На правах рукописи

Забуга Федор Викторович

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЭНЕРГОБЛОКА

Специальность 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Иркутск – 2025

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН)

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Клер Александр Матвеевич

Официальные оппоненты: **Батухтин Андрей Геннадьевич**
доктор технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Забайкальский государственный университет", кафедра энергетики, профессор

Елсуков Владимир Константинович
доктор технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Братский государственный университет", кафедра энергетики, профессор

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет», г. Новосибирск

Защита состоится: «16» сентября 2025 года в 14:00 ч. на заседании диссертационного совета 24.1.118.01, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН), по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 355.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ИСЭМ СО РАН по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 407 и на сайте ИСЭМ СО РАН: https://isem.irk.ru/dissert2/case/DIS-2025-1/.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах с подписью составителя, заверенные печатью организации, просим направлять по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, на имя ученого секретаря диссертационного совета.

Автореферат разослан «___» _____ 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета 24.1.118.01,
доктор технических наук, доцент Солодуша Солодуша Светлана Витальевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. На сегодняшний день основу энергетики Российской Федерации (РФ) продолжают составлять тепловые электрические станции (ТЭС), работающие на сжигаемом органическом топливе. На 1 января 2022 года суммарная установленная мощность электростанций Единой энергетической системы России (ЕЭС России) составляла 246,6 ГВт. При этом 66,14% от данного значения приходилось на турбоагрегаты ТЭС. Необходимо отметить, что обновление производственных фондов в энергетике нашей страны проводится относительно медленными темпами. Так в 2021 году в энергосистеме России было введено 2,7 ГВт новых генерирующих мощностей и выведено из эксплуатации 1,9 ГВт неэффективного и устаревшего генерирующего оборудования, что составило 1,1 и 0,8 процента от общей установленной мощности соответственно.

Ежегодно все станции ЕЭС России вырабатывают около одного миллиона ГВт·ч электроэнергии. Необходимо отметить установившуюся в последние годы динамику ежегодного роста выработки электроэнергии в РФ. Так в 2021 году на электростанциях ЕЭС России было выработано 1114,55 млрд кВт·ч, что на 6,4% больше аналогичного показателя за 2020 год. В структуре выработки электроэнергии ЕЭС России первое место за рассматриваемый выше период занимали ТЭС, которые смогли обеспечить покрытие большей части от общей нагрузки: 60,7% или 676,9 млрд кВт·ч, из которой около двух третьих приходилось на долю газовых электростанций и одна треть – на угольные.

Аналогичная ситуация наблюдается и в мире в целом. Согласно данным BP2021 Statistical Review в 2021 году тепловые электростанции в мире выработали 17482,8 млрд кВт·ч электроэнергии – 61% от общего объема выработки. Доля угольных ТЭС при этом составила 36% или 10244 млрд кВт·ч, что сопоставимо с суммарной выработкой всех атомных и гидроэлектростанций, а также возобновляемой энергетики за рассматриваемый период.

Наличие столь значительной доли ТЭС, работающих на угле в России и мире объяснимо тем, что на протяжении длительного периода времени данный вид органического топлива сохраняет за собой ряд неоспоримых преимуществ. К ним можно отнести: большие разведанные запасы, распространенность залежей, доступность добычи, относительно низкую стоимость, возможность дешевого складирования и создания запасов на складах энергетических предприятий. Подтверждением этому является тот факт, что за последние 10 лет в мире уверенно сохраняется доля использования угля на уровне 3800 млн. тнэ (миллионов тонн нефтяного эквивалента). Данная тенденция уверенно сохраняется на сегодняшний день и будет оставаться неизменной в ближайшем будущем. Также необходимо отметить, что только за 2021 год рост потребления угля в мире составил около

6% и достиг значения 3824 млн. тнэ. При этом его доля среди всех источников первичной энергии, таких как нефть, газ, возобновляемая, ядерная и гидроэнергия достигла 38%. Схожая динамика просматривается и в России: средний уровень потребления за 10 лет составил 81,5 млн. тнэ, рост потребления за 2021 год – 4% соответственно.

Из представленного выше анализа статистических и производственных показателей следует, что на сегодняшний день перед современной энергетикой по-прежнему сохраняет свою высокую важность и актуальность задача повышения эффективности использования сжигаемого органического топлива на действующих электростанциях. Важно учитывать, что в настоящее время в России и во многих развитых странах эксплуатируются тепловые энергетические установки (далее – ТЭУ), работающие на угле и обеспечивающие выработку более трети от общего объема потребляемой электроэнергии. Немалая часть данного энергетического оборудования была сконструирована и принята в работу в 50–60-е годы XX века. Относительно низкая стоимость и доступность топлива в указанный период времени оказывала влияние на принимаемые технические решения того времени при его проектировании. В связи с этим в настоящее время энергетические характеристики данных ТЭУ зачастую не соответствуют современным требованиям к эффективности тепломеханического оборудования и именно по этой причине на многих из них могут быть выявлены существенные резервы, позволяющие повысить их экономичность. А решение указанной выше задачи может заключаться в модернизации технологических схем ТЭУ посредством использования современных методов математического моделирования.

Степень разработанности проблемы. Вопросы модернизации действующих теплоэнергетических установок были рассмотрены в трудах многих российских и зарубежных ученых: Меркулов В.А., Гуторов В.Ф., Симою Л.Л., Эфрос Е.И., Марченко Е.М., Баринберг Г.Д., Бененсон Е.И., Трояновский Б.М., Мошкарин А.В., Великороссов В.В., Лазарев Г.Б., Сухарев В.А., Горунович С.Б., Салов А.Г., Гаврилова А.А., Ситас, В.И., Сизов Р.Р., Mimuro H., Sugiura T., Watanable H., Muhlhauser H. P., Alas E. Noulette и других. В их работах представлены различные способы повышения эффективности действующих ТЭУ за счет модернизации оборудования и технологических схем, при этом в качестве обоснования инженерных решений, направленных на повышение эффективности работы действующего энергетического оборудования, не были использованы подробные математические модели всей исследуемой энергоустановки. Препятствием этому в то время выступали ограниченные возможности вычислительной техники с одной стороны и несовершенство существующих численных методов моделирования и математических моделей элементов ТЭУ с другой. Важно также учитывать, что внесение изменений на отдельно взятом участке тепловой схемы ТЭУ неизбежно приводит к изменению параметров

ее работы и в неизмененной части схемы, что также подлежит учету для более точной оценки эффективности рассматриваемых предложений по модернизации.

Бесспорным является факт того, что математические модели, разрабатываемые для находящихся в эксплуатации энергетических установок, должны учитывать их фактическое состояние. Поэтому при моделировании действующих ТЭУ необходимо первостепенное решение задачи идентификации параметров математических моделей (далее – ИПММ). Под идентификацией подразумевается настройка математической модели энергоустановки, учитывающая ее текущее техническое состояние, выполняемая на основании замеров режимных параметров в контрольных точках технологической схемы. Необходимо отметить, что замеры данных параметров для решения задачи идентификации выполняются для нескольких стабильных эксплуатационных режимов ТЭУ. При выполнении данных условий расчетные значения режимных параметров, полученные с помощью математической модели, будут с достаточной точностью соответствовать фактическим значениям данных параметров на действующем оборудовании, что позволит обеспечить обоснованность принятия тех или иных инженерных решений, направленных на модернизацию технологической схемы исследуемой ТЭУ.

Задачи ИПММ для энергетического оборудования тепловых электростанций были исследованы в трудах сотрудников Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (далее – ИСЭМ СО РАН) А.М. Клера, Н.П. Декановой, А.В. Михеева, А.С. Максимова, Е.Л. Степановой, П.В. Жаркова, В.Э. Алексеюка. В ходе выполненных исследований были представлены различные подходы к ИПММ котельных и паротурбинных установок. Также были разработаны методические основы к оценке состояния энергетического оборудования в процессе его эксплуатации. В более поздних исследованиях, проведенных А.М. Клером, В.Э. Алексеюком, А.С. Максимовым, была сформулирована обновленная и улучшенная методика идентификации параметров математических моделей ТЭУ (далее – УМ-ИПММ), включающая три основных этапа. УМ-ИПММ является на сегодняшний день эффективным инструментом, позволяющим оперативно выявлять грубые погрешности измерений контрольных параметров и удалять соответствующие им замеры из дальнейшего расчета математической модели, что, в конечном счете, повышает скорость и точность проводимой идентификации.

Принимая во внимание перечисленные выше доводы, в настоящей работе представлен оригинальный методический подход, который объединяет первостепенное решение задач ИПММ находящихся в эксплуатации ТЭУ с последующим решением задач повышения эффективности работы данного энергетического оборудования, посредством модернизации его технологических схем.

Цель работы – разработка методического подхода, направленного на повышение эффективности действующих энергетических установок за счет модернизации их технологических схем. При этом предполагается использование подробной математической модели исследуемой энергоустановки, настроенной по результатам замеров режимных параметров на ее текущее состояние и пригодной для решения задач оптимизации режимных параметров и технологических схем.

Задачи исследования:

1. Разработка методического подхода к комплексной модернизации технологической схемы действующей энергетической установки.

2. Построение подробной математической модели действующего угольного паротурбинного энергоблока на базе программно-вычислительного комплекса моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок «Система машинного построения программ для персональных компьютеров» (СМПП-ПК), разработанного в ИСЭМ СО РАН.

3. Проведение цикла необходимых оптимизационных расчетов для оценки эффективности предлагаемых малозатратных способов модернизации технологической схемы и оборудования.

Объектом исследования являются действующие теплоэнергетические установки на органическом топливе, на примере пылеугольного энергоблока (дубль-блока) №5 с установленной электрической мощностью 150 МВт филиала ООО «Байкальская Энергетическая Компания» ТЭЦ-10.

Предмет исследования – методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации, а также методики, направленные на модернизацию тепловых схем действующих теплоэнергетических установок для повышения эффективности их работы.

Научная новизна диссертационной работы заключается в следующем:

1. Разработан оригинальный методический подход к оценке эффективности модернизации технологической схемы ТЭУ, основанный на методах математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации.

2. Построена математическая модель исследуемого энергоблока, включающая подробные модели паровой турбины К-150-130 и прямоточных котлоагрегатов ПК-24, настроенная на его фактическое состояние и пригодная для выполнения оптимизационных расчетов методом ступенчатой оптимизации.

3. Выполнен полный цикл необходимых расчетов, позволяющий апробировать разработанный подход, а также повысить эффективность работы исследуемого энергоблока

без значительных капиталовложений за счет реализации схемных и параметрических решений, предложенных диссертантом.

Теоретическая и практическая значимость. Теоретическая значимость диссертационной работы заключается в развитии методических основ оценки эффективности модернизаций действующего энергетического оборудования ТЭС, базирующихся на использовании методов идентификации и оптимизации. В работе представлены две оригинальные постановки оптимизационных задач. Первая – направлена на определение оптимального значения целевой функции для действующей схемы исследуемой энергоустановки. Вторая – позволяет найти оптимальное значение целевой функции, применительно к модернизированной схеме, в которую включено новое оборудование. Сравнение значений целевой функции, рассчитанной для базовой и модернизированной схемы при нескольких одинаковых режимах работы, позволяет оценить энергетическую эффективность от внедрения модернизации в технологическую схему исследуемой ТЭУ.

Важной составляющей диссертационной работы является решение проблемы повышения эффективности действующей ТЭУ за счет модернизации ее технологической схемы. Рассматриваемые в диссертации способы модернизации технологической схемы действующего энергоблока были представлены к обсуждению на экспертном совете филиала ООО «Байкальская Энергетическая Компания» ТЭЦ-10. Необходимо особо отметить, что предложенные автором технические решения являются малозатратными: при малых капиталовложениях обладают достаточно высокой экономической эффективностью. В результате от технического руководителя, главного инженера филиала, было получено положительное заключение о возможности внедрения на практике данных предложений.

Методология и методы исследования. Математическая модель исследуемого в настоящей работе энергоблока была построена с использованием программно-вычислительного комплекса СМПП-ПК. Применяемые в разработке математические модели элементов основного и вспомогательного оборудования основаны на достоверных методах расчета теплоэнергетических установок.

В данной работе применена методология системных исследований сложного теплоэнергетического оборудования. В основе настоящих исследований находится метод ступенчатой оптимизации (далее – МСО). МСО разработан в ИСЭМ СО РАН и позволяет получать оптимальные решения по заданному критерию эффективности при малом времени расчета применительно к задаче модернизации технологической схемы энергоблока.

Положения, выносимые на защиту:

1. Методический подход к комплексной модернизации технологической схемы ТЭУ, основанный на методах математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации.

2. Постановка задачи, включающая оптимизацию режимных и конструкторских параметров, применительно к действующим и новым элементам технологической схемы модернизируемой энергетической установки.

3. Результаты выполненных оптимизационных расчетов, апробирующих разработанную автором методику, и направленных на повышение эффективности работы исследуемого энергоблока за счет реализации разработанных автором схемно-параметрических решений.

Соответствие паспорту специальности. Диссертационная работа соответствует пунктам паспорта специальности ВАК 2.4.5. Энергетические системы и комплексы:

Пункт 1. «Разработка научных основ (подходов) исследования общих свойств и принципов функционирования и методов расчета, алгоритмов и программ выбора и оптимизации параметров, показателей качества и режимов работы энергетических систем, комплексов, энергетических установок на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии в целом и их основного и вспомогательного оборудования». Во второй главе диссертации представлено описание методического подхода к комплексной модернизации технологической схемы энергоблока, основанного на методах математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации.

Пункт 2. «Математическое моделирование, численные и натуральные исследования физико-химических и рабочих процессов, протекающих в энергетических системах и установках на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии, их основном и вспомогательном оборудовании и общем технологическом цикле производства электрической и тепловой энергии». Диссертация содержит описание разработанной в программно-вычислительном комплексе «СМПП-ПК» математической модели энергоблока, настроенной на фактическое состояние и подробно представляющей процессы, протекающие в его элементах.

Пункт 3. «Разработка, исследование, совершенствование действующих и освоение новых технологий и оборудования для производства электрической и тепловой энергии, использования органического и альтернативных топлив, и возобновляемых видов энергии, водоподготовки и водно-химических режимов, способов снижения негативного воздействия на окружающую среду, повышения надежности и ресурса элементов энергетических систем, комплексов и входящих в них энергетических установок». В третьей главе диссертации представлены примеры модернизации технологической схемы исследуемого энергоблока, направленные на повышение эффективности его работы, учитывающие его фактическое состояние.

Степень достоверности и обоснованности полученных результатов обеспечена:

1. Использованием современных методов математического моделирования и

оптимизации энергетических установок;

2. Применением математических моделей элементов энергетических установок, основанных на базовых законах термодинамики, апробированных описаниях процессов тепломассообмена и теплофизических свойств рабочего тела и теплоносителей;

3. Использованием при замерах режимных параметров поверенных средств измерения.

Апробация. Основные положения диссертации обсуждались на следующих конференциях:

1. Конференция-конкурс научной молодежи «Системные исследования в энергетике» (Иркутск 2017 – 2018 гг.).

2. Всероссийская молодежная конференция с международным участием "Системные исследования в энергетике " (Иркутск, 2021, 2023 гг.).

3. Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (Иркутск, 2022 г.).

Публикации. По теме диссертационной работы было опубликовано 8 научно-исследовательских работ, в том числе 3 в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России для опубликования результатов диссертации и 1 публикация в сборниках конференций, индексируемых в системе цитирования Scopus.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы, содержащего 122 источника и пяти приложений. Работа изложена на 134 страницах текста, содержит 10 рисунков и 26 таблиц.

Личный вклад автора заключается в следующем:

1. При активном участии автора разработан методический подход к оценке эффективности модернизации технологической схемы действующей ТЭУ, включающий применение методов идентификации математических моделей и оптимизации расчетных режимных параметров по критерию максимальной энергетической эффективности.

2. Автором построена подробная математическая модель действующего пылеугольного дубль-блока с установленной электрической мощностью 150 МВт и проведен комплекс оптимизационных расчетов, позволяющих выполнить сравнительную оценку различных инженерных решений, направленных на повышение энергетической эффективности данной ТЭУ.

3. Лично автором выявлены эффективные способы модернизации технологической схемы исследуемого дубль-блока и оформлены соответствующие технические решения на филиале ООО «Байкальская Энергетическая Компания» ТЭЦ-10.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы проведенного исследования. В настоящее время продолжают эксплуатироваться устаревшие теплоэнергетические установки, работающие на органическом топливе, которые не отвечают современным требованиям, предъявляемым к эффективности энергетического оборудования. По этой причине на многих ТЭС имеются возможности для поиска и реализации технических решений, направленных на повышение энергетической эффективности действующих ТЭУ и экономию топливно-энергетических ресурсов. Используемые ранее методы оценки эффективности решений по модернизации технологических схем действующих энергетических установок не в полной мере обеспечивали хорошее приближение результатов расчетов к фактическим значениям параметров их работы. Учитывая данные обстоятельства, делается вывод о необходимости разработки методического подхода, объединяющего в себе первостепенное решение задач идентификации параметров математических моделей действующих теплоэнергетических установок с последующим решением оптимизационных задач, направленных на модернизацию их технологических схем.

В первой главе приведен анализ публикаций, выполненных отечественными и зарубежными исследователями по тематике исследования в различные годы. По причине того, что основное и вспомогательное оборудование действующих ТЭС образует достаточно сложные и разветвленные технические системы с разнообразными технологическими связями и множеством различных режимов работы делается вывод о том, что основными эффективными инструментами исследования теплоэнергетического оборудования ТЭС являются методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации.

Представлен обзор научных работ, в которых был проведен анализ основных доступных на сегодняшний день направлений повышения экономичности работы энергетического оборудования на примере паротурбинных установок (ПТУ). К ним относятся: повышение начальных параметров пара, введение его промежуточного перегрева, укрупнение единичной мощности и совершенствование проточной части. Среди возможных путей модернизации действующих ПТУ внимание заслуживает вопрос повышения эффективности работы конденсационных установок. Так одной из причин снижения тепловой экономичности ПТУ являются потери теплоты в конденсационных установках, связанные с поступлением в них помимо основного потока пара, расширяющегося в части низкого давления дополнительных пароводяных потоков. Данные потоки имеют более высокую температуру, чем температура конденсации пара в конденсаторе, вследствие чего их избыточное тепло отводится с охлаждающей водой и полезно не используется. К этим потокам относятся рециркуляция основного конденсата, дренажи отборов и цилиндров

турбины, отсос паровоздушной смеси и слив конденсата из подогревателей, уплотнений цилиндров низкого давления и т.д.

Выделена другая значимая проблема современного энергетического производства, заключающаяся в снижение экономичности работы тепломеханического оборудования ТЭС из-за повышенного потребления энергии на собственные нужды. Собственные нужды электростанции (СН) – это комплекс вспомогательного электрического оборудования, которое обеспечивает бесперебойную работу ее основных агрегатов: паровых котлов, паровых турбин и турбогенераторов. В состав СН входят: силовая и осветительная электросети станции, аккумуляторные установки, аварийные источники электропитания и электродвигатели всех механизмов. Выявлена одна из основных причин повышенного расхода электроэнергии на привод насосов и вентиляторов, заключающаяся в использовании дросселирования в качестве способа регулирования расходов рабочих тел и теплоносителей. Таким образом, исследования, направленные на снижение расхода электроэнергии ТЭС на собственные нужды, применительно к действующим теплоэнергетическим установкам, являются весьма актуальными.

В завершении главы делается вывод о наличии недостатков в проведенных ранее исследованиях, а именно: в рассматриваемых работах для обоснования технических решений не использовались математические модели энергетической установки в целом. Препятствием к использованию таких моделей является отсутствие достаточно точных математических моделей отдельных элементов установки, что связано с трудностями определения ряда коэффициентов, используемых в этих моделях (внутренний относительный КПД отсеков турбин, коэффициенты эффективности теплообменных поверхностей и др.). Их определение возможно лишь на основе дополнительных замеров ряда режимных параметров. Проведение этих замеров может быть выполнено в ходе специальных испытаний установки с привлечением специализированных организаций, что в свою очередь требует дополнительных финансовых затрат. Также необходимо отметить, что при модернизации технологической схемы изменяются параметры не только на ее измененном участке, но и в других элементах, что необходимо учитывать при расчетах энергетической и экономической эффективности установки. С другой стороны, применение настроенной по результатам замеров режимных параметров математической модели энергетической установки позволит с достаточной точностью выполнить оптимизационные расчеты, необходимые для принятия обоснованных инженерных решений, направленных на модернизацию ее действующей технологической схемы. Также, при выполнении оптимизационных расчетов, открывается возможность дать оперативную оценку влияния от нескольких совместно выполненных модернизаций различных участков схемы на эффективность работы энергетической установки в целом. По этой причине математическая модель ТЭУ, настроенная на ее

фактическое состояние может быть использована как перспективный инструмент для поиска и апробации оптимальных технических решений по модернизации технологических схем, что и рассматривается в данной диссертационной работе.

Во второй главе представлено описание методического подхода, позволяющего проводить оценку эффективности модернизаций технологических схем находящихся в эксплуатации тепловых энергетических установок. Данный подход систематизирует процесс поиска возможных путей повышения эффективности действующих ТЭУ, предоставляет возможность проводить точную и оперативную оценку эффективности рассматриваемых технических решений, опирается на применение настроенной по результатам замеров режимных параметров математической модели исследуемой энергетической установки и состоит из трех стадий. На Рисунке 1 изображена блок-схема, отражающая последовательность стадий, а также содержание каждой из них.

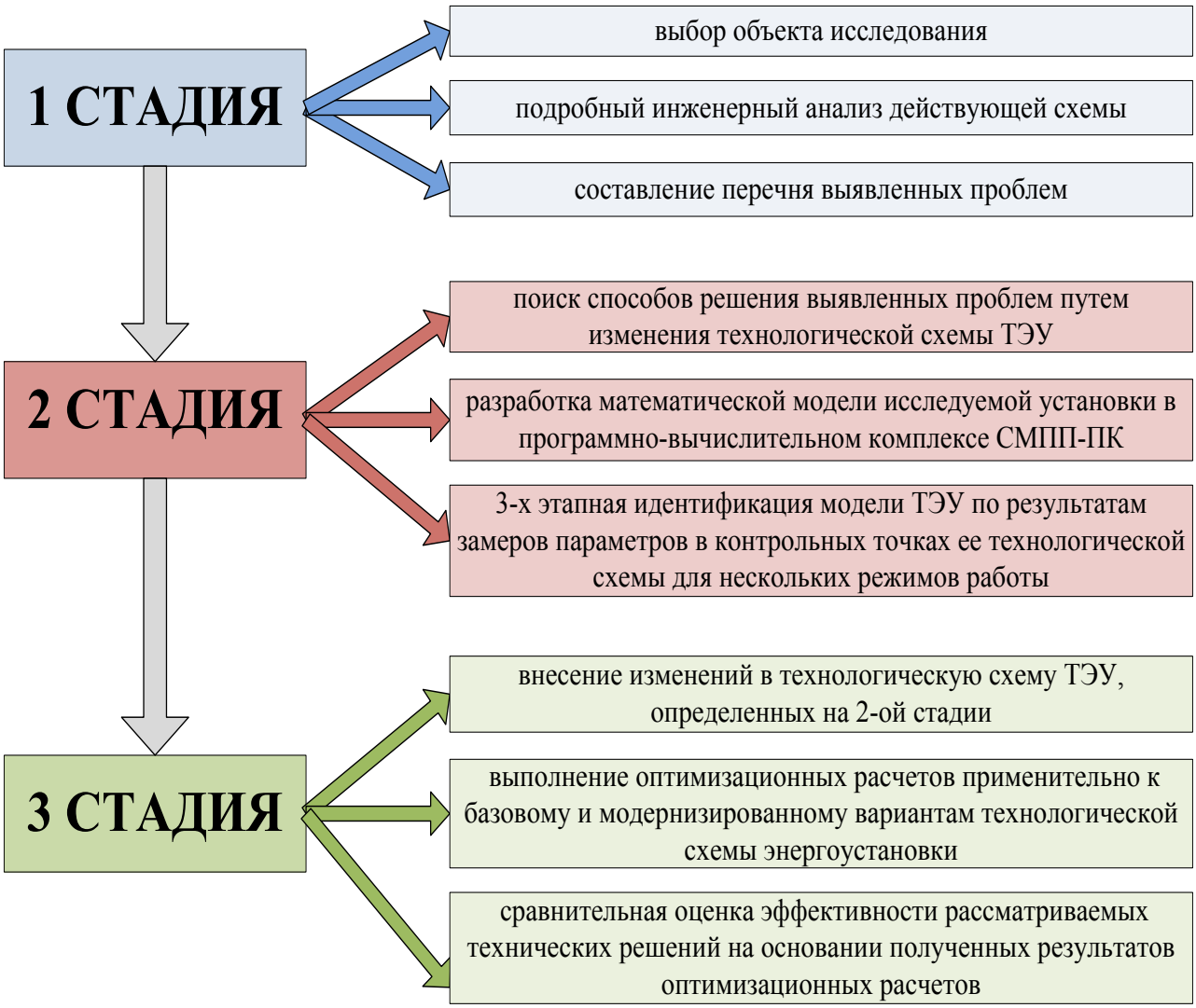


Рисунок 1 – Блок-схема методического подхода к оценке эффективности комплексной модернизации технологической схемы ТЭУ

На первой стадии осуществляется выбор объекта исследования и проводится подробный инженерный анализ действующей технологической схемы ТЭУ с целью выявления возможных потерь. Практический интерес представляют находящиеся в эксплуатации энергетические установки с большим сроком эксплуатации (30 и более лет), технологические схемы которых ранее не подвергались комплексному изучению с целью последующей модернизации. Под «подробным» понимается учет всех потоков теплоносителей, протекающих в технологической схеме. Интерес представляют низкопотенциальные тепловые потоки и потоки с малыми расходами, связывающими энергетическое оборудование исследуемой схемы (дренажи подогревателей, паропроводов и т.д.). Также выполняется анализ характеристик вспомогательного оборудования (насосов, вентиляторов) и их соответствие текущему состоянию установки в рабочем диапазоне нагрузок. Важно на данном этапе провести предварительный учет (оценку) фактического состояния исследуемой ТЭУ. Завершается инженерный анализ составлением перечня выявленных проблем.

На второй стадии, на основании выполненного инженерного анализа и составленного на первой стадии перечня проблем принимается решение о проведении комплексной модернизации действующей технологической схемы, и предлагаются способы устранения выявленных проблем. Общепринятый на сегодняшний день подход заключается в проведении натурных испытаний на действующей установке и выполнении расчетов для оценки эффективности отдельно взятых решений по модернизации. Важно подчеркнуть, что данный подход требует немалых финансовых затрат, так как для выполнения перечисленных выше работ необходимо привлечение специализированных организаций. Следует также отметить, что весьма трудоемкой и затратной по времени является задача совместной оценки нескольких предлагаемых технических решений, направленных на модернизацию исследуемой технологической схемы ТЭУ. Следовательно, возникает потребность в применении нового высокоэффективного инструмента, позволяющего оперативно выполнять оценку эффективности как отдельно взятых оптимизационных решений, так и всего совместно предлагаемого комплекса мероприятий. В данном случае выполняется разработка математической модели исследуемой установки с ее последующей идентификацией (настройкой) по результатам замеров контрольных режимных параметров.

В настоящей работе для настройки коэффициентов математической модели исследуемого энергоблока применяется разработанная ранее трехэтапная методика идентификации параметров моделей сложных теплоэнергетических установок. Данная методика позволяет более эффективно выявлять замеры параметров с грубыми погрешностями измерений, повысить точность настройки математических моделей и получить относительную оценку точности выполненной идентификации. Все

оптимизационные вычисления, необходимые для получения расчетных параметров математической модели ТЭУ, значения целевой функции и ограничений-неравенств выполнялись с применением разработанного в ИСЭМ СО РАН метода ступенчатой оптимизации. Данный метод позволяет решать оптимизационные задачи больших размерностей (сотни оптимизируемых параметров и ограничений-неравенств) с высокой точностью.

На третьей стадии рассматриваемого методического подхода, после идентификации математической модели, согласно выполненного ранее инженерного анализа и составленного перечня выявленных проблем и выбранных путей модернизации, вносятся изменения в ее расчетную схему. Далее выполняются оптимизационные расчеты применительно к базовому и модифицированным вариантам технологической схемы энергоустановки для различных режимов ее работы по критерию максимальной энергетической эффективности (минимум расхода топлива при заданных электрических нагрузках) и проводится сравнение полученных результатов. Под различными режимами работы понимается учет условий эксплуатации данной энергетической установки: времени года, а также фактических значений электрических нагрузок на клеммах генератора.

При модернизации действующих энергоустановок необходимо учитывать тот факт, что при этом происходит изменение технологической и расчетной схем ТЭУ. Следовательно, требуется предварительная разработка нескольких вариантов схем установки, отличающихся от базовой схемы действующего оборудования. При этом в модифицированных расчетных схемах исследуемого оборудования могут появиться новые элементы или узлы, такие как трубопроводы, насосы, теплообменные аппараты и прочие. Зачастую для этих новых элементов необходимо детализировать дополнительные параметры, значения которых заранее неизвестны. Дополнительные оптимизируемые параметры относятся к двум типам параметров: режимным и конструктивным. Режимные оптимизируемые параметры могут принимать различные значения в разных режимах работы установки, например, к таким параметрам могут относиться напор и производительность нового насоса в модернизированной схеме. Конструктивные оптимизируемые параметры, напротив, имеют одно значения для всех режимов работы установки, например, площадь поверхности нового теплообменника или диаметры его трубок. Таким образом, оптимизационная задача, применительно к модифицированной схеме ТЭУ, представляет собой комплексную задачу по определению оптимальных значений режимных параметров действующих узлов ТЭУ, а также режимных и конструктивных параметров новых узлов схемы.

В дополнение к вышесказанному, конструктивные оптимизируемые параметры новых узлов расчетной схемы энергоустановки могут быть не только непрерывными, но и дискретно изменяющимися. Например, к таким параметрам можно отнести диаметры

трубопроводов, имеющие строго заданный типоразмер, а также это может быть марка насоса или теплообменника. Дополнительную трудность составляет то, что для энергетического оборудования недостаточно провести подобный оптимизационный расчет лишь для одного режима работы установки. Необходимо проведение ряда расчетов при разных режимах работы ТЭУ, что позволит всецело оценить эффект от предложенных путей модернизации ее схемы.

Учитывая сказанное выше можно сделать вывод о необходимости разработки двух постановок оптимизационных задач. Первая постановка будет направлена на определение оптимального значения целевой функции для действующей схемы исследуемой ТЭУ. Вторая постановка, в свою очередь, позволит найти оптимальное значение целевой функции, применительно к модернизированной схеме, в которую включено новое оборудование. Таким образом, сравнение значений целевой функции, рассчитанной для базовой и модернизированной схемы при нескольких одинаковых режимах работы, позволит оценить возможную выгоду от внедрения модернизации в схему исследуемой ТЭУ.

Так как в диссертационной работе рассматривается конденсационный энергоблок, в качестве целевой функции оптимизационной задачи может выступать удельный расход топлива на выработку электроэнергии. При этом необходимо учитывать затраты электроэнергии на привод механизмов собственных нужд, таких как тягодутьевые машины, насосное оборудование и прочее. Другим вариантом целевой функции является полезная электрическая мощность, выработанная на энергоустановке. В данной работе в качестве целевой функции оптимизационной задачи был выбран удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии нетто (с учетом затрат электроэнергии на собственные нужды). Математическая постановка оптимизационной задачи применительно к базовой схеме энергоустановки представлена в выражениях (1)–(7):

$$\min_{x_{mo}^{i}} b_{fe}^{net}, \tag{1}$$

при условиях:

$$H(x_{mo}^{i},\ N_{g}^{i},\ \theta,\ D^{i}) = 0, \tag{2}$$

$$G(x_{mo}^{i},\ N_{g}^{i},\ \theta,\ D^{i}) \geq 0, \tag{3}$$

$$B_{fe}^{i} = f\left(x_{mo}^{i},\ N_{g}^{i},\ \theta,\ D^{i}\right), \tag{4}$$

$$N_{on}^{i} = \varphi\left(x_{mo}^{i},\ N_{g}^{i},\ \theta,\ D^{i}\right), \tag{5}$$

$$b_{fe}^{net} = \frac{\sum_{i=1}^{R}\left(B_{fe}^{i}\cdot T^{i}\right)}{\sum_{i=1}^{R}\left[\left(N_{g}^{i}-N_{on}^{i}\right)\cdot T^{i}\right]}, \tag{6}$$

$$\left(x_{mo\ j}^{i}\right)^{min} \leq x_{mo\ j}^{i} \leq \left(x_{mo\ j}^{i}\right)^{max}, \tag{7}$$

где b_{fe}^{net} – удельный расход условного топлива нетто (с учетом собственных нужд) на выработку электрической энергии на ТЭУ; H – ограничения в форме равенств (все уравнения

входящих в состав математической модели ТЭУ элементов расчетной схемы); G – ограничения в форме неравенств (физические и режимные ограничения, накладываемые на работу ТЭУ); x_{mo}^{i} – оптимизируемые режимные параметры действующих элементов схемы, наблюдаемые в i-м режиме работы ТЭУ; N_{g}^{i} – генерируемая электрическая мощность в i-м режиме работы ТЭУ; θ – массив коэффициентов математической модели, определенных в результате идентификации; D^{i} – массив всех исходных данных (конструктивных и режимных), определяющих i-й режим работы ТЭУ; B_{fe}^{i} – расход условного топлива в i-м режиме работы ТЭУ; T^{i}– продолжительность i-го режима работы ТЭУ; N_{on}^{i} – расход электроэнергии на собственные нужды в i-м режиме работы ТЭУ; i – индекс режимов работы ТЭУ ($i = 1, \ldots, P$); P – количество отдельных режимов работы ТЭУ; j – индекс оптимизируемых режимных параметров в одном режиме работы ТЭУ ($j = 1, \ldots, R$); R – количество отдельных оптимизируемых режимных параметров в одном режиме работы ТЭУ.

В отличие от вышеизложенной постановки задачи оптимизация, применительно к модернизированной схеме, дополнительно будет включать в себя определение оптимальных значений как режимных, так и конструктивных параметров нового оборудования в нескольких режимах работы исследуемой энергоустановки. С учетом этого постановка оптимизационной задачи принимает вид, представленный в выражениях (8)–(16):

$$\min_{x_{mo}^{i},\, x_{mn}^{i},\, x_{dn}} b_{fe}^{net}, \tag{8}$$

при следующих условиях:

$$H(x_{mo}^{i},\ x_{mn}^{i},\ N_{g}^{i},\ x_{dn},\ \theta,\ D^{i}) = 0, \tag{9}$$

$$G(x_{mo}^{i},\ x_{mn}^{i},\ N_{g}^{i},\ x_{dn},\ \theta,\ D^{i}) \geq 0, \tag{10}$$

$$B_{\text{ут}}^{i} = f\left(x_{mo}^{i},\ x_{mn}^{i},\ N_{g}^{i},\ x_{dn},\ \theta,\ D^{i}\right), \tag{11}$$

$$N_{\text{сн}}^{i} = \varphi\left(x_{mo}^{i},\ x_{mn}^{i},\ N_{g}^{i},\ x_{dn},\ \theta,\ D^{i}\right), \tag{12}$$

$$b_{fe}^{net} = \frac{\sum_{i=1}^{R}\left(B_{fe}^{i} \cdot T^{i}\right)}{\sum_{i=1}^{R}\left[\left(N_{g}^{i} - N_{on}^{i}\right) \cdot T^{i}\right]}, \tag{13}$$

$$\left(x_{mo\ j}^{i}\right)^{min} \leq x_{mo\ j}^{i} \leq \left(x_{mo\ j}^{i}\right)^{max}, \tag{14}$$

$$\left(x_{mn\ k}^{i}\right)^{min} \leq x_{mn\ k}^{i} \leq \left(x_{mn\ k}^{i}\right)^{max}, \tag{15}$$

$$\left(x_{dn\ l}^{i}\right)^{min} \leq x_{dn\ l}^{i} \leq \left(x_{md\ l}^{i}\right)^{max}, \tag{16}$$

где часть обозначений те же, что и в выражениях (1)–(7); x_{mn}^{i} – оптимизируемые режимные параметры новых элементов расчетной схемы, наблюдаемые в i-м режиме работы ТЭУ; x_{dn} – оптимизируемые конструктивные параметры новых элементов расчетной схемы ТЭУ; k – индекс оптимизируемых режимных параметров для новых элементов расчетной схемы в

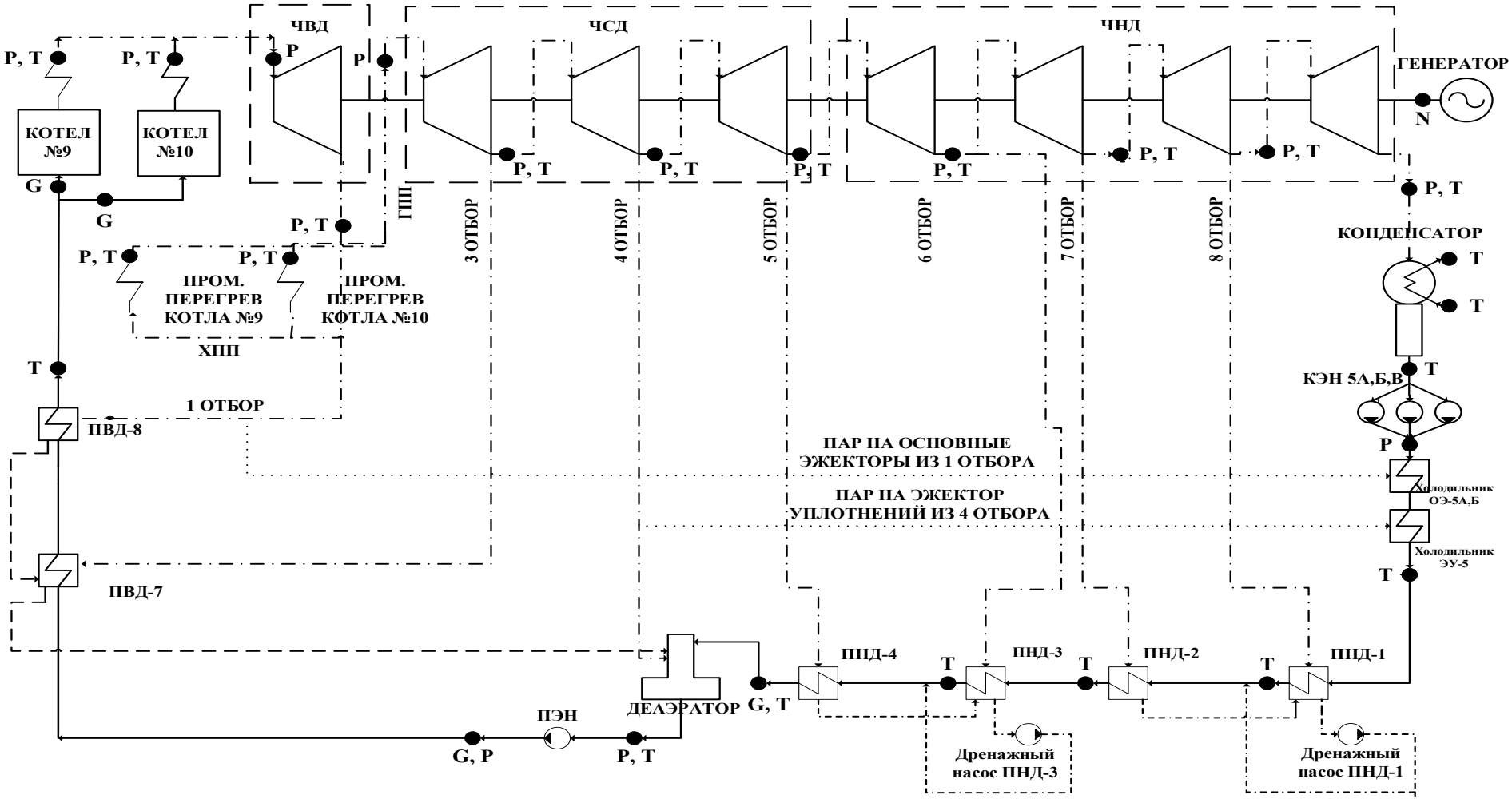
одном режиме работы ТЭУ ($k = 1, \ldots, S$); S – количество отдельных оптимизируемых режимных параметров для новых элементов расчетной схемы в одном режиме работы ТЭУ; l– индекс оптимизируемых конструктивных параметров для новых элементов расчетной схемы ТЭУ ($l = 1, \ldots, T$); T – количество отдельных оптимизируемых конструктивных параметров для новых элементов расчетной схемы ТЭУ.

На основании полученных результатов оптимизационных расчетов для базовой и модифицированной схем выполняется оценка эффективности рассматриваемых технических решений, и строятся выводы о возможности их реализации на практике.

Далее в главе приводится описание математической модели исследуемого в настоящей работе энергоблока. В качестве прототипа для моделирования выбран энергоблок №5 филиала ООО «Байкальская Энергетическая Компания» ТЭЦ-10 (Иркутская область, г. Ангарск). В его состав входит паротурбинная установка К-150-130 с установленной электрической мощностью 150 МВт и два котельных агрегата высокого давления ПК-24 (82СП-270/140). Турбина К-150-130 относится к конденсационному типу и предназначена для работы на перегретом паре с давлением 12,7 МПа и температурой 545°С. Котлоагрегат ПК-24 является энергетической установкой высокого давления, прямоточного типа, номинальной паропроизводительностью 270 т/час. Конструкция котла включает промежуточный перегрев отработавшего в турбине вторичного пара.

Математическая модель энергоблока была построена с помощью среды разработки СМПП-ПК. В ней были объединены связями по питательной воде, острому пару и пару промежуточного перегрева математические модели двух котельных агрегатов и паровой турбины. Расчётная схема включает 121 элемент и 198 связей между ними. Полученная модель содержит 1297 информационно-входных, 1457 информационно-выходных параметров, из которых 132 параметра являются итерационно-вычисляемыми и требуют задания начального приближения. При построении математической модели энергоблока были использованы разработанные ранее в ИСЭМ СО РАН модели элементов котельного агрегата и турбоустановки: топка, камера сгорания, радиационные и конвективные поверхности нагрева, ширмовые и конвективные пароперегреватели, отсеки турбины, регенеративные подогреватели, электрогенератор, насосы и другие.

В завершении главы представлены результаты выполненной автором идентификации математической модели. Замеры параметров работы энергоблока №5, необходимые для выполнения идентификации его математической модели были проведены в ходе эксплуатации оборудования для установившихся режимов работы с электрической нагрузкой 140, 132 и 108 МВт. Схема измерений контрольных параметров работы энергоблока представлена на Рисунке 2.



Примечание: ХПП – холодная нитка пара промежуточного перегрева; ГПП – горячая нитка пара промежуточного перегрева; ПЭН – питательный электронасос; КЭН – конденсатный электронасос; ЧВД – часть высокого давления; ЧСД – часть среднего давления; ЧНД – часть низкого давления; ПВД – регенеративный подогреватель высокого давления; ПНД – регенеративный подогреватель низкого давления.

Рисунок 2 – Схема измерений контрольных параметров работы турбоагрегата

На данной схеме точками отмечены места расположения датчиков, измеряющий давление (P), температуру (T) и расход теплоносителя (G). Каждый из рассматриваемых режимов работы энергоблока включал в себя 84 замеренных значений контрольных параметров в различных точках технологической схемы, из которых 8 относились к информационно-входным (задаваемым) для математической модели и 76 – информационно-выходным (вычисляемым) при расчете математической модели. Класс точности установленных на оборудовании и используемых для замеров средств измерения составлял: для приборов, измеряющих электрическую нагрузку – 1,0%; давление – 1,0%; температуры воды, пара и воздуха – 1,0%; температуры острого пара, горячего промперегрева, уходящих газов на выходе из котлоагрегатов – 0,5%; расхода основного конденсата и питательной воды – 4,0%; температуры дымовых газов за конвективными поверхностями нагрева котлоагрегатов – 5,0%.

Математическая модель энергоблока содержит 91 настраиваемый коэффициент, который был определен в ходе ее настройки с учетом текущего состояния исследуемой ТЭУ. На первом этапе решения задачи идентификации параметров математической модели исследуемой ТЭУ были выявлены несколько замеряемых параметров, выходящих за пределы заявленной точности средств измерения. Данные замеры были отмечены, как неточные и удалены из дальнейшего расчета. По результатам второго этапа максимальное относительное отклонение (т.е. отношение абсолютной разницы между замеряемым на установке и вычисляемым на модели параметром к среднеквадратичной погрешности замера) среди всех замеряемых параметров составило 2,947, что согласуется с правилом «трех сигма». После решения оптимизационной задачи идентификации на третьем этапе значение суммы модулей относительных отклонений снизилось на 28% по сравнению с такой же суммой, полученной на втором этапе. Важно подчеркнуть, что максимальное относительное отклонение по сравнению со вторым этапом не выросло. Полученный результат свидетельствует о более точной настройке математической модели энергоблока, характеризующей его фактическое (на момент выполнения замеров) состояние.

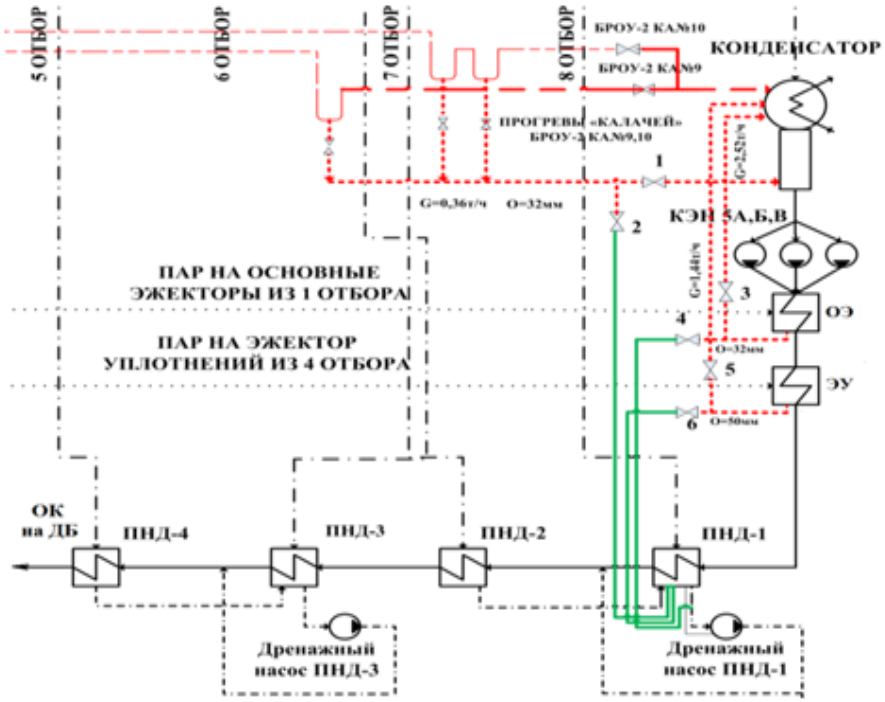
В третьей главе в качестве первого примера применения рассматриваемого в диссертационной работе методического подхода представлена оценка эффективности технического решения по модернизации технологической схемы регенерации низкого давления энергоблока №5 ТЭЦ-10 ООО «БЭК», выполненная с применением его настроенной математической модели. В действующей технологической схеме исследуемой энергетической установки были выделены три потока дренажей, снижающих экономичность работы за счет безвозвратной потери тепла с охлаждающей водой в конденсаторе ПТУ. К ним относятся:

1) Дренаж эжектора уплотнений ЭУ-6, заведенный в действующей схеме в нижнюю часть конденсатора турбины.

2) Дренаж основных эжекторов ОЭ-5А, Б заведен в действующей схеме в паровое пространство конденсатора.

3) Дренаж прогревов блочной редукционно-охладительной установки (БРОУ-2) КА №9, 10 заведен в нижнюю часть конденсатосборника.

На Рисунке 3 представлен фрагмент модернизированной технологической схемы энергоблока №5. На схеме красной штриховой линией показаны направления тепловых потоков дренажей в действующей схеме, которые заведены в конденсатор турбины, а зеленой сплошной линией – предложенные изменения.



Примечания: КЭН – конденсатный электронасос; ПНД – подогреватель низкого давления; ОЭ – холодильник основных эжекторов; ЭУ – холодильник эжектора уплотнений; БРОУ – блочная редукционно-охладительная установка; ОК – основной конденсат; ДБ – деаэратор

Рисунок 3 – Модернизация тепловой схемы регенерации низкого давления энергоблока

Оптимизационные расчеты с применением настроенной математической модели энергоблока №5 были выполнены для действующей и измененной технологической схемы с учетом условий эксплуатации данной энергетической установки: времени года, а также фактических значений электрических нагрузок на клеммах генератора.

Результаты расчетов показывают, что изменение направления перечисленных выше потоков дренажей из конденсатора паровой турбины в ПНД-1 способствует снижению расхода топлива при заданной выработке электроэнергии, а именно:

- Перенаправление потоков дренажей основных эжекторов и эжектора уплотнений энергоблока №5 позволит уменьшить удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии для рассматриваемых режимов работы в среднем на 0,014 грамма.
- Перенаправление прогревов БРОУ-2 КА №9, 10 позволит уменьшить удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии для рассматриваемых режимов работы в среднем на 0,195 грамма.
- Совместное перенаправление тепловых потоков приведет к снижению удельного расхода условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии для рассматриваемых режимов работы в среднем на 0,210 грамма.

Показатели экономической эффективности предложенной модернизации технологической схемы регенерации низкого давления энергоблока приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Показатели экономической эффективности модернизации технологической схемы

Показатель, ед. измерения	**Значение**
Продолжительность работы, час	6638
Снижение удельного расхода топлива, г.у.т./кВт·ч	0,210
Экономия топлива за год, т.у.т	181,22
Экономия средств за год, руб.	514295
Капиталовложения на модернизацию с учетом амортизации, руб.	55561
Экономический эффект	9,26
Срок окупаемости, месяц	1,3

Из Таблицы 1 следует, что при работе оборудования в течение 6638 часов в год, срок окупаемости предложенной модернизации технологической схемы составит чуть более одного месяца. Годовая экономия средств с учетом окупаемости капиталовложений и затрат на амортизацию при этом составит 458734 рублей.

Другим примером практического применения представленного в настоящей работе методического подхода является модернизация технологической схемы основного конденсата исследуемого энергоблока, направленная на решение проблемы повышенного расхода электроэнергии на привод конденсатных насосов (КЭН) блока, связанной с их не в полной мере корректным выбором при первоначальном проектировании схемы данной ТЭУ. Действующая схема включает три конденсатных насоса 12КсВ 9х4 производительностью 320 м^3/ч каждый при напоре 1,56 МПа. В реальных условиях эксплуатации вследствие повышенного сопротивления сети и наличия значительной постоянной рециркуляции конденсата производительности одного КЭН недостаточно для обеспечения работы энергоблока в диапазоне около номинальных электрических нагрузок. В результате в работе находятся два насоса, нагруженных не более чем на 50–55% каждый, что приводит к

существенному перерасходу электроэнергии на СН. Решение данной проблемы может быть выполнено путем параллельного включения в схему основного конденсата дополнительного насоса 1Кс20-110, который будет выполнять функцию технологически необходимой рециркуляции – подачи холодного конденсата на уплотнение рабочих валов питательных электронасосов (ПЭН) блока в местах выхода вала из корпуса насоса с последующим его сливом в паровое пространство конденсатора.

Предложенная модернизация схемы основного конденсата блока представлена на Рисунке 4. На представленной схеме жирной сплошной линией показано направление движения основного конденсата в действующей схеме, а жирной штриховой линией – предложенное изменение схемы с дополнительным насосом уплотнений ПЭН.

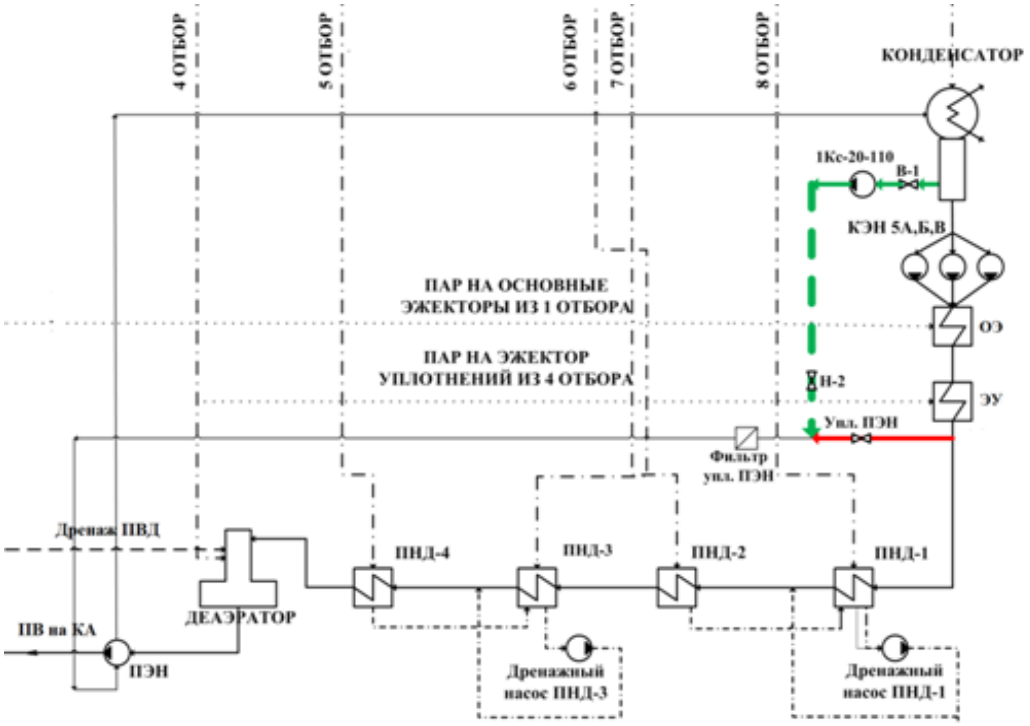


Рисунок 4 – Модернизация технологической схемы основного конденсата энергоблока

Результаты оптимизационных расчетов математической модели для действующей и измененной схемы основного конденсата представлены в Таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов математической модели для действующей и измененной схемы основного конденсата энергоблока при различных режимах его работы

Параметры, ед. измерения	**Режим 108 МВт**	**Режим 139 МВт**	**Режим 141 МВт**	**Режим 150 МВт**
Расход электроэнергии на перекачку ОК (действующая схема), кВт	171,44	193,77	287,14	292,55
Расход электроэнергии на перекачку ОК (измененная схема), кВт			199,10	204,96

Продолжение таблицы 2

КПД нетто энергоблока (действующая схема), %	33,769	33,869	33,847	33,810
КПД нетто энергоблока (измененная схема), %			33,875	33,852
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии (действующая схема), г.у.т./кВт ч	363,823	362,745	362,980	363,380
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии (измененная схема), г.у.т./кВт ч			362,681	362,929
Снижение удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии (нетто), г.у.т./кВт·ч	–	–	0,299	0,451

При эксплуатации энергоблока в диапазоне электрических нагрузок 108 – 139 МВт по действующей схеме в работе находится один конденсатный насос, а в диапазоне нагрузок 140 – 150 МВт два КЭНа. В модернизированной схеме на всех режимах в работе находится один КЭН. Насос уплотнений 1Кс20-110 включается в работу в режимах с нагрузками 140 – 150 МВт. Из Таблицы 2 мы можем наблюдать снижение расхода электроэнергии на СН энергоблока в диапазоне нагрузок от 140 до 150 МВт за счет отсутствия необходимости включения в параллельную работу второго конденсатного насоса. Показатели экономической эффективности предложенной модернизации технологической схемы основного конденсата приведены в Таблице 3.

Таблица 3 – Показатели экономической эффективности модернизации технологической схемы

Показатель, ед. измерения	**Значение**
Продолжительность работы, час	3120
Снижение удельного расхода топлива, г.у.т./кВт·ч	0,375
Экономия топлива за год, т.у.т	169,650
Экономия средств (работа энергоблока с $N_э \geq 140$ МВт)	481460
Капиталовложения на модернизацию с учетом амортизации, руб.	400573
Экономический эффект	1,20
Срок окупаемости, год	0,83

Результаты оптимизационных расчетов показывают, что при работе энергоблока №5 в течение года с электрической нагрузкой в диапазоне 140 – 150 МВт продолжительностью немногим более трех тысяч часов экономия средств от предложенной модернизации составит около полумиллиона рублей, а срок окупаемости – чуть менее одного года.

В заключении отражены основные научные результаты работы.

1. Разработан оригинальный подход к оценке эффективности комплексной модернизации действующего теплоэнергетического оборудования ТЭС. Данный подход опирается на предварительно настроенную по результатам замеров контрольных режимных параметров математическую модель ТЭУ и состоит из трех стадий. На первой стадии осуществляется выбор объекта исследования. Далее проводится подробный инженерный анализ действующей схемы ТЭУ, который завершается составлением перечня выявленных проблем**.** На второй стадии предлагаются способы устранения выявленных проблем и выполняется разработка математической модели исследуемой установки с ее последующей идентификацией по результатам замеров режимных параметров. На третьей стадии вносятся изменения в расчетную схему установки, выполняются оптимизационные расчеты применительно к базовому и модифицированным вариантам технологической схемы. На основании полученных результатов выполняется сравнительная оценка эффективности рассматриваемых технических решений и принимается решение о реализации их на практике.

2. В рамках третьей стадии представленного методического подхода разработаны две постановки оптимизационных задач. Первая – направлена на определение оптимального значения целевой функции для действующей схемы исследуемой энергоустановки. Вторая – позволяет найти оптимальное значение целевой функции, применительно к модернизированной схеме, в которую включено новое оборудование. Сравнение значений целевой функции, рассчитанной для базовой и модернизированной схемы при нескольких одинаковых режимах работы, позволяет оценить энергетическую эффективность от внедрения модернизации в технологическую схему исследуемой ТЭУ.

3. Разработана математическая модель действующего дубль-блока номинальной мощностью 150 МВт, настроенная на его фактическое техническое состояние по результатам замеров режимных параметров в контрольных узлах технологической схемы данной ТЭУ.

4. Рассмотрены способы повышения эффективности исследуемой ТЭУ:

– путем малозатратной модернизации, заключающейся в перенаправлении потоков дренажей регенерации низкого давления и прогревов БРОУ-2 котлоагрегатов из конденсатора паровой турбины в ПНД-1.

– путем модернизации, заключающейся во включении в схему основного конденсата дополнительного насоса 1Кс-20-110.

5. На основании сравнения результатов выполненных оптимизационных расчетов для действующей и модернизированной технологической схемы энергоблока показано, что перечисленные выше способы обеспечивают экономический эффект за счет повышения энергетической эффективности исследуемой ТЭУ.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК по специальности 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

1. Забуга, Ф. В. Исследования на основе математического моделирования энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО "Байкальская Энергетическая Компания" для оценки эффективности его модернизации / Ф. В. Забуга, В. Э. Алексеюк // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2021. - Т. 25, № 2(157). - С. 183-195.

2. Забуга, Ф.В. Оценка модернизации схемы основного конденсата энергоблока №5 ТЭЦ-10 с применением его настроенной математической модели / Ф. В. Забуга, В. Э. Алексеюк // iPolytech Journal. - 2022. Т. 26, №3. – С. 426-438.

3. Клер, А.М. Подход к оценке эффективности комплексной модернизации технологических схем действующих теплоэнергетических установок на основе методов математического моделирования и оптимизации / А.М. Клер, Ф.В. Забуга, В.Э. Алексеюк // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2024. – №1(33). – С. 50-65.

Публикации в сборниках конференций, индексируемых в системе цитирования Scopus

1. Zabuga, F.V. Research based on mathematical modeling of CHP-10 power unit No 5 "Baikal Energy Company" LLC to assess the efficiency of its modernization / F.V. Zabuga, V.E. Alekseiuk - DOI: 10.1051/e3sconf/202128902002. // E3S Web Conf., International Conference of Young Scientists "Energy Systems Research 2021". - 2021. Vol. 289.

Статьи в прочих изданиях

1. Забуга, Ф.В. Использование математической модели паровой турбины К-160-130 для модернизации ее технологической схемы / Ф.В. Забуга // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – 2017. – Выпуск 47. – С. 56-61.

2. Забуга, Ф.В. Использование математической модели действующего энергоблока для модернизации его технологической схемы / Ф.В. Забуга // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – 2018. – Выпуск 48. – С. 51-56.

3. Забуга, Ф.В. Оценка энергетической эффективности модернизации схемы энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО "Байкальская энергетическая компания" с применением его настроенной математической модели / Ф. В. Забуга, В. Э. Алексеюк // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2022. – № 3. – С. 15-22.

4. Забуга, Ф.В. Модернизация схемы основного конденсата энергоблока №5 ТЭЦ-10 с использованием настроенной математической модели / Ф. В. Забуга, В. Э. Алексеюк // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Иркутск, 19–22 апреля 2022 года. Том 2. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет. – 2022. – С. 132-137.

Отпечатано в типографии «Дубль Принт»
664046, г. Иркутск, ул. Волжская, 14, оф. 112
Заказ № 4057, тираж 100 экз.