



ВТИ

ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ
И Н С Т И Т У Т

Выпуск 1

ВЕСТНИК ВТИ



2026

МОСКВА

Акционерное общество «Всероссийский
дважды ордена Трудового Красного Знамени
Теплотехнический научно-исследовательский институт»
(АО «ВТИ»)

Вестник ВТИ

Сборник статей

Выпуск № 1/ 2026
Юбилейный номер к 105-летию ВТИ

Москва – 2026

УДК 621.311:620.4

ББК

31.3

Научное издание

Редакционная коллегия: *Барциц И.Н.*, директор по научно-образовательной деятельности АО «ВТИ», д-р юрид. наук, проф; *Березинец П.А.*, заведующий лабораторией парогазовых установок отделения турбинных установок АО «ВТИ», д-р техн. наук, гл. науч. сотр.; *Гринь Е.А.*, заведующий лабораторией конструкционной прочности оборудования ТЭС АО «ВТИ», д-р техн. наук; *Пчелинцев А.В.*, директор по аналитическим исследованиям АО «ВТИ»; *Рябов Г.А.*, заведующий лабораторией специальных котлов отделения парогенераторов и топочных устройств АО «ВТИ», д-р техн. наук; *Сенецкий А.В.*, заведующий кафедрой теории и практики развития прикладных технических квалификаций имени профессора Л.К. Рамзина АО «ВТИ», д-р техн. наук, ст. науч. сотр.; *Тарадай Д.В.*, директор по эксплуатации и ремонту энергетического оборудования АО «ВТИ», канд. техн. наук; *Травин Д.Г.*, исполнительный директор АО «ВТИ», канд. юрид. наук; *Тугов А.Н.*, заведующий отделением парогенераторов и топочных устройств АО «ВТИ», д-р техн. наук, ст. науч. сотр.; *Тумановский А.Г.*, первый заместитель научного руководителя АО «ВТИ», д-р техн. наук, ст. науч. сотр.; *Федоров А.И.*, заведующий котельной лабораторией отделения парогенераторов и топочных устройств АО «ВТИ», д-р техн. наук.

В-38

Вестник ВТИ [Текст]: сборник статей. – Москва: АО «ВТИ», 2026. Выпуск 1. – 132 с.: ил.

ISBN 978-5-905858-69-7

В сборнике представлены научные статьи ведущих и молодых ученых, представляющие перспективные направления научно-практических поисков в решении актуальных проблем энергетической отрасли Российской Федерации.

В научном издании рассмотрены вопросы: расчета лучистого теплообмена в слоевых топках котлов для сжигания ТКО; анализа подходов к созданию энергетических поршневых двигателей; применения нейро-нечётких систем в задачах диагностики теплоэнергетического оборудования; сероочистки в отечественной энергетике; эффективности и маневренности парогазовых установок; методологии определения платежной базы водопользования ТЭС при эксплуатации водоемов-охладителей; функционирования локальных центров обработки данных в системе управления ТЭЦ; ошибок персонала в надежности работы электростанций; применения ресурсосберегающих технологий в системах оборотного охлаждения.

Особое внимание уделено вопросу подготовки научных и научно-педагогических кадров для развития кадрового потенциала энергетической отрасли.

ISBN 978-5-905858-69-7

© Авторы, 2026

© АО «ВТИ», 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПАМЯТИ ВЫДАЮЩЕГОСЯ УЧЕНОГО

<i>Березинец П.А.</i> Памяти Президента АО «ВТИ» Гургена Гургеновича Ольховского	5
--	---

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ, ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ

<i>Травин Д.Г., Голобоков А.В.</i> Трансформация подходов к развитию систем теплоснабжения в Российской Федерации	11
<i>Мальчугов А.С.</i> Сероочистка в российской энергетике	17
<i>Пимоненкова С.П.</i> Методологические проблемы определения платёжной базы водопользования ТЭС при эксплуатации водоемов-охладителей	28
<i>Четверикова Т.Н., Никитина И.С.</i> Ресурсосберегающие технологии в системах оборотного охлаждения	37
<i>Скиданов Д.Д.</i> Локальные центры обработки данных в системе управления ТЭЦ	43
<i>Гуреев М.А.</i> Ценность изучения физики в 7–9 классах: дидактические, когнитивные и нейропедагогические аспекты	52

НАДЕЖНОСТЬ, РЕСУРС, ДИАГНОСТИКА И БЕЗОПАСНОСТЬ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

<i>Гринь Е.А., Крейцер К.К., Пшеченкова Т.П., Любимов А.А.</i> Актуализация базового отраслевого нормативного документа по контролю металла и продлению срока службы оборудования ТЭС	57
<i>Латин А.Д.</i> Применение нейро-нечётких систем в задачах диагностики теплоэнергетического оборудования	64
<i>Семенов А.В.</i> Эксплуатация котельных элементов из стали 20 при термическом воздействии выше расчетных температур	71
<i>Смирнов К.М.</i> Цена ошибки персонала в надежности работы электростанций	77

ТЕХНОЛОГИИ ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ, ГОРЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

<i>Лазарев М.В., Павлов А.А., Скуратов А.В., Байков Т.Т., Ермакова С.В., Захаров А.Е., Шайхиев Р.Р.</i> Оптимизация режимов работы энергоблоков Кармановской ГРЭС с БТС на нагрузках менее 60 % от номинальной	85
--	----

<i>Тугов А.Н.</i> Расчет лучистого теплообмена в слоевых топках котлов для сжигания ТКО	100
<i>Голубов А.С.</i> Анализ подходов к созданию энергетических поршневых двигателей	109
<i>Карев Т.П.</i> Разработка методики проектирования высокоэффективных водородно-кислородных камер сгорания для установок мегаваттного класса	119
<i>Михайлин М.А.</i> Эффективность и маневренность парогазовых установок: аналитический обзор	126

ИНФОРМАЦИЯ

Прием в аспирантуру АО «ВТИ» в 2026 году	131
План научно-технических мероприятий, проводимых АО «ВТИ» в 2027 году	132

Памяти выдающегося ученого

УДК 001.32

ПАМЯТИ ПРЕЗИДЕНТА АО «ВТИ» ГУРГЕНА ГУРГЕНОВИЧА ОЛЬХОВСКОГО

Березинец Павел Андреевич – доктор технических наук, главный научный сотрудник, Научно-образовательного центра профессиональных компетенций в сфере теплоэнергетики и теплотехники Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, PAVBerezinets@vti.ru

Аннотация. Статья посвящена памяти выдающегося ученого Гургена Гургеновича Ольховского и его роли в развитии науки и Всероссийского теплотехнического института. Охарактеризованы ключевые вехи генезиса ВТИ от момента создания до настоящего времени, описаны особенности развития института, рассмотрены научные направления в тепловой энергетике. Определен вклад руководителей ВТИ в трансформацию института в центр компетенций всех областей теплотехники. Описаны заслуги работников ВТИ, отмеченных Ленинской, Сталинской и Государственной премиями.

Ключевые слова: история ВТИ; Гурген Гургенович Ольховский; вклад в науку; роль личности ученого; развитие теплотехники и теплоэнергетики

Наш институт (АО «ВТИ»), учреждённый решением Совета труда и обороне 21 июля 1921 года, после принятия плана ГОЭЛРО 22 декабря 1920 года на VIII Всероссийском съезде Советов, «...в целях планомерного научного изучения и разработки, выдвигаемых жизнью практических вопросов теплотехники, связанных с ними технико-экономических задач», достойно проработал первые 100 лет, выполняя функции головного отраслевого научно-исследовательского института. Заслуги института в развитии отечественной тепловой энергетики отмечены двумя орденами Трудового Красного Знамени (1946 г., 1971 г.).

Теплотехнический институт имени профессоров В.И. Гриневецкого и К.В. Кирша, так он был назван после учреждения в знак признания заслуг и для увековечения имён основателей и главных руководителей московской школы теплотехники (МВТУ) и инициаторов создания института, ставший в 1922 году Всесоюзным, с 1930 года носивший имя Ф.Э. Дзержинского, в первые годы не был чётко ориентирован на электроэнергетику, как сейчас, а работал как многопрофильная топливно-энергетическая организация. Областью деятельности института являлись изучение топлив, разработка

технологий их подготовки и сжигания, оказание технической помощи в использовании низкосортных и местных топлив, реализации плана ГОЭЛРО. С 30-х годов институт начал исследование теплофизических свойств воды и водяного пара при высоких, сверхвысоких, сверхкритических и суперсверхкритических параметрах, исследование процессов теплообмена и гидродинамики в паровых котлах, парогенераторах АЭС, теплообменном оборудовании турбинных установок, газодинамики паровых и газовых турбин, исследование и совершенствование термодинамических циклов паросиловых, газотурбинных и парогазовых установок. Все исследования проводились на собственных экспериментальных стендах, экспериментальных и промышленных установках. Результаты исследований затем превращались в проекты нового более совершенного энергетического оборудования, головные образцы которого испытывались при активном участии сотрудников института.

До аварии на Чернобыльской АЭС в 1986 году диапазон компетенций ВТИ охватывал все технологические процессы производства электроэнергии и тепла на тепловых и атомных электростанциях. Общая численность сотрудников, включая СКБ, четыре филиала и две экспериментальные ТЭЦ, составляла около четырёх тысяч.

За 100 лет деятельности в ВТИ сменились только 14 директоров. И среди них были крупные учёные, выполнявшие фундаментальные исследования и прикладные разработки для развития тепловой энергетики и теплотехники в целом: профессор Л.К. Рамзин (1921-1930 гг.) – первый директор Теплотехнического института имени профессоров В.И. Гриневецкого и К.В. Кирша, а в последующем Всесоюзного теплотехнического института, д.т.н. Павел Иванович Михайлов (1944-1948 гг.), д.т.н. Алексей Сергеевич Горшков (1948-1967 гг.), д.т.н. Василий Ефимович Дорожук (1971-1985 гг.), чл.-корр. РАН Гурген Гургенович Ольховский (1985-2010 гг.), чл.-корр. РАН (ныне академик РАН) Александр Викторович Клименко (2010-2014 гг.). Являясь административными руководителями, они возглавляли научные направления в тепловой энергетике. Суммарная продолжительность управления институтом вышеупомянутыми шестью директорами составляет 75 лет. Результатом их работы явилось превращение института в центр компетенций практически во всех областях теплотехники.

Яркими вехами деятельности ВТИ явились переход на сжигание угля в пылевидном состоянии, разработка и ввод в эксплуатацию на ТЭЦ высокого давления ВТИ (ныне ТЭЦ-9 ПАО «Мосэнерго») сначала экспериментального на 3,6 т/ч, а потом, в 1933 году, прямоточного котла Л.К. Рамзина СППВ 200/140 (200 т/ч, 13,7 МПа, 500 °С, промперегрев 2,5 МПа, 410 °С) и в 1947 году прямоточного котла 60-ОП (12 т/ч, 29,4 МПа, 600 °С, а позднее 650 °С) на Экспериментальной ТЭЦ ВТИ, создание горнового газификатора угля, разработка и исследование передовых

образцов отечественных газотурбинных установок (ГТУ), переход тепловой энергетики на сверхкритические параметры пара в 60-х годах, разработка и освоение бинарных парогазовых установок в 90-х годах.

В институте начинали работать лаборантами, техниками и инженерами, а в последующем руководили лабораториями и кафедрами в вузах выдающиеся учёные-теплотехники. Вот некоторые из 22 лауреатов Ленинской, Сталинской и Государственной премий, 45 лауреатов премии правительства СССР и Российской Федерации:

– *в области подготовки и сжигания топлива*: Михаил Юдимович Лурье, Николай Михайлович Михайлов, Анатолий Петрович Ворошилов, чл.-корр. АН СССР Александр Саввич Предводителей, Христофор Иосифович Колодцев, Виталий Петрович Ромадин, Василий Иванович Бабий, Юрий Павлович Енякин, Анатолий Григорьевич Тумановский, Юрий Леонидович Маршак, Андрей Дмитриевич Горбаненко;

– *в области котлостроения и внутрикотловых процессов*: Леонид Константинович Рамзин (первый директор института), Эммануил Ильич Ромм, Николай Васильевич Кузнецов, Анатолий Лазаревич Шварц, Борис Исаакович Шмуклер;

– *в области турбиностроения*: чл.-корр. АН СССР Андрей Владимирович Щегляев, Алексей Сергеевич Горшков (директор ВТИ), Яков Моисеевич Рубинштейн, Борис Моисеевич Якуб, Ефим Яковлевич Соколов, Лев Давидович Берман, Яков Моисеевич Рубинштейн, Владимир Николаевич Веллер, Гертруда Александровна Киракосянц, Геннадий Иванович Ефимочкин, Борис Тихонович Рунов, Георгий Иванович Шувалов, чл.-корр. РАН Гурген Гургенович Ольховский (директор ВТИ), чл.-корр. РАН (ныне академик РАН) Александр Викторович Клименко (директор ВТИ);

– *в области теплофизики*: Дмитрий Львович Тимрот, Натан Борисович Варгафтик, Соломон Лазаревич Ривкин, Анатолий Моисеевич Сирота, Василий Ефимович Дорощук (директор ВТИ);

– *в области водной химии и огнестойкого масла*: Юрий Максимович Кострикин, Фёдор Георгиевич Прохоров, Казимир Александрович Янковский, Юрий Викторович Балабан-Ирменин, Генрих Владимирович Мацкевич, Анастасия Васильевна Кирилина, Константин Иванович Иванов, Евгения Давидовна Вилянская, Рафаил Александрович Липштейн;

– *в области автоматизации технологических процессов*: Евгений Павлович Стефани, Вадим Дмитриевич Миронов, Наум Ильич Давыдов, Наталья Викторовна Зорченко, Юрий Викторович Нестеров, Людмила Михайловна Живилова;

– *в области котельных и турбинных сталей и сплавов*: Виктор Фёдорович Злепко, Феликс Афанасьевич Хромченко, Владимир Фёдорович Резинских, Владимир Григорьевич Зеленский, Татьяна Алексеевна Швецова, Евгений Алексеевич Гринь, Галина Георгиевна Пронина.

Гурген Гургенович Ольховский руководил институтом 25 лет (1985-2010 гг.) из своего семидесятилетнего стажа работы в институте (1956-2026 гг.) после окончания МЭИ.

Лаборатория газовых турбин, в которую пришёл работать молодой инженер, была основана в 1950 году, спустя 10 лет после перевода в ЦИАМ лаборатории №1 ВТИ, возглавляемой профессором Владимиром Васильевичем Уваровым. С 1950 года по 1972 год вновь образованную лабораторию возглавлял Георгий Иванович Шувалов. В конце 50-х годов в лаборатории была создана высокотемпературная (1600 °С) газовая турбина мощностью 1500 кВт, в разработке и испытаниях которой Г.Г. Ольховский принимал активное участие. Затем были испытания ГТУ на Шатской станции «Подземгаз», 10-ти мегаваттной воздушной турбины Эшер Висс на Каширской ГРЭС. Активное участие Г.Г. Ольховский принимал в проектировании, наладке и испытаниях ГТУ типа ГТ-25-700 на первой в СССР газотурбинной Якутской ГРЭС. Эта работа была отмечена премией Совета Министров СССР, и Г.Г. Ольховский стал одним из её лауреатов. В последующем лауреатом премии правительства России он становился ещё дважды. В 1972 году Г.Г. Ольховский сменил Г.И. Шувалова на посту руководителя лаборатории.

До назначения в 1985 году директором ВТИ Г.Г. Ольховский уже состоялся как учёный – доктор технических наук, лауреат премии правительства СССР, заведующий лабораторией газотурбинных установок. К тому времени (с 1975 г.) уже были начаты разработки бинарных парогазовых установок, одним из инициаторов которых он был.

На долю Гургена Гургеновича, как директора ВТИ, пришлось сложные для страны и наиболее тяжёлые для ВТИ годы.

После Чернобыльской катастрофы АЭС были переданы из Министерства энергетики СССР в Министерство среднего машиностроения (сегодня – госкорпорация «Росатом»). В связи с этим из АО «ВТИ» туда же были переведены ядерно-физическое отделение и отделение атомных электростанций. Огромных усилий новому директору стоило сохранение от разделения исторической территории и нового здания института. Затем последовал распад страны и уничтожение системы централизованного управления экономикой и энергетикой страны, в частности. В либеральной конфигурации электроэнергетики услуги института, определявшего научно-технический прогресс в тепловой энергетике, оказались невостребованными. Институт потерял свои филиалы и СКБ. Неимоверными усилиями Г.Г. Ольховский сохранил исторический ВТИ и обе экспериментальные ТЭЦ без изменения структуры, хотя и с сокращением численности сотрудников.

Фантастическая работоспособность, высокий профессионализм, способность слушать и слышать позволяли Г.Г. Ольховскому ставить и решать глобальные отраслевые научно-технические задачи, фактически

возглавляя лабораторию газотурбинных установок совмещая её работу с колоссальной административной ответственностью на посту директора.

Под руководством Г.Г. Ольховского были проведены тепловые испытания абсолютного большинства установленных в РФ энергетических ГТУ как отечественного, так и зарубежного производства. Их результаты послужили основой технических требований к конструкции разрабатываемых новых отечественных ГТУ. Проведенные в тесном сотрудничестве с заводами-изготовителями, энергокомпаниями и научно-исследовательскими организациями разноплановые многоцелевые испытания мощных газотурбинных установок типа ГТ-100, ГТЭ-150 и ГТЭ-110, а также экспериментальные исследования на электростанциях и стендах (в т.ч. в АО «ВТИ» охлаждаемых лопаток и малотоксичных камер сгорания) обеспечили доведение показателей их надёжности до мирового уровня. По результатам испытаний ГТУ и парогазовых установок (ПГУ) были написаны 3 монографии.

В конце 80-х годов Г.Г. Ольховский, опираясь на разработку ЛМЗ мощной ГТУ типа ГТЭ-150, по своей инициативе организовал работу ВТИ, ЗиО и института УралТЭП по созданию бинарной парогазовой установки мощностью 800 МВт на Кармановской ГРЭС, не уступающую по показателям лучшим зарубежным аналогам. Выработанные в ходе неё технические решения были использованы при разработке лидерной ПГУ-450Т для Северо-Западной ТЭЦ СПб, явившуюся первой в современной истории РФ электростанцией нового поколения с парогазовым бинарным циклом. Успешное освоение этого энергоблока предопределило дальнейшее использование полученного практического научно-технического и экспериментального опыта в других ПГУ. Пуск ПГУ-450Т в 2000 году и последующие интенсивные вводы ПГУ различных типов и мощностей позволили отечественной тепловой энергетике выйти на качественно новый уровень технологий и показателей, сопоставимый с зарубежными аналогами.

Регулярно изучая и обобщая зарубежный опыт, в последние годы Г.Г. Ольховский добивался принятия национальной программы по созданию передовой отечественной ГТУ мощностью свыше 500-600 МВт на начальную температуру $>1700^{\circ}\text{C}$, конкурентоспособной на мировом уровне. Сегодня можно говорить о том, что сформированы научно-технические предпосылки для соответствующей постановки работ.

Как учёный с мировым именем Г.Г. Ольховский был членом Российского национального Комитета Мирового энергетического совета (МИРЭС) при ООН. Участвуя в мероприятиях высокого уровня, проводимых МИРЭС, Г.Г. Ольховский всегда был в курсе наиболее эффективных глобальных, региональных и национальных энергетических стратегий. Это помогало верно ориентироваться при определении направлений развития тепловой энергетики.

В течение более 20 лет Г.Г. Ольховский после академиков О.Н. Фаворского и А.М. Люльки возглавлял Комиссию по газовым турбинам РАН, ежегодно проводящей научно-технические сессии по проблемам ГТУ и ПГУ, в ходе которых освещаются широкий круг вопросов их проектирования, освоения, эксплуатации и развития технологий.

Член-корреспондент профессор Г.Г. Ольховский награждён орденом Трудового Красного Знамени, носит звание «Заслуженный энергетик Российской Федерации, автор более 300 научных работ, в том числе 4 монографий, 8 изобретений. Он активно занимался общественно-научной деятельностью, являясь главным редактором журнала «Электрические станции», членом редколлегии журнала «Теплоэнергетика», членом экспертного совета ВАК, зам. председателя диссертационного совета АО «ВТИ», членом диссертационного совета НИУ «МЭИ».

© Березинец П.А., 2026

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ, ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ

УДК 004.1:621.1

ТРАНСФОРМАЦИЯ ПОДХОДОВ К РАЗВИТИЮ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Травин Денис Георгиевич – кандидат юридических наук, исполнительный директор Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, DGTravin@vti.ru

Голобоков Артем Валерьевич – директор по инновациям энергетических технологий Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, AVGolobokov@vti.ru

Аннотация. В статье рассматриваются современные ограничения развития систем централизованного теплоснабжения в Российской Федерации. Исследуются проблемы высокой степени износа инфраструктуры, недостаточной эффективности тарифного регулирования, ограниченности инвестиционных ресурсов и несовершенства механизмов территориального планирования. Особое внимание уделено вопросам разработки схем теплоснабжения как ключевого инструмента стратегического управления отраслью. Предлагаются направления совершенствования организационных, методологических и финансовых механизмов модернизации теплоэнергетического комплекса.

Ключевые слова: теплоснабжение, тепловая инфраструктура, схемы теплоснабжения, модернизация ЖКХ, тарифное регулирование, инвестиции, тепловые сети, энергетическая эффективность

ВВЕДЕНИЕ

Централизованное теплоснабжение является одной из базовых систем жизнеобеспечения Российской Федерации. Для большинства регионов страны устойчивое функционирование теплоэнергетического комплекса напрямую связано с обеспечением социальной стабильности, надежности коммунальной инфраструктуры и энергетической безопасности.

Вместе с тем современное состояние отрасли характеризуется накоплением значительного количества технологических и экономических ограничений [1]. Значительная часть объектов генерации и тепловых сетей была введена в эксплуатацию несколько десятилетий назад и сегодня

функционирует в условиях высокой степени физического износа. Увеличение количества аварий, рост эксплуатационных расходов и недостаточные темпы модернизации формируют устойчивую тенденцию ухудшения состояния инфраструктуры.

Одновременно существующие механизмы регулирования и инвестиционного планирования не обеспечивают достаточных стимулов для масштабного обновления отрасли. В результате возникает необходимость формирования новых подходов к управлению развитием систем теплоснабжения, включая совершенствование схем теплоснабжения, механизмов финансирования и экспертного сопровождения инвестиционных решений.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Инфраструктурные ограничения развития систем теплоснабжения

Одной из ключевых проблем современного теплоэнергетического комплекса остается высокий уровень износа оборудования и тепловых сетей.

По различным оценкам, значительная часть инфраструктуры централизованного теплоснабжения эксплуатируется за пределами нормативных сроков службы. Несмотря на различия в методиках оценки уровня износа, большинство исследований фиксируют устойчивую тенденцию деградации сетевого хозяйства и генерирующего оборудования.

Технологическое старение инфраструктуры приводит к ряду негативных последствий. Прежде всего, увеличиваются потери тепловой энергии при транспортировке. В отдельных случаях их уровень достигает 20–30 % от объема отпуска тепловой энергии. Это существенно снижает эффективность современных технологий генерации и фактически нивелирует результаты модернизации источников тепла.

Дополнительной проблемой становится рост аварийности тепловых сетей. Повреждения трубопроводов и снижение надежности теплоснабжения стимулируют развитие автономных источников тепла и процессов децентрализации теплоснабжения [5; 6]. Формально развитие распределенной генерации рассматривается как элемент повышения гибкости энергетической системы, однако на практике во многих случаях оно связано с недостаточной надежностью централизованного теплоснабжения.

Снижение объемов потребления тепловой энергии от крупных источников приводит к ухудшению их экономических показателей и дополнительному росту себестоимости производства теплоты. Одновременно растут расходы на текущую эксплуатацию инфраструктуры. Значительная часть финансовых ресурсов направляется не на модернизацию, а на поддержание работоспособности существующих объектов.

Влияние тарифного регулирования на инвестиционные процессы

Существенное влияние на развитие отрасли оказывает действующая система тарифного регулирования. Существующий механизм определения необходимой валовой выручки ориентирован преимущественно на компенсацию текущих расходов ресурсоснабжающих организаций. При этом экономия, возникающая в результате повышения эффективности деятельности, в последующих периодах регулирования во многом нивелируется.

Подобный подход ограничивает стимулы к реализации долгосрочных инвестиционных программ и повышению эффективности эксплуатации инфраструктуры. Дополнительные сложности создают внешние факторы, оказывающие влияние на финансовое состояние теплоснабжающих организаций: колебания погодных условий; снижение объемов потребления; высокий уровень задолженности потребителей; рост стоимости кредитных ресурсов.

В результате отрасль сталкивается с хроническим дефицитом инвестиционных ресурсов. Сложившаяся модель приводит к превалированию текущих эксплуатационных затрат над расходами на развитие инфраструктуры. Это формирует так называемый «режим поддержания», при котором организации вынуждены концентрироваться на устранении аварий и компенсации кассовых разрывов вместо реализации программ модернизации.

Недостатки действующей системы схем теплоснабжения

Схемы теплоснабжения являются основным документом территориального планирования в сфере теплоснабжения.

Нормативное регулирование их разработки осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 154 от 22 февраля 2012 г. [2] и Методическими указаниями, утвержденными Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 (ред. от 11.09.2024) [3].

Несмотря на наличие нормативной базы, действующая практика показывает ряд существенных ограничений.

Во многих случаях схемы теплоснабжения формируются как документы, ориентированные преимущественно на формальное выполнение требований законодательства. При этом комплексная оценка перспектив развития территории, сценариев изменения потребления и эффективности инвестиционных решений прорабатывается недостаточно глубоко.

Серьезной проблемой является ограниченный срок подготовки и актуализации схем теплоснабжения. На практике разработка документов зачастую осуществляется в сжатые сроки, что не позволяет обеспечить необходимый уровень аналитической проработки.

Дополнительные сложности возникают в связи с завышением прогнозных показателей тепловых нагрузок и объемов потребления.

Подобный подход приводит к формированию избыточных резервов мощности и росту объема инвестиционных обязательств.

По мнению аудитора Счетной палаты Российской Федерации Труновой Н.А., при разработке мастер-планов для ряда городов Дальневосточного федерального округа были зафиксированы завышенные оценки потребности в инфраструктуре теплоснабжения и водоснабжения, превышающие объективную потребность на 20–30 % [4]. Это формирует риски создания избыточной инфраструктуры и роста расходов на ее содержание.

Еще одной проблемой является отсутствие эффективной системы независимой профессиональной экспертизы схем теплоснабжения.

Для большинства муниципальных образований механизм экспертной оценки документов фактически отсутствует, что снижает качество принимаемых решений.

Совершенствование методологических подходов к развитию отрасли

В современных условиях развитие систем теплоснабжения требует перехода к комплексной модели планирования.

Представляется целесообразным формирование многоуровневого механизма подготовки и реализации схем теплоснабжения.

На первом этапе должна осуществляться комплексная аналитическая проработка: технического состояния инфраструктуры; перспектив развития территории; прогнозов потребления; вариантов модернизации; оценки надежности систем.

На втором этапе необходимо проведение независимой профессиональной экспертизы с подготовкой замечаний, сравнением альтернативных решений и формированием технико-экономических обоснований.

На третьем этапе должна обеспечиваться система мониторинга реализации схем теплоснабжения с возможностью корректировки решений по результатам фактического исполнения.

Отдельного внимания требует формирование института отраслевой экспертизы.

Для повышения качества принимаемых решений необходимо: внедрение системы аккредитации экспертов; разработка единых методологических стандартов; создание базы отраслевых экспертов; внедрение системы оценки качества схем теплоснабжения.

Дополнительно требуется усиление роли субъектов Российской Федерации в части координации процессов развития коммунальной инфраструктуры.

Региональный уровень способен обеспечить согласование инвестиционных программ, определение приоритетов модернизации и мониторинг реализации проектов.

Механизмы финансирования модернизации инфраструктуры

Модернизация систем теплоснабжения требует привлечения значительных инвестиционных ресурсов.

В качестве возможных механизмов финансирования могут использоваться: ценовые зоны теплоснабжения; концессионные соглашения; проектное финансирование; энергосервисные контракты; механизмы долгосрочного тарифного регулирования.

Однако существующая практика реализации указанных инструментов показывает необходимость их дальнейшего совершенствования. Концессионные механизмы столкнулись с ограниченной гибкостью инвестиционных моделей и зависимостью от стоимости заемного капитала.

Энергосервисные контракты продемонстрировали ограниченную эффективность в условиях длительной окупаемости проектов и особенностей тарифного регулирования. Дополнительные ограничения формируются высокой зависимостью отрасли от социальных факторов и необходимостью сдерживания роста тарифной нагрузки на потребителей.

В связи с этим требуется разработка новых подходов к оценке инвестиционных решений. Ключевыми принципами должны стать: баланс экономической эффективности и надежности; учет долгосрочных инфраструктурных эффектов; оценка социальных последствий; приоритет модернизации критически изношенных объектов.

Организационные аспекты управления развитием теплоснабжения

Одной из ключевых проблем отрасли остается фрагментарность системы управления развитием теплоснабжения.

Функции стратегического планирования, тарифного регулирования, технического контроля и инвестиционного сопровождения распределены между различными уровнями управления и организациями. Это снижает согласованность принимаемых решений и затрудняет реализацию комплексных программ модернизации.

В современных условиях возрастает значение механизмов интеграции инженерной, экономической и организационной экспертизы. Развитие отрасли требует перехода от локальных решений к комплексной модели управления инфраструктурой, предусматривающей: системную оценку инвестиционных решений; анализ технологических и финансовых рисков; мониторинг эффективности реализуемых мероприятий; постоянную актуализацию стратегических решений.

Важную роль в данной модели должны играть инженерно-аналитические механизмы и НИОКР, обеспечивающие выбор наиболее эффективных решений развития инфраструктуры.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современное состояние систем теплоснабжения Российской Федерации характеризуется совокупностью технологических, финансовых и организационных ограничений. Высокий уровень износа инфраструктуры, недостаточная эффективность тарифного регулирования и ограниченность

инвестиционных ресурсов создают риски дальнейшего ухудшения состояния отрасли.

Одновременно действующая система территориального планирования и разработки схем теплоснабжения требует существенного совершенствования. Повышение устойчивости теплоэнергетического комплекса возможно только при переходе к комплексной модели управления развитием отрасли. Ключевыми направлениями такого перехода являются: совершенствование механизмов разработки схем теплоснабжения; внедрение независимой отраслевой экспертизы; развитие современных механизмов финансирования; усиление координации на региональном уровне; внедрение системы постоянного мониторинга и корректировки решений.

Реализация указанных мер позволит повысить надежность теплоснабжения, обеспечить более эффективное использование инвестиционных ресурсов и создать условия для долгосрочного развития теплоэнергетической инфраструктуры Российской Федерации.

Список источников и литературы

1. Отчет о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2023 году [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/press-center/presentations/doklad-o-sostoyanii-teploenergetiki-i-tsentralizovannogo-teplosnabzheniya-v-rossiyskoy-federatsii-2023> (дата обращения: 15.05.2026).

2. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/docs/all/81149/> (дата обращения: 10.05.2026).

3. Приказ Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 12.05.2026).

4. Трунова Н.А. Выступление на круглом столе Комитета Совета Федерации по экономической политике по вопросам реализации мастер-планов городов ДФО // Ведомости. 20.06.2024 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/society/articles/2024/06/20/1044953-schetnaya-palata-priznala-master-plani-gorodov-dfo-chrezmerno-optimistichnimi> (дата обращения: 05.05.2026).

5. Euroheat & Power. DHC Market Outlook 2025. Brussels, 2025. [Электронный ресурс]. URL: https://www.rinnovabili.it/wp-content/uploads/2025/06/Market_Outlook_2025_f4b28fcf89.pdf (дата обращения: 07.05.2026).

6. European Commission, JRC. District Heat and the New European Bauhaus. Luxembourg, 2023. [Электронный ресурс]. URL: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC133275/JRC133275_01.pdf (дата обращения: 07.05.2026).

© Травин Д.Г, Голобоков А.В, 2026.

СЕРООЧИСТКА В РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Мальчугов Артемий Сергеевич – аспирант Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, artem.malchugov@cotes.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы экологии и внедрения сероочистки на отечественных ТЭС. Анализируется современное состояние ТЭС, сжигающих органическое топливо, их влияние на окружающую среду и перспективы развития природоохранных технологий. Особое внимание уделяется проблемам снижения маркерных веществ. Обсуждаются экономические аспекты внедрения природоохранных технологий, влияние новых нормативных требований и федеральных проектов (в частности, «Чистый воздух») на развитие систем газоочистки. Рассмотрены технологии сероочистки с возможностью их внедрения на существующих золоулавливающих установках.

Ключевые слова: экология, энергетика, сероочистка, выбросы, тепловая электростанция, оксиды серы, оксиды азота, зола, экономическая эффективность

ВВЕДЕНИЕ

Теплоэнергетика является важной частью российской экономики, обеспечивая не только функционирование промышленности, коммунального хозяйства и жилого сектора, но и в широком смысле слова возможность выживания для государства и его граждан. В суровых сибирских условиях жизнь была бы в принципе невозможна без тепло- и энергообеспечения в том виде, к которому мы привыкли на сегодняшний день.

На начало 2026 г. общая установленная мощность электростанций с учётом технологически изолированных энергосистем (энергосистемы удалённых регионов) составила 270,31 ГВт, в том числе ЕЭС России – 264,85 ГВт. В электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт. Структура электроэнергетики по типу станций: ТЭС – 65,2 %; ГЭС – 19,0 %; АЭС – 13,0 %; нетрадиционная возобновляемая энергетика (НВЭ) – 2,8 % [5].

Несмотря на определенную инертность энергетической отрасли, данные 2017 г. пусть и требуют актуализации, но в общем масштабе соотношение показателей остаются, в достаточной мере, близким к реальности.

По статистике ясно видно, что Россия, обладая крупнейшими в мире запасами природного газа и угля, традиционно опирается на тепловые электростанции (ТЭС) для генерации большей части электроэнергии. Однако современное состояние отрасли изнутри сложно охарактеризовать в

положительном ключе. В виду морального и физического устаревания основного энергетического оборудования ТЭС уже давно требуют внимания и финансовых вложений. И эти вложения есть. Первая программа ДПМ (договоры о предоставлении мощности) была запущена в 2010-х гг. и направлена на модернизацию оборудования и строительство новых мощностей. После положительного эффекта была реализована программа ДПМ-2, ее цель – обновление устаревших генерирующих мощностей для снижения операционных затрат, повышения топливной эффективности и продления срока службы оборудования на 15–20 лет.

Но этого недостаточно и большая часть тепловой энергетики все еще работает на прочном фундаменте отрасли, заложенным в советский период. Не стоит недооценивать постоянные ремонты, реконструкция и модернизация имеющихся ТЭС, но они вносят вклад лишь в поддержку уже заложенного потенциала.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Экологическая сторона вопроса

Системы газоочистки тоже осовременивают, но даже если сравнить стандарты нормативов выбросов (мг/нм³) ведущих мировых экономик, будет видно, что мы еще только в начале пути к экологичной тепловой энергетике (табл. 1 и 2).

Также по аналогии программ государственной поддержки типа ДПМ, в 2018 г. был запущен проект «Чистый воздух». Цель Федерального проекта «Чистый воздух» поэтапное снижение выбросов опасных загрязняющих веществ за счет модернизации промышленных предприятий, реконструкции и внедрения природоохранного оборудования, экологизации коммунальной и транспортной инфраструктуры. До конца 2030 г. 12 городам-участникам необходимо снизить объёмы выбросов не менее чем на 20 % по сравнению с показателями 2017 г., а к концу 2036 г. 29 городам-участникам необходимо сократить объёмы выбросов вдвое по сравнению с показателями 2020 г. [7; 8; 11].

Таблица 1.
Мировые нормативы по выбросам загрязняющих веществ в энергетике

Общая номинальная мощность, МВт	Директива 2010/75/ЕВРОПЕЙСКОГО ПАРЛАМЕНТА ЕС И СОВЕТА от 24 ноября 2010 г. на промышленные выбросы			Справочник ИТС 38-2024, третья возрастная группа оборудования, ввод в эксплуатацию которого предусмотрен с 01.01.2026 г.		
	пыль	NO _x	SO _x	пыль	NO _x	SO _x
50 – 100	20/30*	300	400	150 – 250	300 – 640	700 – 1400
100 – 300	20/25*	200	200/250*			
Более 300	10/20*	150/200*	150/200*	50-150		

* для запущенных в эксплуатацию ранее 07.01.2013

Таблица 2.
Нормативы по выбросам загрязняющих веществ
в атмосферу для угольных ТЭС в Китае

Год	Название нормативного документа	Предельные концентрации в уходящих дымовых газах (мг/м ³)		
		Пыль	SO ₂	NO _x
1996	GBJ13223-1996	200	1200	650
2003	GBJ13223-2003	50	400	450
2011	GBJ13223-2011	30 (20*)	100 (50*)	100
2014	План действий по реконструкции и модернизации угольных электростанций в целях энергосбережения и сокращения выбросов (2014-2020 гг.)	10 (5*)	35	50

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 01.09.2025 г. № 2409-р. [9] началось поэтапное увеличение платы за негативное воздействие на окружающую среду до 2023 г., что дало возможность генерирующим компаниям определиться с необходимостью модернизации, реконструкции или внедрения необходимых газоочистных установок. Постепенное увеличение платы позволило сформировать экономическую эффективность внедрения систем очистки дымовых газов.

Экологическая ситуация, Федеральный проект «Чистый воздух», квотирование выбросов, ужесточение нормативов выбросов и увеличение платы послужили побудителем к активной деятельности генерирующих компаний к снижению выбросов, образующийся при сжигании органических топлив.

Выбросы ТЭС

На сегодняшний день особое внимание уделяется маркерным веществам в выбросах ТЭС. Таковыми для угольных ТЭС являются: оксиды азота (NO_x), оксиды серы (SO_x), оксид углерода (CO) и зола твердого топлива. Они определены ИТС 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».

Оксиды азота снижаются на российских ТЭС в большинстве случаев только за счет технологических топочных методов, редким опытом являются вторичные методы (СНКВ, СКВ).

Большее развитие и разнообразие получили системы очистки от твердых частиц золы. Циклоны, скруббера, эмульгаторы и электрофильтры имеют широкое распространение и различные исполнения. Снижение выбросов золы многогранный процесс, где выбор конкретных методов зависит от типа золы, требований к чистоте выбросов и экономической целесообразности.

В меньшей степени уделено внимание снижению выбросов оксида серы. Большинство тепловых электростанций развитых стран (Китай,

Япония, США, страны западной Европы) приняли стратегию контроля выбросов SO_2 . Первым шагом является переход на уголь с низким содержанием серы. Второй шаг – установка сероочистки за котлоагрегатом. В современной энергетике применяется широкий спектр технологических решений для очистки дымовых газов от диоксида серы. Ключевым параметром, определяющим различия между этими технологиями, является характер реагентов, используемых в процессе очистки и их агрегатное состояние. Выделяют мокрые, сухие и полусухие методы. Каждая технология имеет свои особенности, преимущества и ограничения, что позволяет подобрать оптимальный метод очистки с учётом прежде всего финансовых возможностей заказчика, конкретных условий эксплуатации, требований к эффективности процесса и возможности утилизации или же продажи получаемого продукта. Многие и по сей день находятся на разных стадиях разработки и не имеют широких промышленных внедрений. Способ мокрой сероочистки дымовых газов является доминирующей в мире технологией для контроля SO_2 на электростанциях, на долю которых приходится около 75 %.

Ситуация в отечественной энергетике менее привлекательна. Но учитывая вышеизложенное природоохранное законодательство предполагается, что уже в ближайшем будущем для выполнения требований экологической безопасности России оснащение ТЭС установками сероочистки дымовых газов станет необходимостью. При этом для повышения надежности эксплуатации ТЭС и обеспечения технологического суверенитета нашей страны в этой области целесообразно внедрять отечественные решения по сероочистке [3].

Учитывая постепенную модернизацию очистного оборудования, велика вероятность, что в последующие годы увеличение доли современных средств улавливания золы будет расти не только по причине износа старых устройств, но и по причине появления финансовой эффективности от внедрения новых, высокоэффективных. Но, тем не менее, снижение выбросов диоксида серы требуется уже сейчас, особенно на предприятиях в черте городской застройки, попавших в список котируемых. Внедрение систем сероочистки на существующих золоуловителях является актуальной.

В рамках данной работы предлагается остановиться на рассмотрении технологий снижения выбросов SO_2 , которые внесены в ИТС 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» [2]:

- применение топлива с низким содержанием серы;
- мокрая известковая;
- аммиачно-сульфатная технология;
- упрощенная мокро-сухая очистка;
- использование мокрых золоуловителей по двойному щелочному способу;
- сжигание в циркулирующем кипящем слое.

Применение топлива с низким содержанием серы

Сжигание топлива с низким содержанием серы в паровых котлах является одной из ключевых стратегий в отечественной теплоэнергетике, направленной на снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Использование низкосернистого топлива напрямую снижает количество SO_2 , выбрасываемого в атмосферу, что значительно улучшает качество воздуха в районах расположения ТЭС, так как сера, содержащаяся в угле, при сгорании преобразуется в диоксид серы.

Но помимо однозначных плюсов и имеется ряд ограничивающих факторов. Прежде всего вопрос финансовой целесообразности – при наличии запасов угля в легком доступе рядом со станцией, его сжигание обеспечит отсутствие дополнительных затрат на транспортировку топлива. Также очень важно оценить возможность работы котла, системы пылеприготовления и золоуловителя с «новым» топливом, велика вероятность необходимости реконструкции от минимальных – до крупных масштабов. Изменение режима работы котла в связи со сменой топлива может сказаться также на выбросах золы и оксидов азота, таким образом, выбросов одного вещества мы получим выбросы другого вещества, которые также негативно влияют на экологическую обстановку.

Мокрая известковая технология

В энергетическом секторе передовых стран, в первую очередь ТЭС Китая, активно внедряются современные технологии абсорбционной газоочистки. В качестве основного поглощающего материала используются суспензии на базе относительно легкодоступных минералов – известняка и извести. Редким примером внедрения подобной технологии в России может послужить Троицкая ГРЭС, на примере которой данная технология и будет кратко описана ниже.

На первом этапе дымовые газы проходят этап очистки от золы в электрофильтре. Далее осевым дымососом дымовые газы направляются в регенеративный теплообменник газо-газового типа.

В теплообменном аппарате происходит снижение температуры дымовых газов путем передачи тепла дымовым газам, которые уже прошли сероочистку. После прохождения теплообменника газовый поток направляется в центральную зону адсорбционной колонны.

По мере движения вверх, в верхней части адсорбера происходит ключевой этап очистки – противоточное взаимодействие дымовых газов с распыляемой известняковой суспензией. Этот процесс обеспечивает эффективное связывание сернистых соединений, содержащихся в дымовых газах.

Завершающим этапом является нагрев очищенного газового потока в газовом теплообменнике только уже дымовыми газами, которые только поступили на сероочистку, где температура повышается до уровня выше точек росы, чтобы избежать выпадения конденсата. После достижения требуемых температурных показателей газы безопасно выбрасываются в

атмосферу через дымовую трубу. Помимо газового тракта имеются большие узлы подготовки суспензии и товарного гипса, для упрощения информации здесь они не рассматриваются.

Аммиачно-сульфатная технология

Сотрудники АО «ВТИ» разработали и опробовали на опытно-промышленной установке аммиачно-сульфатную технологию сероочистки, основанную на связывании диоксида SO_2 и триоксида SO_3 серы с помощью аммиака NH_3 или его водного раствора NH_4OH (аммиачной воды) с последующим окислением образовавшихся продуктов реакций (сульфита и бисульфита аммония) кислородом воздуха до стабильного сульфата аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ [3].

Принцип работы аммиачно-сульфатной технологии основан на использовании аммонийного сульфитно-бисульфитно-сульфатного раствора для очистки дымовых газов от SO_2 (поступающих после золоуловителя) в абсорбере. Состав поглотительного раствора корректируется подачей аммиака в циркуляционные емкости. Сюда же подается воздух для окисления сульфита до сульфата. Далее окисленный раствор проходит фильтрацию и направляется на выпарку, где образуются кристаллы сульфата аммония. После центрифугирования и сушки получают товарный продукт – сухой кристаллический сульфат аммония (азотное удобрение с содержанием азота). Отфильтрованная зола и зола из золоуловителя объединяются. При использовании угля продукт обогащается микроэлементами из летучей золы. Замкнутый цикл производства исключает образование сточных вод, а технология дополнительно связывает около 30 % оксидов азота. Высокая рыночная стоимость продукта гарантирует полную окупаемость инвестиций при наличии спроса.

Данная технология легла в основу опытно-промышленной установки на Дорогобужской ТЭЦ в 1990-х гг. По различным источникам эффективность очистки была в диапазоне от 80 % до 98 %. Перспективы использования данной технологии на российских ТЭС высоки в виду возможности использования полностью отечественного оборудования в текущих политических условиях.

Упрощенная мокро-сухая технология

При невысокой сернистости топлива возможна к применению упрощенная мокро-сухая технология сероочистки. Предполагается распыление мелкодисперсной известковой суспензии прямо в поток дымовых газов за котлом перед золоулавливающим устройством (форкамерой). Эффективность очистки при использовании такой технологии 50–60 %.

Принцип работы данной технологии заключается во впрыске тонко распыленной известковой суспензии (приготовленной из негашеной или гашеной извести непосредственно в газопоток либо форкамеру электрофильтра. Распыление суспензии осуществляется с помощью

сжатого воздуха или перегретого пара. При контакте реагента с дымовыми газами SO_2 абсорбируется. Под действием высоких температур дымовых газов вода испаряется, в результате чего в золоуловитель поступает сухая смесь, состоящая из летучей золы, гипса и известняка. Также в процессе связывания серы дымовые газы охлаждаются и увлажняются, что позитивно сказывается на эффективности работы идущего следом по тракту электрофилтра.

Однако, опыт показывает, что для успешной реакции требуется реагент достаточно высокого качества. Из-за этого дешевый природный известняк не подходит, а другие варианты часто нерентабельны. В результате, технологически реализуемым остается применение гашеной извести, что диктует необходимость строгого соблюдения регламента ее приготовления и использования качественной воды. Также важным условием является возможность установления дополнительного поля в электрофилтре, что делает внедрение данной технологии сложно реализуемой, с учетом стесненных компоновок золоулавливающих установках.

Использование мокрых золоуловителей по двойному щелочному способу [1]

На отечественных ТЭС, средний возраст которых более 50 лет, по сегодняшний день установлено большое количество скрубберов Вентури для улавливания летучей золы. Однако вместе с золой в них можно выполнять и очистку от оксидов серы с эффективностью до 50 %.

Технология двойной щелочной очистки была популярна в США в 70–80 гг. В современных установках данную технологию уже не используют, но перспективы внедрения на устаревших российских станциях велики. Относительно низкая стоимость внедрения и установленные скрубберы Вентури являются предпосылкой для реализации очистки такого вида. К тому же совместно с внедрением возможно проводить плановые и капитальные ремонты скрубберов с увеличением эффективности улавливания золы до 98 %.

Для применения скруббера Вентури по двойному щелочному способу в качестве сорбента используется смесь щелочных соединений золы с добавкой реагента – соды каустической (гидроксида натрия), которая регенерируется раствором гашеной извести в отдельном аппарате (реакции (1-2)). Схема сероочистки по «двойному щелочному» методу представлена на рисунке 1.



Скруббер Вентури оснащается специальными форсунками для подачи раствора сорбента и брызгоуловителем на выходе. Стоимость реконструкции действующих скрубберов существенно ниже любых применяемых технологий сероочистки при сопоставимой эффективности сероулавливания. Однако данный способ применим только при невысокой

концентрации твердых частиц в дымовых газах и при достаточности низкой степени сероочистки.

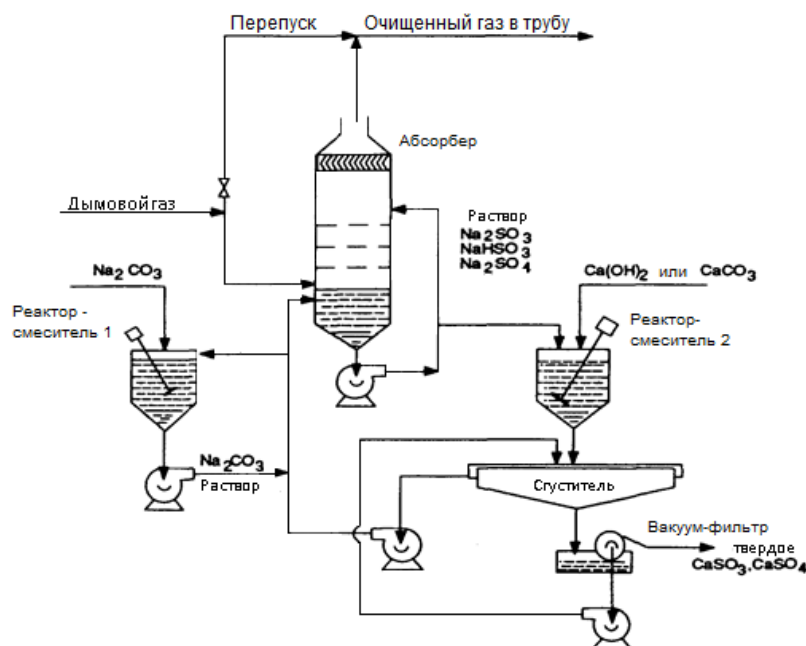


Рис. 1 – Технологическая схема очистки дымовых газов от диоксида серы «двойным щелочным» методом

С учетом вышеизложенных перспектив данная технология может быть всерьез рассмотрена и изучена для экспериментального и практического внедрения на ТЭС. Обращения от представителей ТЭС к проектным институтам с запросом на дешевые сероочистки растут. Именно сложившаяся ситуация может дать «вторую жизнь» для данной технологии.

Сжигание в циркулирующем кипящем слое

Первое внедрение котла с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) выполнено в Финляндии в 1979 г. Хотя технология и считалась достаточно перспективной, тем не менее, ее развитие шло достаточно медленно. В виду особенностей процессов горения и устройства топочной камеры, данные котлы имеют лучшие показатели по выбросам золы и оксидов азота по сравнению со своими аналогами с вихревыми топками.

В кипящем слое подъемная сила газозвдушного потока уравнивает вес частиц, из-за чего возникает псевдоожижение. Поднимающиеся газы активно контактируют и перемешивают частицы создавая идеальные условия для выжигания топлива и тепло- и массообмена. Из-за того, что горящие частицы, доля которых в слое невелика, и они окружены инертными частицами золы, горящие частицы не перегреваются, а средняя температура слоя может поддерживаться на низком уровне, 800–950 °С. Было выявлено, что в ЦКС возможно сжигать в условиях низкотемпературного топочного процесса различные виды топлив и отходов с пониженными выбросами СО и оксидов азота и при возможности связывания серы известняком до химически инертного гипса [6].

На сегодняшний день больших успехов добились китайские энергетики во внедрении котлов с ЦКС, что является следствием жестких экологических требований и показывает, насколько перспективна данная технология.

Среди современных примеров из отечественной энергетики можно рассмотреть опыт внедрения на Новочеркасской ГРЭС котла с ЦКС на сверхкритических параметрах пара.

По опубликованным результатам единичных опытов, степень связывания оксидов серы (ηSOx) без подачи известняка составляет 4–9 % при отношении (Ca/S) на уровне 0,2–0,3 и при подаче известняка $\eta\text{SOx} = 70\text{--}80\%$ при отношении (Ca/S) = 1,5–2 [4].

С другой стороны, против экологических показателей котла стоят недостатки технологии, которые усложняют конструкцию котла (например, воздухораспределительная решетка) и требуют сложных вспомогательных систем и имеют повышенные расходы на собственные нужды.

Сухой известковый метод

Отличным от указанных методов очистки дымовых газов от сернистого ангидрида при пылевидном сжигании топлива является сухой известковый метод, основанный на том, что в топку котла вводятся тонкоразмолотые известь или известняк. Сернистый ангидрид при этом связывается окисью кальция с образованием сульфата и частично сульфита кальция. Основное преимущество способа состоит в том, что весь процесс очистки топочных газов от сернистого ангидрида заканчивается в пылеулавливающих аппаратах. Специального или сложного оборудования при его осуществлении не потребуется. Важно также и то, что одновременно с очисткой газов от сернистого ангидрида снижается температура точки росы, устраняется сернокислотная коррозия труб воздухоподогревателей, отпадает необходимость в строительстве громоздких и дорогостоящих золоотстойников, а зола, обогащенная соединениями кальция, обладает свойствами вяжущего вещества и может быть использована для производства строительных материалов [10].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Теплоэнергетика России находится в активной фазе трансформации. Переход от эксплуатации «унаследованного» парка к современным, высокоэффективным и гибким мощностям – это не просто экономическая необходимость, но и вопрос энергетической безопасности страны.

Успешная реализация программы ДПМ и постепенная интеграция технологий сероочистки как с применением существующих золоуловителей, так и внедрение новых, обеспечат надежное энергоснабжение и удовлетворительную экологическую обстановку в будущем.

Совокупно имеем ряд следующих выводов.

На сегодняшний день большая часть оборудования устарело морально и физически. Это относится не только основному оборудованию, но и к газоочистке, а в некоторых случаях даже к строительной части.

Дополняет сложности и то, что физически нет места для установки нового высокоэффективного оборудования для газоочистки. Современное оборудование требует достаточно много площадей, что практически невозможно установить в условиях, где подобные резервы не закладывались.

Финансовая нагрузка от установки дорогого оборудования ляжет в большей мере на генерирующие компании или потребителя. Тогда есть необходимость пробовать внедрять, возможно, менее эффективные, но более дешевые простые способы очистки, например, двойной щелочной или сухой известковый метод.

Однозначно можно сказать, что в программе, формируемой на данный момент, с точки зрения экологической эффективности, имеются задачи по улучшению показателей выбросов. Этот этап придется пройти всем генерирующим компаниям и тепловым станциям вне зависимости от их желаний и предпочтений. Стоит вопрос: каким путем это придется делать? В России есть база знаний, теоретических и практических наработок, малый опыт внедрения и необходимость реализации эффективных методов и технологии снижения выбросов диоксида серы с дымовыми газами ТЭС. Чтобы поставленные цели были достигнуты надо работать не только с экономической моделью, но и вопросами технической реализации и дальнейшей эксплуатацией современных решений. Однако, при реализации нужно проводить большую работу технико-экономического обоснования с целью выбора наиболее эффективной и экономически целесообразной технологии для конкретного объекта с возможностью получения экономической выгоды от реализации получаемых от сероочистки продуктов. Это не проблема, это задача, которая требует правильной постановки и имеет пути обоснованного решения.

Список источников и литературы

1. Володин А.М., Епихин А.Н. Двойной щелочной метод и технология очистки уходящих газов от диоксида серы // Энергетик. 2023. № 11. С. 50–54.

2. ИТС 38-2024. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии. М.: Бюро НТД, 2024. 332 с.

3. Наиболее востребованные методы сероочистки дымовых газов ТЭС в России / А.А. Строкова, А.Н. Епихина, О.А. Киселева // Теплоэнергетика. 2025. № 10. С. 95–104.

4. Опыт пуска и начальной эксплуатации блока № 9 с котлом с ЦКС Новочеркасской ГРЭС / Г.А. Рябов, О.М. Фоломеев, Е.В. Антоненко, И.В. Крутицкий. Материалы IV Международная научно-техническая

конференция «Использование твёрдых топлив для эффективного и экологически чистого производства электроэнергии и тепла», сборник докладов. М.: ВТИ, 2018.

5. Отчет АО «СО ЕЭС» о функционировании энергосистем России в 2025 году. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2026/ups_rep2025.pdf (дата обращения: 10.02.2025).

6. Пузырев Е.М., Саломатов В.В. Перспективы и возможность промышленного освоения ЦКС технологии сжигания топлива // Ползуновский вестник. 2019. № 1. С. 132–136.

7. Распоряжение Правительства РФ от 07.07.2022 № 1852-р (ред. от 17.08.2024) «Об утверждении Перечня городских поселений и городских округов с высоким и очень высоким загрязнением атмосферного воздуха, дополнительно относящихся к территориям эксперимента по квотированию выбросов загрязняющих веществ» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://government.ru/docs/all/141946/> (дата обращения: 10.02.2025).

8. Распоряжение Правительства РФ от 17.08.2024 № 2235-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства РФ от 07.07.2022 № 1852-р» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://government.ru/docs/all/141946/> (дата обращения: 10.02.2025).

9. Распоряжение Правительства РФ от 01.09.2025 № 2409-р (ред. от 26.12.2025) «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду в 2026 - 2030 годах и внесении изменений в Распоряжение Правительства РФ от 10.07.2025 № 1852-р» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=504285> (дата обращения: 10.02.2025).

10. Сухой известковый способ очистки топочных газов ТЭЦ от сернистого ангидрида / А. Н. Кетов [и др.] // Журнал прикладной химии. 1968. Т. 41. Вып. 4. С. 725-729.

11. Федеральный Закон № 195-ФЗ от 26.07.2019 г. «О проведении эксперимента по квотированию выбросов загрязняющих веществ и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части снижения загрязнения атмосферного воздуха» обозначил 12 городов участников эксперимента по квотированию до 2026 года Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/44483> (дата обращения: 10.02.2025).

© Мальчугов А.С., 2026

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАТЁЖНОЙ БАЗЫ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ ТЭС ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОДОЕМОВ-ОХЛАДИТЕЛЕЙ

Пимоненкова Светлана Петровна – аспирант Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт»; ПАО «Интер РАО», г. Москва, svetapim@mail.ru, SPIN-код 1061-3343

Аннотация. *Актуальность* настоящей статьи обусловлена наличием проблемных вопросов исчисления платы за водопользование ТЭС, эксплуатирующими оборотные системы технического водоснабжения с водоемами-охладителями, в контексте усиления экологического контроля и оптимизации водопользования в энергетической отрасли при отсутствии законодательно закрепленных критериев идентификации типов систем охлаждения. Исследование позволило выявить значительный риск, основанный на фундаментальном противоречии между технологической сущностью оборотных систем технического водоснабжения, общим порядком исчисления объема изымаемых водных ресурсов и правовой квалификацией отдельных контролирующих органов.

Цель: обосновать необходимость формирования закрытого перечня критериев идентификации систем технического водоснабжения ТЭС и порядка расчета платежной базы для исчисления платы за водопользование.

Методы исследования: теоретические методы – анализ, обобщение, синтез, моделирование; эмпирические методы – наблюдение, описание.

Практическая значимость исследования заключается в том, что в нем представлено обоснование необходимости разработки перечня критериев идентификации систем технического водоснабжения ТЭС при эксплуатации водоемов-охладителей как основы для определения платежной базы расчета платы за водопользование для исключения рисков некорректного исчисления платы за водопользование.

Результаты исследования: статья показывает возможные финансовые риски отсутствия в российском законодательстве чётких критериев идентификации типов систем технического водоснабжения.

Ключевые слова: системы технического водоснабжения; оборотная система технического водоснабжения; прямоточная система технического водоснабжения; водоем-охладитель; плата за водопользование.

ВВЕДЕНИЕ

Все типы используемых в настоящее время топливо-сжигающих энергогенерирующих установок, преобразующих энергию химических связей различных видов топлива в тепло, а затем в электроэнергию,

нуждаются в организованном отведении избыточного тепла в окружающую среду. Все избыточное тепло от ТЭС в конечном счете отводится в атмосферу, однако в качестве промежуточного теплоносителя (охлаждающего агента) между технологическим оборудованием и атмосферой, как правило, применяется вода [6].

В соответствии с данными Государственного доклада «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2024 году», подготовленного Минприроды России в 2025 году, электроэнергетический сектор является самым значимым водопользователем:

- около 39,4 % (26,7 млрд м³ из 67,8 млрд м³) воды, забираемой из природных источников для использования, приходится на электроэнергетический сектор;

- из 38 млрд м³ сточных вод, отведенных в поверхностные водные объекты, 19,9 млрд м³ или 52,4 % было сброшено объектами электроэнергетики [2].

Величина расходов воды конкретного энергообъекта зависит от типа электростанции, вида и количества сжигаемого топлива, типа и мощности установленного основного и вспомогательного котельного и турбинного оборудования, температуры воды, используемой для охлаждения, а также от условий эксплуатации электростанции. При этом основным фактором, определяющим основной объем требуемых водных ресурсов для эксплуатации энергообъекта, является тип системы охлаждения (технического водоснабжения).

В условиях действующего законодательства забор водных ресурсов предусматривает плату за пользование водным объектом или его частью, базой для расчета которой, является объем забираемой воды при эксплуатации ТЭС. Учитывая важность типа системы технического водоснабжения как фактора определения платежной базы водопользования, которая усиливается с учетом особенностей тарифицирования деятельности объектов энергетики, возникает необходимость всесторонней оценки критериев идентификации типов систем технического водоснабжения.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Цель исследования – обоснование необходимости разработки перечня критериев идентификации систем технического водоснабжения ТЭС при эксплуатации водоемов-охладителей как основы для определения платежной базы расчета платы за водопользование.

Методология и методы исследования

Исследование строилось на методологии системного подхода. Методами исследования выступали: теоретические методы – анализ, обобщение, синтез, моделирование; эмпирические методы – наблюдение, описание.

Организация исследования и ход работы

На первом этапе исследования проведен анализ законодательных требований в части платности водопользования и сведений о типах систем технического водоснабжения.

Водный кодекс Российской Федерации закрепляет систему экономического регулирования, применение которой призвано обеспечить рациональное использование, восстановление и охрану водных объектов. Важнейший принцип экономического регулирования в этой сфере – платность водопользования, выступающая основой, на которой базируется экономическое регулирование использования, восстановления и охраны водных объектов. Элементами системы экономического стимулирования в данной сфере являются платежи, связанные с использованием водными объектами, финансирование восстановления и охраны водных объектов и экономическое стимулирование рационального использования, восстановления и охраны водных объектов [3].

Правила, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 14.12.2006 г. № 764 «Об утверждении Правил расчета и взимания платы за пользование водными объектами, находящимися в федеральной собственности» (с изменениями и дополнениями) [5], устанавливают порядок расчета и взимания платы за пользование поверхностными водными объектами для таких видов водопользования (на основании соответствующих договоров):

- забор (изъятие) водных ресурсов из водных объектов или их частей;
- использование водных объектов или их частей без забора (изъятия) водных ресурсов для производства электрической энергии;
- использование акватории водных объектов или их частей, в том числе для рекреационных целей.

Исходя из указанных Правил, размер платы определяется как произведение соответствующей ставки и платежной базы, которой является:

- для плательщиков, осуществляющих забор (изъятие) водных ресурсов из водных объектов, – *объем* допустимого забора (изъятия) *водных ресурсов* (в том числе для передачи абонентам) за платежный период;
- для плательщиков, использующих водные объекты без забора (изъятия) водных ресурсов для целей гидроэнергетики, – *количество* производимой за платежный период *электроэнергии*;
- для плательщиков, использующих акватории водных объектов, – *площадь* предоставленной *акватории* водного объекта (его части).

Таким образом, основной задачей при определении платы за водопользование для ТЭС является определение объема забора водных ресурсов, что в свою очередь в большей части определяется типом системы охлаждения.

Согласно данным информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям ИТС 20-2016 «Промышленные

системы охлаждения» [7] по схеме движения охлаждающего агента промышленные системы охлаждения подразделяются на 4 типа, информация о которых приведена в таблице 1.

Таблица 1.
Типы систем охлаждения
по схеме движения охлаждающего агента

№ п/п	Наименование типа системы охлаждения	Подтип системы охлаждения	Краткая характеристика
1	Прямоточные системы	Охлаждающий агент используется однократно, то есть после передачи тепла от технологического оборудования или от рабочего тела охлаждающий агент сбрасывается в окружающую среду	
		<i>с повторным (последовательным) использованием охлаждающего агента</i>	Охлаждающий агент полностью или частично после передачи тепла от технологического оборудования или от рабочего тела повторно (последовательно) используется для охлаждения других систем или механизмов
2	Оборотные системы <i>по типам применяемых охладителей:</i>	Охлаждающий агент используется многократно, то есть после передачи тепла от технологического оборудования или от рабочего тела охлаждающий агент не сбрасывается в окружающую среду, а используется повторно	
		<i>с водоемами-охладителями</i>	в качестве водоемов-охладителей могут применяться наливные, русловые и отсечные водоемы
		<i>с градирнями различных типов</i>	основные типы применяемых градирен разделяются по методу создания потока охлаждающего воздуха: атмосферные, башенные с естественной тягой, вентиляторные с принудительной тягой или наддувом, эжекционные
		<i>с брызгальными бассейнами (установками)</i>	
3	Комбинированные (прямоточно-оборотные) системы	Системы, в которых часть охлаждающего агента после передачи тепла от технологического оборудования или от рабочего тела сбрасывается в окружающую среду, а часть повторно используется для охлаждения тех же систем или механизмов. Применяется в тех случаях, когда источник водоснабжения в отдельные периоды года не может обеспечить достаточным количеством охлаждающей воды, а также с целью снижения объемов забора свежей воды из водных объектов или сброса тепла в водные объекты	

Прямоточная система характеризуется забором охлаждающей воды с естественной температурой из реки, озера или моря. Подогретая в теплообменных аппаратах вода сбрасывается через отводящую сеть ниже по течению, не возвращаясь к водозабору. Принципиальная схема прямоточной системы технического водоснабжения представлена на рисунке 1.

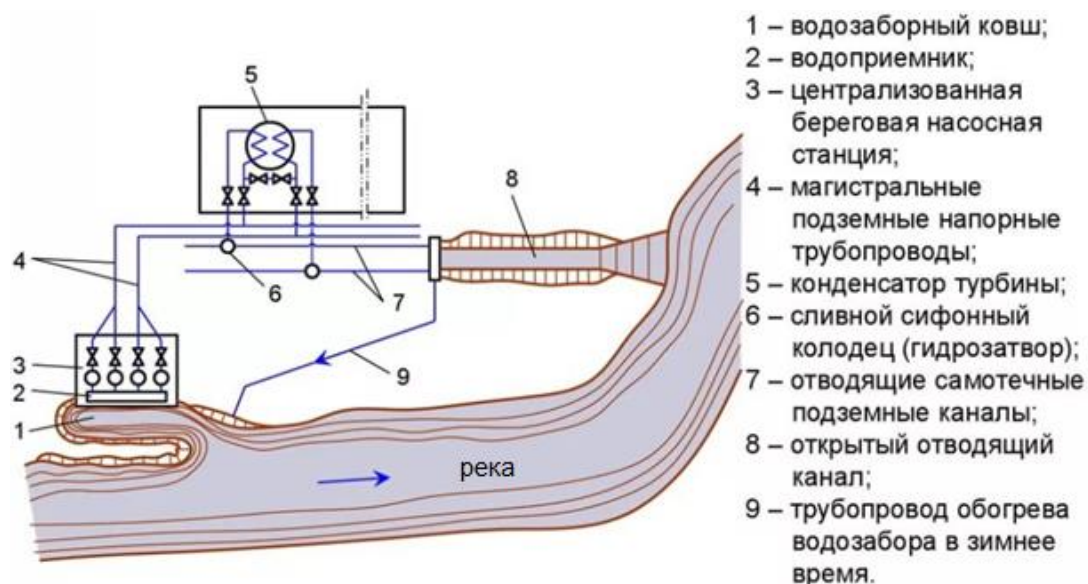


Рис. 1 – Принципиальная схема прямоточной системы технического водоснабжения

Прямоточные системы технического водоснабжения используют порядка 83 ТЭС с общей установленной электрической мощностью 43,76 ГВт и 2 АЭС мощностью 5,76 ГВт. Их доля в общей установленной мощности ТЭС и АЭС ЕЭС России составляет 15,9 % [3].

Особо необходимо отметить, что государственная политика в отношении использования прямоточных систем технического водоснабжения противоречива. С одной стороны, прямоточные системы технического водоснабжения отнесены к наилучшим доступным технологиям [6; 7], с другой – в России действует запрет на проектирование новых прямоточных систем технического водоснабжения ТЭС¹ [1], а для введенных в эксплуатацию систем до этого запрета, начиная с 2020 года, определены отдельные ставки платы [4].

Оборотная система технического водоснабжения характеризуется многократным использованием циркуляционной воды с охлаждением ее в охладителях различного типа и с восполнением потерь воды в системе из источника водоснабжения. В качестве охладителей циркуляционной воды в оборотных системах водоснабжения применяются градирни различного типа, брызгальные бассейны (устройства), водоемы-охладители или их сочетания.

¹ Часть 4 статьи 60 Водного кодекса Российской Федерации

Охлаждение воды в водоемах-охладителях происходит с поверхности зеркала воды, участвующей в теплообмене, являющейся активной зоной водохранилища. Таким образом, водоем-охладитель является неотъемлемой частью непрерывного технологического цикла производства электроэнергии.

По назначению, расположению и условиям питания водоемы-охладители разделяются на следующие группы:

- русловые водохранилища на водотоках;
- водоемы-охладители на естественных озерах и прудах;
- наливные искусственные пруды, сооружаемые вне водотока, с подпиткой из ближайших водных объектов;
- отсечные водоемы, представляющие собой часть природного водного объекта, отделенного от него дамбой.

Принципиальная схема оборотной системы технического водоснабжения с водоемом-охладителем представлена на рисунке 2.

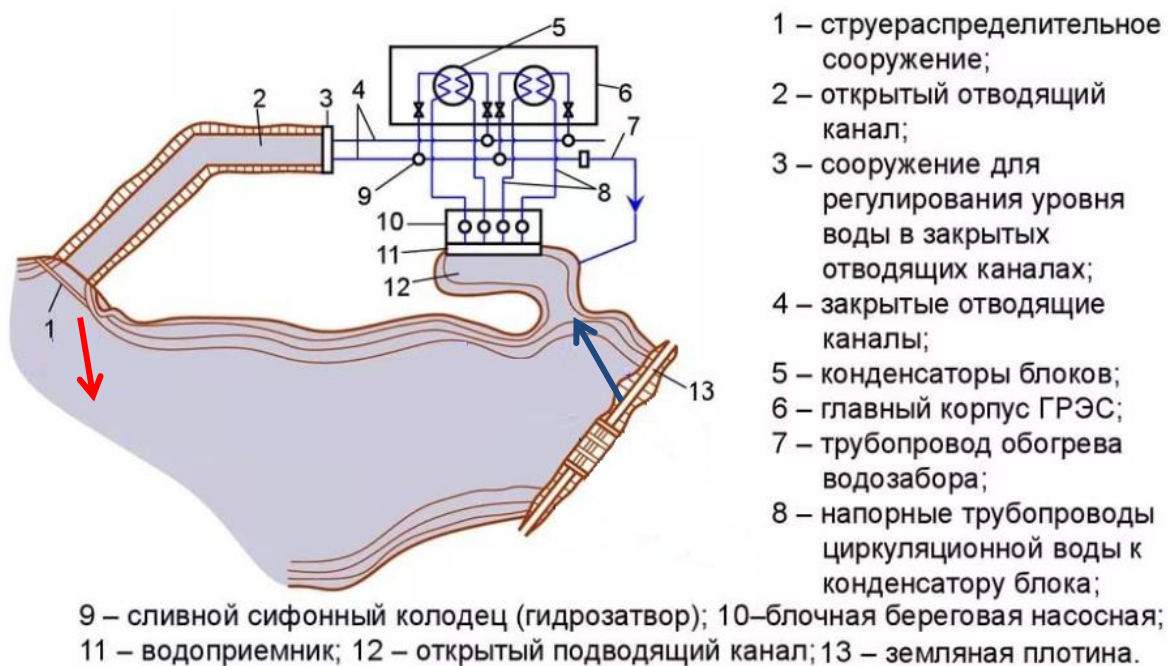


Рис. 2 – Принципиальная схема оборотной системы технического водоснабжения с водоемом-охладителем

Необходимо обратить особое внимание, что действующие нормативно-правовые акты высшего уровня РФ (Кодексы, Федеральные законы, Указы Президента РФ, постановления Правительства РФ) не содержат утвержденных определений оборотной и прямоточной системы технического водоснабжения, критериев идентификации конкретного типа системы, порядка расчета платежной базы для указанных систем, используемых в том числе на объектах федеральной собственности.

На втором этапе исследования проанализирована существующая проблематика определения объема забираемой воды.

На сегодняшний день для ТЭС порядок расчета платежной базы для исчисления платы за водопользование содержится в Стандарте организации НП «ИНВЭЛ» СТО 70238424.27.100.080-2010 «Методика расчета водопотребления ТЭС из поверхностных водных источников с учетом специфики работы оборудования ТЭС» [8], в соответствии с пунктами 5.2 и 5.3 которого определение объема забора (изъятия) водных ресурсов из поверхностного водного объекта для прямоточной системы водоснабжения ТЭС производится с учетом потребности в воде для: охлаждения основного и вспомогательного оборудования; подпитки теплосети; гидрозолаудаления; других потребностей.

Для оборотной системы водоснабжения рассматривается определение объема забора (изъятия) водных ресурсов в качестве подпиточной воды из поверхностного водного объекта.

Таким образом, объем забора воды для оборотной системы водоснабжения, имеющей в качестве охладителя не только градирни и брызгальный бассейн, но и водоем-охладитель, определяется как объем изъятия водных ресурсов (забор воды), соответствующий объему потерь воды, связанных с испарением в производственном цикле и в охлаждающих сооружениях (градирнях, водоемах), с продувкой, с утечками, в том числе фильтрационными, и безвозвратным потреблением пара и воды, используемой для горячего водоснабжения населения и предприятий.

Однако в практике проведения контрольно-надзорных мероприятий государственными органами известны факты, когда вышеуказанные стандарты не были признаны в качестве документов, обосновывающих применяемый порядок расчета.

При этом плату за водопользование ТЭС, эксплуатирующих оборотные системы технического водоснабжения с водоемами-охладителями, предлагалось исчислять исходя из общего положения пункта 8 Правил [5]: по показаниям водоизмерительных приборов или исходя из времени работы и производительности технических средств. Такие методы измерения объемов используемых водных ресурсов применяются ТЭС при эксплуатации прямоточных систем технического водоснабжения.

При этом водоизмерительные приборы (при их наличии) или время работы и производительность технических средств (циркуляционных насосов) показывают весь объем системы технического водоснабжения, который превышает емкость водоема-охладителя, как правило, в несколько раз. В таком случае размер платы за водопользование для ТЭС, эксплуатирующих оборотные системы технического водоснабжения с водоемами-охладителями, должен возрасти в десятки, а для некоторых – в сотни раз.

Для примера в таблице 2 представлены результаты расчетов, показывающие кратность использования ресурсов водоема-охладителя ряда действующих ТЭС.

Таблица 2.
Расчет кратности использования воды водоемов-охладителей²

Наименование ТЭС	Объем воды использования в системе, млн м ³ /год	Ёмкость водоема-охладителя, млн м ³	Кратность оборота воды в год
Черепетская ГРЭС	310,86	39,5	7,8
Печорская ГРЭС	500,51	33,4	15
Уренгойская ГРЭС	162,045	18,0	9,003

Объем воды, используемый в системе оборотного технического водоснабжения, исчислен исходя времени работы и производительности циркуляционных насосов за год. Данный анализ наглядно демонстрирует, что весь объем ресурсов водоемов-охладителей используется за один год от 7 до 15 раз. Таким образом, применение общего порядка расчета объема забираемых водных ресурсов для исчисления платы за водопользование в случае эксплуатации оборотных систем технического водоснабжения с водоемами-охладителями некорректно, так как в этом случае оплате подлежит физически несуществующий объем воды.

Результаты исследования и их обсуждение

Как видно из вышеприведенных данных, одной из основных характеристик оборотной системы технического водоснабжения является многократность использования воды. Однако численный критерий многократности – коэффициент повторяемости использования воды или кратности оборота, не описан в каких-либо нормативно-правовых актах.

Сложившийся нормативный пробел, заключающийся в отсутствии законодательно закреплённого полного перечня критериев квалификации типа системы технического водоснабжения, и как следствие порядка определения платежной базы для объектов, эксплуатирующих различные типы указанных систем, создает риск предъявления претензий со стороны надзорных органов в части перерасчета платежной базы платы за водопользование ТЭС, эксплуатирующих оборотные системы технического водоснабжения с водоемами-охладителями, и последующих судебных разбирательств, сопровождающихся высокими трудовыми затратами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях системных пробелов в нормативно-правовом регулировании терминологической сферы водопользования и текущих экономических реалиях для объектов ТЭС становятся значительны риски квалификации объемов водопотребления оборотных систем с водоемами-охладителями как прямоточных. Это в свою очередь может привести к судебным оспариваниям значительного роста платы как за забор полного объема воды оборотной системы технического водоснабжения.

² Данные приведены на основании отраслевой отчетности Минэнерго России и сведений Государственного водного реестра

На основе проведенного анализа подтверждена целесообразность законодательного закрепления определений типов систем технического водоснабжения, формирования закрытого перечня критериев идентификации систем технического водоснабжения ТЭС и порядка расчета платежной базы для исчисления платы за водопользование с целью исключения дискреционных толкований со стороны контрольно-надзорных органов и предъявления неправомерных требований.

Список источников и литературы

1. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ (ред. от 29.12.2025) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2026) [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_60683/ (дата обращения: 20.03.2026).

2. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2024 году». М.: Минприроды России, 2025. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mpr.gov-turman.ru/news/561505/> (дата обращения: 20.03.2026).

3. Долматов И.А. Последствия роста ставок платы за водопользование для экономики ТЭС с прямоточными системами водоснабжения / И.А. Долматов, С.В. Сасим, С.А. Кечин // Электрические станции. 2019. № 5(1054). С. 2–7.

4. Постановление Правительства РФ № 1509 от 26.12.2014 «О ставках платы за пользование водными объектами, находящимися в федеральной собственности, и внесении изменений в раздел I ставок платы за пользование водными объектами, находящимися в федеральной собственности» (с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://government.ru/docs/all/94458/> (дата обращения: 20.03.2026).

5. Постановление Правительства РФ от 14.12.2006 № 764 «Об утверждении Правил расчета и взимания платы за пользование водными объектами, находящимися в федеральной собственности» (с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://government.ru/docs/all/58221/> (дата обращения: 20.03.2026).

6. Промышленные системы охлаждения: информационно-технический справочник по НДТ ИТС 20-2016. М.: Бюро НТД, 2016. 328 с.

7. Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии: информационно-технический справочник по НДТ ИТС 38-2024. М.: Бюро НТД, 2024. 332 с.

8. Стандарт организации НП «ИНВЭЛ» СТО 70238424.27.100.080-2010 «Методика расчета водопотребления ТЭС из поверхностных водных источников с учетом специфики работы оборудования ТЭС». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200093500> (дата обращения: 20.03.2026).

© Пимоненкова С.П., 2026

РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В СИСТЕМАХ ОБОРОТНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Четверикова Татьяна Никитична – магистрант, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, ChetverikovaTN@mpei.ru

Никитина Ирина Сергеевна – научный руководитель, к.т.н., доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, NikitinaIS@mpei.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы оптимизации систем оборотного охлаждения (СОО) тепловых электростанций в условиях дефицита водных ресурсов и ужесточения экологических требований.

Целью работы является разработка комплекса технологических решений для минимизации потерь воды в СОО и снижения негативного воздействия на окружающую среду. Исследованы технологические риски, связанные с капельным уносом, включая необходимость компенсационной подпитки, формирование локальных осадков и загрязнение окружающей среды. Приведены возможности применения данных решений для модернизации существующих СОО и проектирования новых объектов теплоэнергетики.

Результаты исследования демонстрируют возможность существенного снижения водопотребления и экологической нагрузки при сохранении эффективности работы СОО за счёт внедрения замкнутых циклов водопользования с использованием выпарных установок и кристаллизаторов, применения каплеуловителей, методов периодической продувки, физико-химической и физической обработки воды.

Ключевые слова: системы оборотного охлаждения, капельный унос, водопотребление, градирни, экологическая безопасность, водоподготовка, продувка, сточные воды.

ВВЕДЕНИЕ

Тепловые электростанции (ТЭС) являются одним из крупнейших промышленных потребителей пресной воды, основная часть которой используется в системах оборотного охлаждения для охлаждения конденсаторов. В условиях глобального роста дефицита водных ресурсов, ужесточения экологического законодательства (нормативы сбросов, плата за водопользование) и наблюдаемых климатических изменений (повышение средней температуры, учащение засушливых периодов), проблема рационального водопользования на ТЭС выходит на первый план. «Потери

воды в испарительной градирне на испарение и унос ветром составляют от 1,5 % до 2,5 % объема охлаждаемой воды. При нагрузке 100 тыс. м³/ч потери воды составит 48 000 м³ в сутки, что равно потреблению воды городом с населением 200 тыс. человек» [2], что в условиях обмеления рек становится критичным.

Также эксплуатация традиционных систем оборотного охлаждения (СОО) сопряжена с образованием больших объемов концентрированных сточных вод (продувка), требующих сложной и дорогостоящей утилизации. Как отмечается, «радикальным способом сокращения водопотребления и охраны водных объектов от загрязнения является уменьшение потерь воды и повторное использование сточных вод (СВ) в технологических циклах ТЭС» [5].

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Цель исследования – разработать комплекс технологических решений по оптимизации СОО ТЭС для минимизации водопотребления и негативного воздействия на окружающую среду.

Задачи исследования:

- провести анализ основных источников потерь воды в системах оборотного охлаждения;
- исследовать технологические риски, связанные с капельным уносом и продувкой;
- разработать комплекс мер по снижению потерь воды в СОО.

Методы исследования включают: анализ основных источников потерь воды в СОО (испарение, капельный унос и продувка); исследование технологических рисков, связанных с капельным уносом, включая необходимость компенсационной подпитки, формирование локальных осадков и загрязнение окружающей среды.

Основные источники потерь и загрязнений:

1. Испарение: безвозвратные потери испаряемой влаги, которая является чистой водой, приводит к повышению солесодержания воды в оборотной системе. Потери достигают до 1–1,5 % от расхода циркуляционной воды. Повышение концентрации солей, коррозионно-активных ионов (Cl^- , SO_4^{2-}), солей жесткости, приводит к увеличению рисков коррозии, солеотложений (накипи) и биологического обрастания.

2. Капельный унос: вынос капель оборотной воды с потоком воздуха, приводящий к потере воды, химических реагентов (ингибиторы коррозии, биоциды) и возможному локальному загрязнению территории. Потери достигают до 0,05–3,5 % от расхода циркуляционной воды.

3. Продувка: необходимый контролируемый сброс части циркуляционной воды для поддержания допустимой концентрации солей и примесей, который регулируется коэффициентом концентрирования ($K_{\text{конц}}$). Без продувки постоянное испарение чистой воды привело бы к бесконечному росту минерализации. Продувка является основным

источником сброса загрязненных СВ с высоким солесодержанием, требующих утилизации или очистки. Потери достигают до 0,3–1,0 % от расхода циркуляционной воды.

Снижение капельного уноса

Капельный унос воды из градирен приводит к загрязнению окружающей среды кислотами, щелочами и токсинами. Потери воды без водоуловителей составляют 0,5–0,8 % расхода охлаждаемой воды для башенной испарительной градирни с площадью орошения до 500 м² и 0,3–0,5 % – для градирен с большей площадью; на современных электростанциях объём уноса может достигать 500 м³/ч. Его снижение возможно за счёт применения водоуловителей.

Капельный унос негативно влияет на микроклимат промышленных зон: нарушает процессы туманообразования и водного баланса, ухудшает состояние сооружений и растительности. В составе капель – сконцентрированные вредные примеси из сточных вод, добавляемых в систему оборотного водоснабжения: ингибиторы коррозии и накипеобразования, химические реагенты против биологических обрастаний, а также патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, грибы).

Причина капельного уноса – принцип работы испарительной градирни: вода, стекающая по блокам оросителя, контактирует с восходящим потоком воздуха; тот забирает капли и выводит их в виде пара. Зимой выходящий пар кристаллизуется из-за низкой температуры и высокой влажности воздуха.

Капельный унос из градирен сопряжён с рядом технологических и экологических рисков:

1. Потребность в компенсационной подпитке системы: утраченная в процессе уноса вода требует восполнения – перекачки и последующей водоподготовки. Это влечёт рост эксплуатационных затрат и общей стоимости обслуживания оборудования.

2. Формирование локальных осадочных явлений в зоне расположения градирни. В тёплый сезон это приводит к образованию луж и подтоплению прилегающей территории, в холодный – провоцирует обледенение близлежащей инфраструктуры: линий электропередачи, пешеходных зон, зданий, а также самого тех. оборудования.

3. Загрязнение окружающей среды в результате конденсации насыщенного пара, выбрасываемого из градирни. Конденсат содержит примеси из системы оборотного водоснабжения, включая: технологические пропуски продукта; реагенты, применяемые в водоподготовке; механические загрязнения (грязь); нефтепродукты и масла.

Для снижения капельного уноса устанавливают водоуловитель (каплеуловитель). Этот элемент служит для конденсации и осаждения летящих вверх капель воды в воздушном потоке, а также для равномерного распределения воздушных потоков на выходе из градирни. Каплеуловитель улавливает ~99,9 % капель, которые могли бы быть потеряны с воздушным

потоком, это составляет не более 0,1 % от общего расхода оборотной воды (при максимальной плотности орошения $25 \text{ м}^3/(\text{час} \cdot \text{м}^2)$).

Для снижения концентрации веществ при капельном уносе и испарении в СОО можно использовать следующие методы:

1. Периодическая продувка системы. Осуществляется при недостаточном капельном уносе оборотной воды, приводящем к снижению естественного отвода солей. Объём и периодичность продувки рассчитываются так, чтобы скорость удаления твёрдых веществ соответствовала скорости их поступления с подпиточной водой.

2. Очистка оборотной воды от взвешенных веществ. Реализуется с применением самоочищающихся фильтров либо путём интеграции системы очистки в водоподготовительную установку (ВПУ).

3. Химическая обработка воды. Например, рекарбонизация – процесс насыщения воды углекислым газом или использование биоцидов неокисляющего типа, не имеющие токсичного воздействия [4].

4. Обработка воды физическими методами. Используются экологически безопасные методы, исключая применение химических реагентов: УФ обеззараживание и обработка ультразвуком (УЗУ) [8].

Минимизация продувки и сточных вод

Комплекс технологических решений, включающий повторное использование охлаждающей воды в СОО, применение башенных градирен с каплеуловителями и совершенствование коррекционной обработки воды, позволяет снизить водопотребление и объёмы сбросов в водоёмы. Дополнительно оптимизация достигается за счёт интеграции в СОО сточных вод иных водопотребителей при сопоставимом солевом составе [1; 3; 6].

СОО с испарительными градирнями различаются по механизму утилизации сточных вод и подразделяются на два типа. Первый тип представляет собой сопряжённую СОО, в которой циркуляционная вода после подогрева в конденсаторе турбин отбирается на ВПУ в химический цех. В рамках такой схемы стабилизационная обработка циркуляционной воды не выполняется, поскольку это может привести к нарушениям в работе ВПУ, что накладывает ограничения на степень упаривания воды в СОО при реализации бессточной схемы данного типа. Второй тип – независимая несопряжённая СОО без отбора оборотной воды на ВПУ, предусматривающая продувку. В отличие от первого типа, где набор методов стабилизационной обработки воды существенно ограничен требованиями к качеству воды на ВПУ, на СОО второго типа успешно применяются разнообразные методы обработки, включая химические, ионообменные, физические, электрохимические и механические [7; 9–11].

Для полного же исключения сбросов применяют выпарные установки и кристаллизаторы, преобразующие продувочную воду в твердый солевой остаток (который может утилизироваться) и дистиллят, возвращаемый в

цикл. Несмотря на высокую энергоемкость, такой подход становится экономически оправданным при жестких экологических ограничениях.

Полное исключение сброса СВ в окружающую среду за счёт их глубокой очистки и повторного использования в контексте ТЭС означает:

1. Максимальное замыкание водных циклов, включая системы охлаждения, водоподготовки и гидрозолоудаления.

2. Очистку и возврат в технологический цикл всех видов сточных вод, включая продувочные, замасленные, химически загрязнённые и ливневые стоки.

3. Использование методов испарения, кристаллизации и мембранных технологий для выделения твёрдых отходов, и получения чистой воды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Практическая значимость работы заключается в возможности применения предложенных решений для модернизации существующих СОО и проектирования новых объектов теплоэнергетики.

Результаты исследования демонстрируют возможность существенного снижения водопотребления и экологической нагрузки при сохранении эффективности работы СОО за счёт внедрения замкнутых циклов водопользования с использованием выпарных установок и кристаллизаторов, применения каплеуловителей, методов периодической продувки, физико-химической и физической обработки воды.

Перспективным направлением развития является внедрение замкнутых циклов водопользования с использованием выпарных установок и кристаллизаторов, что позволяет полностью исключить сбросы СВ, а также применение каплеуловителей для минимизации потерь воды.

Таким образом, внедрение комплекса предложенных технических решений обеспечивает существенное снижение водопотребления и экологической нагрузки при сохранении эффективности работы СОО.

Список источников и литературы

1. Ковылин А.А. Классификация и область применения градирен // Вестник науки. 2025. №6 (87). Т. 3. С. 2357-2365. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.вестник-науки.рф/article/24498> (дата обращения: 20.02.2026).

2. Кокоев М.Н., Федоров В.Т. Легкая градирня для тепловой электростанции // Промышленное и гражданское строительство. 2021. № 9. С. 71–76.

3. Нафиков А.С. Технологии оборотного водоснабжения в теплоэнергетике // Тенденции развития науки и образования. 2024. С. 161-163.

4. Петрова Т.И. Физико-химические процессы в водном теплоносителе электростанций: для реализации основных образовательных программ высшего образования по направлению подготовки 13.03.01

«Теплоэнергетика и теплотехника»: учебник / Т.И. Петрова, В.Н. Воронов, Ф.В. Дяченко; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Национальный исследовательский университет «МЭИ». М.: Изд-во МЭИ, 2021. 381 с.

5. Потапкина Е.Н. Основные направления сокращения водопотребления и сброса сточных вод при работе ТЭС // Альманах мировой науки. 2020. С. 6–8.

6. Природоохранные технологии на ТЭС: учебное издание для реализации основных образовательных программ высшего образования по направлению подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» / И.С. Никитина, В.Б. Прохоров, И.В. Путилова [и др.]; под редакцией Н.Д. Рогалева и В.Б. Прохорова; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Национальный исследовательский университет «МЭИ». М.: Изд-во МЭИ, 2021. 449 с.

7. РД 153-34.0-02.405-99. Методические указания по нормированию сбросов загрязняющих веществ со сточными водами тепловых электростанций. М.: ОАО «ВТИ», 2000. 27 с.

8. Ультразвук в технологиях борьбы с биообрастаниями в системах оборотного водоснабжения на АЭС / Т.Г. Зацаринная, Н.А. Мороз, К.П. Аникевич, Е.Л. Неврова, А.Н. Петров // Энергетические установки и технологии. 2024. С. 42–54.

9. Филимонова А.А. Современные технологии ресурсосбережения для систем водопользования в энергетике: монография. Казань: КГЭУ, 2022. 152 с.

10. Филимонова В.А., Харчевникова Е.О. Методы борьбы с биологическими обрастаниями // Вологдинские чтения: материалы конференции. 2009. № 76. С. 129–131.

11. Широглазова Н.В. Методы повышения эффективности работы башенных градирен // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. 2024. № 4. С. 70–77.

© Четверикова Т.Н., Никитина И.С., 2026

ЛОКАЛЬНЫЕ ЦЕНТРЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ТЭЦ

Скиданов Данила Дмитриевич – аспирант Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт»; старший инженер ООО «ИНКОНТРОЛ», г. Москва, danik.201412@mail.ru

Аннотация. *Актуальность.* Цифровая трансформация энергетики требует создания устойчивой информационной инфраструктуры для теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), способной обеспечивать централизованную обработку больших массивов технологических данных.

Цель: провести системный обзор применения локальных центров обработки данных (ЦОД) для управления ТЭЦ, выявить организационные, технологические и стратегические аспекты их внедрения.

Методы: анализ отечественных и зарубежных публикаций, нормативных документов и практик цифровизации энергетики.

Научная и практическая значимость: систематизированы подходы к интеграции ЦОД в структуру управления ТЭЦ, выявлены ключевые возможности и ограничения, определены перспективные направления развития.

Результаты: обоснована роль ЦОД как центрального элемента цифровой инфраструктуры ТЭЦ, обеспечивающего повышение эффективности, надежности и безопасности управления.

Ключевые слова: центр обработки данных, надежность, управление, анализ, кибербезопасность, цифровизация, теплоэлектроцентраль, ТЭЦ

ВВЕДЕНИЕ

ТЭЦ относятся к стратегически важным объектам энергетической инфраструктуры, обеспечивая выработку электрической и тепловой энергии для промышленных и бытовых потребителей. Рост сложности технологических процессов, ужесточение экологических требований, повышение ожиданий по надежности и отказоустойчивости оборудования формируют устойчивый запрос на внедрение цифровых инструментов управления и поддержки принятия решений.

Цифровизация ТЭЦ традиционно включает автоматизацию технологических операций, развитие SCADA-систем, расширение автоматизированных систем управления (АСУ) и формирование корпоративных информационных платформ. Современные публикации указывают, что цифровизация энергетических объектов способна снижать эксплуатационные затраты [5] и повышать коэффициент готовности

оборудования за счет повышения прозрачности режимов и сокращения простоев.

Одним из ключевых инфраструктурных элементов цифровой трансформации становится центр обработки данных (ЦОД) – специализированный комплекс программно-аппаратных средств для хранения, обработки и анализа больших массивов информации, а также для обеспечения удаленного доступа к данным и (при соответствующей архитектуре) управления несколькими энергоблоками в едином контуре. Переход от традиционной модели управления к интеллектуальной невозможен без создания централизованной системы сбора и обработки данных: без нее существенно ограничены возможности предиктивной аналитики, сквозной диагностики, формирования цифровых двойников и комплексной оптимизации режимов.

Следовательно, проблема обоснования роли и требований к ЦОД на ТЭЦ имеет не только технологическое, но и организационно-управленческое значение. Предметом данного исследования выступает концептуальная модель применения локального ЦОД как элемента цифрового контура управления и повышения надежности энергогенерирующего оборудования на ТЭЦ.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Цель и задачи исследования

Цель исследования: провести системный обзор применения локальных ЦОД для управления ТЭЦ, выявить организационные, технологические и стратегические аспекты их внедрения.

Постановка данной цели обусловлена тем, что в условиях цифровой трансформации энергетики устойчивое функционирование ТЭЦ все в большей степени определяется не только качеством основного и вспомогательного оборудования, но и уровнем развития информационной инфраструктуры, обеспечивающей своевременный сбор, хранение, обработку и интерпретацию данных.

Задачи исследования:

- проанализировать предпосылки внедрения ЦОД в энергетических компаниях и на объектах генерации;
- сформировать требования к архитектуре ЦОД для условий ТЭЦ;
- систематизировать функциональные возможности ЦОД для управления режимами и надежностью оборудования;
- выявить ограничения внедрения ЦОД и сформировать меры их снижения;
- определить перспективные направления развития ЦОД в энергетике и связь с интеллектуальными сетями.

Методология и методы исследования

Методологической основой исследования выступает системный подход, в соответствии с которым ТЭЦ рассматривается как сложная

социотехническая система, функционирование которой обеспечивается взаимодействием технологического, информационного, организационного и защитного контуров. Такой подход представляется наиболее обоснованным, поскольку внедрение локального ЦОД не может быть сведено исключительно к развертыванию вычислительной инфраструктуры. На практике речь идет о преобразовании всей среды управления объектом, в которой изменяются принципы обращения с данными, порядок принятия эксплуатационных решений, требования к персоналу и механизмы обеспечения устойчивости системы.

Технологический контур в данном случае образуют основное и вспомогательное оборудование станции, а также средства автоматизированного управления технологическими процессами. Информационный контур включает процедуры сбора, передачи, накопления, хранения и аналитической обработки данных, поступающих от различных подсистем ТЭЦ. Организационный контур связан с регламентами эксплуатации, распределением ролей, порядком взаимодействия подразделений и системой ответственности за использование информационных ресурсов. Контур промышленной и информационной безопасности обеспечивает защиту объекта от отказов, внешних воздействий, несанкционированного доступа и иных факторов, способных негативно повлиять на надежность работы станции [1].

В исследовании использованы методы анализа и синтеза научной литературы, посвященной цифровизации энергетики, архитектурам SCADA- и АСУ ТП-систем, а также подходам к построению инфраструктуры обработки данных на промышленных объектах. Для выявления места ЦОД в общей системе управления ТЭЦ применялся функционально-структурный анализ. Сравнительный анализ использовался при рассмотрении различных моделей размещения вычислительных ресурсов, включая локальную, облачную и гибридную [3]. Дополнительно применялось экспертно-логическое моделирование, ориентированное на формирование требований к надежности, резервированию, сегментации и безопасности информационной инфраструктуры на объектах критической энергетической инфраструктуры.

Выбор указанного методического инструментария обусловлен междисциплинарным характером рассматриваемой проблемы. Вопрос внедрения локального ЦОД на ТЭЦ затрагивает одновременно области теплоэнергетики, промышленной автоматизации, вычислительной инфраструктуры, анализа данных и кибербезопасности, что требует комплексного исследовательского подход.

Организация исследования и ход работы

Исследование носило концептуально-аналитический характер и было организовано как последовательное рассмотрение проблемы от выявления предпосылок внедрения ЦОД к определению его функциональной роли, ограничений использования и перспектив дальнейшего развития. На первом

этапе был проведен обзор современного состояния цифровизации энергетических объектов, включая анализ тенденций развития систем управления, роста требований к надежности и необходимости углубленной аналитической поддержки эксплуатации оборудования. Этот этап позволил установить, что традиционная модель работы с информацией на ТЭЦ, основанная на разрозненном хранении данных в отдельных подсистемах, все в меньшей степени соответствует задачам современной генерации.

На следующем этапе была сформирована концепция локального ЦОД применительно к объектам теплоэнергетики. Основное внимание уделялось определению базовых требований к архитектуре, правилам управления данными, организации доступа и взаимодействию ЦОД с действующими средствами автоматизации. Далее была проведена систематизация функциональных возможностей локального центра обработки данных в задачах управления ТЭЦ, включая аналитическую обработку информации, поддержку предиктивного обслуживания [2], оптимизацию режимов и создание условий для развития цифровых двойников оборудования.

Отдельный этап исследования был посвящен выявлению ограничений и рисков внедрения локального ЦОД. Рассматривались экономические барьеры, технологическая неоднородность действующих систем управления, кадровые дефициты и риски информационной безопасности. На завершающем этапе были определены наиболее значимые направления дальнейшего развития ЦОД в энергетике, связанные с распределенными вычислениями, интеграцией с интеллектуальными сетями и модульными архитектурными решениями.

Результаты исследования и их обсуждение

1. Предпосылки внедрения ЦОД на ТЭЦ

Необходимость внедрения локального центра обработки данных на ТЭЦ обусловлена ростом объёма технологической информации, усложнением режимов эксплуатации оборудования и повышением требований к надёжности управления. На современных станциях данные формируются одновременно в системах АСУ ТП, диагностических комплексах, архивах событий и корпоративных информационных системах, однако при их разрозненном хранении затрудняется комплексный анализ и снижается эффективность использования информации.

Для ТЭЦ это имеет особое значение, поскольку оценка технического состояния оборудования требует сопоставления параметров различных технологических участков и выявления скрытых взаимосвязей между ними. Локальный ЦОД позволяет объединить вычислительные и информационные ресурсы в единую среду, обеспечивая централизованное накопление данных, их сопоставление и использование в задачах мониторинга, диагностики и эксплуатации. Кроме того, такая инфраструктура создаёт условия для масштабирования цифровых сервисов и повышает устойчивость информационного контура за счёт резервирования и управляемости вычислительной среды.

2. Концепция ЦОД для объектов генерации (требования и организационные условия)

Сформированы базовые требования к внедрению ЦОД на ТЭЦ:

- технологическая изоляция контуров вычислений, хранения и транспорта данных;
- поддержка множества физических соединений (интеграция различных систем и подсистем);
- бронирование минимальных вычислительных ресурсов под критические сервисы;
- двойной комплект ЦОД / резервирование для отказоустойчивости;
- разработка регламентов эксплуатации ЦОД;
- формирование политики управления данными (жизненный цикл данных, ответственность, хранение);
- определение уровней доступа и разграничение прав;
- внедрение процедур резервного копирования и восстановления;
- согласование требований промышленной и информационной безопасности (учитывая статус критической инфраструктуры).

Также систематизированы базовые модели размещения ЦОД: *локальная* – максимальный контроль над данными и контуром управления; *облачная* – гибкое масштабирование вычислительных ресурсов; *гибридная* – компромиссное сочетание контроля и масштабируемости.

3. Функциональные возможности ЦОД в управлении ТЭЦ

Систематизирован перечень ключевых направлений применения ЦОД, формирующих эксплуатационные эффекты:

- аналитика больших объемов данных;
- поддержка управления оборудованием (при чрезвычайных ситуациях ЦОД может обеспечивать продолжение управления и мониторинга без физического присутствия на территории блока);
- предиктивное обслуживание;
- оптимизация топливных режимов [4];
- формирование цифровых двойников (виртуальные модели агрегатов и систем обеспечивают сценарное моделирование режимов и последствий управленческих решений).

Аналитика показывает, что перечисленные функции имеют «двойной эффект»: технологический (улучшение управляемости и аналитики) и эксплуатационной надежности [1] (снижение вероятности отказов, сокращение простоев, более обоснованное планирование ремонтов, поддержка решений по продлению срока службы оборудования). Основные функциональные возможности применения ЦОД представлены в таблице 1.

4. Проблемы и ограничения внедрения

Несмотря на значительный потенциал локальных ЦОД [3], их внедрение сопряжено с рядом ограничений, которые необходимо учитывать уже на стадии проектирования. Игнорирование этих факторов может привести к снижению эффективности проекта или к несоответствию

ожидаемых результатов фактическим возможностям внедренной инфраструктуры.

Таблица 1.
Основные функциональные возможности применения ЦОД

№ п/п	Направление применения	Содержание функции	Ожидаемый эффект
1.	Централизованный сбор и хранение данных	Объединение архивов АСУ ТП, диагностических систем и эксплуатационной информации	Повышение полноты анализа и снижение информационной фрагментации
2.	Аналитическая обработка данных	Выявление закономерностей, отклонений и причинно-следственных связей	Повышение качества инженерных и диспетчерских решений
3.	Предиктивное обслуживание	Прогнозирование технического состояния агрегатов по фактическим данным	Снижение аварийности и внеплановых простоев
4.	Оптимизация режимов	Анализ параметров горения, теплообмена и расхода топлива	Повышение энергоэффективности станции
5.	Поддержка цифровых двойников	Формирование виртуальных моделей оборудования и технологических систем	Улучшение сценарного анализа и обоснованности

Одним из основных сдерживающих факторов выступает капиталоемкость проекта. Создание локального ЦОД требует вложений в серверное и сетевое оборудование (см. рис. 1), системы хранения данных, источники бесперебойного питания, климатическое обеспечение, средства физической защиты и специализированное программное обеспечение. Дополнительные затраты связаны с необходимостью интеграции с действующими системами управления и модернизацией отдельных элементов инфраструктуры. При этом экономический эффект от внедрения, как правило, проявляется не мгновенно, а постепенно, по мере снижения простоев, повышения точности диагностики и улучшения эксплуатационных показателей.

Вторым критически важным ограничением является информационная безопасность. Объединение нескольких технологических подсистем в единый информационный контур неизбежно увеличивает требования к защите сетевого взаимодействия, разграничению доступа, контролю инцидентов и устойчивости инфраструктуры к внешним и внутренним угрозам. Для объектов генерации это

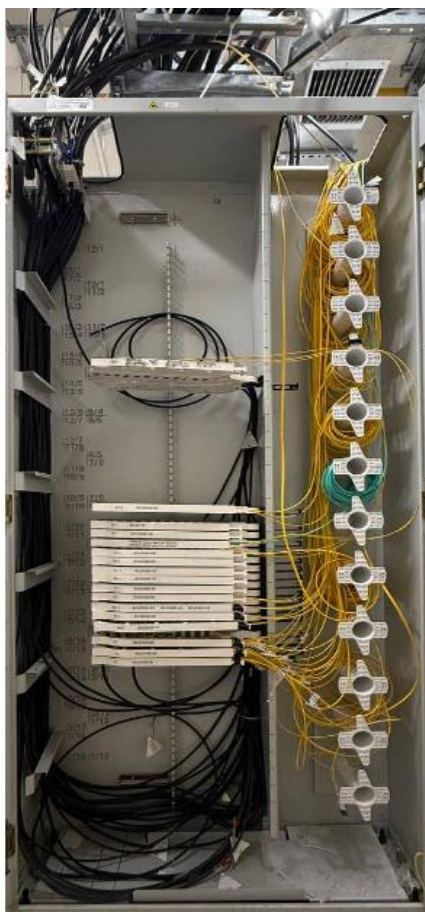


Рис. 1 – Оптический кабель в шкафах ЦОД

особенно важно, поскольку нарушения в информационном контуре могут повлиять не только на сохранность данных, но и на процессы управления. В связи с этим архитектура локального ЦОД должна изначально разрабатываться с учетом принципов многоуровневой защиты, сегментации сетей, резервирования и постоянного мониторинга событий безопасности.

Существенным препятствием является и технологическая неоднородность действующих систем. На многих ТЭЦ продолжают использоваться решения, созданные в разные периоды времени и основанные на различных протоколах и интерфейсах обмена. Это осложняет интеграцию в единое информационное пространство и требует применения промежуточных программно-аппаратных решений, адаптеров и шлюзов. В отдельных случаях полноценное внедрение ЦОД может потребовать частичной модернизации существующей автоматики и каналов передачи данных.

Отдельную проблему представляет кадровый дефицит. Для эффективной эксплуатации локального

ЦОД необходимы специалисты, способные одновременно ориентироваться в особенностях теплотехнических процессов, архитектуре информационных систем, методах анализа данных и вопросах кибербезопасности. Недостаток подобных компетенций может существенно снизить результативность внедрения даже при наличии современного технического оснащения. Следовательно, развитие локальных ЦОД должно сопровождаться подготовкой персонала и формированием междисциплинарных команд.

Основные ограничения внедрения локального ЦОД и возможные направления их снижения представлены в таблице 2.

Таблица 2.
Основные ограничения внедрения локального ЦОД
и возможные направления их снижения представлены

№ п/п	Направление применения	Содержание функции	Ожидаемый эффект
1.	Группа ограничений	Практическое проявление	Возможные меры снижения
2.	Экономические	Высокие затраты на инфраструктуру и интеграцию	Поэтапное внедрение, модульные решения, приоритизация критических сервисов

№ п/п	Направление применения	Содержание функции	Ожидаемый эффект
3.	Технологические	Разнородность и устаревание действующих систем	Использование шлюзов, адаптеров, промежуточного ПО, частичная модернизация

5. Перспективы развития

Определены перспективные направления развития ЦОД в энергетике:

– распределенные вычисления: перенос части аналитики ближе к оборудованию для снижения задержек и повышения устойчивости управления в реальном времени;

– цифровые двойники станции: переход от моделей отдельных агрегатов к моделям ТЭЦ как единого объекта;

– модульные и контейнерные ЦОД: ускорение развертывания и масштабирования без чрезмерных капитальных затрат.

В целом локальный ЦОД следует рассматривать не как конечное техническое решение, а как основу дальнейшего формирования интеллектуальной инфраструктуры ТЭЦ, ориентированной на надежность, управляемость и аналитическую насыщенность процессов эксплуатации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследования обосновано, что внедрение локального центра обработки данных на ТЭЦ является базовым условием формирования единого цифрового контура управления и аналитики, обеспечивающего централизованный сбор и обработку данных, развитие предиктивного обслуживания, построение цифровых двойников и оптимизацию режимов работы оборудования. Показано, что ЦОД для объектов генерации следует рассматривать как комплексный организационно-технический проект, требующий не только оснащения, но и регламентов, политики управления данными, системы разграничения доступа, процедур резервного копирования и строгого учета требований промышленной и информационной безопасности.

Практическая значимость результатов состоит в структурировании требований и функций ЦОД для ТЭЦ, что может быть использовано при разработке технического задания и дорожной карты внедрения.

Дальнейшие исследования целесообразно направить на разработку критериев эффективности (KPI) внедрения ЦОД, формализованную модель рисков информационной безопасности для архитектур (локальная / облачная / гибридная) и методы оценки надежности цифрового контура управления.

Список источников и литературы

1. Бочнев Н.А., Харисов А.Р. Исследование архитектурных решений и подходов к построению интеллектуальных гибридных SCADA-систем с

интеграцией предиктивной аналитики и контроля доступа // Вестник науки. 2025. Т. 3. № 6 (87). С. 1707–1712.

2. Малов С.Р. Применение нейросетевых моделей для совершенствования управления ресурсами и вычислительными процессами в высоконагруженных ИТ-инфраструктурах // Вестник науки. 2025. Т. 4. № 11 (92). С. 887–902.

3. Носов Н. ЦОДы будущего: основные тенденции развития // Интернет изнутри. 2022. № 17. С. 18–22.

4. Поспелов И.А. Методы повышения энергоэффективности теплогенерирующих установок // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2024. № 9–5 (96). С. 16–20.

5. Теплоснабжение городов в контексте развития активных потребителей интеллектуальных энергетических систем / В.К. Аверьянов, Ю.В. Юферев, А.А. Мележик, А.С. Горшков // Academia. Архитектура и строительство. 2018. № 1. С. 78–87.

© Скиданов Д.Д., 2026

ЦЕННОСТЬ ИЗУЧЕНИЯ ФИЗИКИ В 7–9 КЛАССАХ: ДИДАКТИЧЕСКИЕ, КОГНИТИВНЫЕ И НЕЙРОПЕДАГОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

Гуреев Михаил Александрович – аспирант Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, miha.gureev@yandex.ru

Аннотация. В условиях быстро меняющегося технологического мира формирование научной картины мира и критического мышления становится ключевой задачей школьного образования. Физика как фундаментальная наука играет особую роль в когнитивном и личностном развитии подростков.

Цель данной работы состоит в том, чтобы показать ценность изучения физики в 7–9 классах через интеграцию дидактических подходов, данных о развитии мозга подростков и формирования метапредметных компетенций.

Методы исследования: теоретический анализ литературы, обобщение педагогического опыта, моделирование дидактических решений.

Результаты исследования: обоснована ценность школьного курса физики не только как предметной области, но и как инструмента развития префронтальной коры исполнительных функций и системного мышления в сенситивный подростковый период; определены ключевые дидактические принципы (контекстность, проблемность, визуализация), наиболее эффективные для обучения физике в 7–9 классах; показано, как решение физических задач способствует развитию абстрактно-логического мышления, рабочей памяти и когнитивной гибкости.

Выводы. Изучение физики в средней школе представляет собой уникальный образовательный ресурс для комплексного развития подростка, закладывая основы научного мировоззрения и «мягких» навыков (soft skills), необходимых в XXI веке. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании учебных программ и повышении квалификации учителей.

Ключевые слова: физическое образование; дидактика физики; нейропедагогика; развитие мозга подростков; метапредметные результаты; критическое мышление; научная картина мира

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития общества, характеризующийся цифровой трансформацией и возрастающей ролью высоких технологий, предъявляет новые требования к результатам школьного образования. Знание основ

физики перестает быть прерогативой будущих инженеров и ученых, становясь элементом функциональной грамотности каждого человека.

В контексте федеральных государственных образовательных стандартов особое внимание уделяется достижению не только предметных, но и метапредметных результатов, формированию универсальных учебных действий (УУД).

Подростковый возраст (7–9 классы) является сензитивным периодом для развития абстрактно-логического мышления, способности к гипотезированию и рефлексии [1]. В это время происходят значительные структурные и функциональные изменения в мозге, особенно в префронтальной коре, отвечающей за планирование, контроль и сложные формы мышления. В общении с подростками в образовательном процессе важным становится поиск эффективных коммуникативных подходов для качественного восприятия содержания образования через восприятие педагогической информации [7].

Таким образом, актуальность данного исследования обусловлена необходимостью переосмысления ценности школьного курса физики через призму современных данных дидактики, возрастной психологии и нейронаук. Целью статьи является анализ и синтез потенциала учебного предмета «Физика» для комплексного развития личности подростка.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Цель и задачи исследования

Цель исследования – обосновать системную ценность изучения физики в 7–9 классах для когнитивного, личностного и социального развития учащихся на основе междисциплинарного анализа.

Для достижения цели поставлены следующие *задачи*:

- проанализировать дидактический потенциал содержания курса физики основной школы для формирования научного мировоззрения и ключевых компетенций;
- рассмотреть особенности развития мозга подростков и выявить точки соприкосновения с когнитивными требованиями учебной деятельности по физике;
- определить наиболее эффективные с точки зрения нейропедагогики и современной дидактики методы и приемы обучения физике в 7–9 классах;
- разработать практико-ориентированные рекомендации для педагогов по реализации развивающего потенциала предмета.

Методология и методы исследования

Исследование базируется на системном и деятельностном подходах, позволяющих рассматривать учебный процесс как целостную систему, направленную на развитие учащегося [3]. В качестве методологической основы также выступают принципы нейропедагогики, утверждающей необходимость учета закономерностей работы мозга при проектировании обучения [4].

Использованы следующие методы:

– теоретический анализ философской, психолого-педагогической, методической и нейронаучной литературы.

– сравнительно-сопоставительный метод для выявления дидактических особенностей преподавания физики.

– моделирование для конструирования идеальной дидактической системы, реализующей развивающий потенциал предмета.

Организация исследования и ход работы

Исследование носило теоретико-прикладной характер и включало три этапа:

– аналитический этап: сбор и анализ литературных источников, посвященных дидактике физики, психологии подросткового возраста, когнитивным наукам и нейрообразования.

– синтезирующий этап: интеграция данных из разных областей знания, формулировка гипотез, построение теоретической модели.

– проектный этап: разработка структурированных выводов и практических рекомендаций для образовательной практики.

Результаты исследования и их обсуждение

1. Дидактическая ценность. Содержание курса физики 7–9 классов (механика, термодинамика, электромагнетизм, основы квантовых явлений) предоставляет уникальный материал для формирования причинно-следственного мышления. Решение задач, постановка экспериментов, построение и анализ моделей прямо способствуют развитию таких УУД, как анализ, синтез, выдвижение гипотез, планирование деятельности [2].

2. Нейрокогнитивный аспект. Активное обучение физике совпадает с периодом «обрезки синапсов» и усиления миелинизации нервных путей в подростковом мозге [4]. Деятельность, требующая абстрактного мышления, пространственного воображения и удержания в памяти нескольких переменных (как при решении физических задач), является эффективным «тренажером» для префронтальной коры и теменных долей, укрепляя нейронные сети, ответственные за логику, концентрацию внимания и когнитивный контроль.

3. Эффективные методы. С учетом данных о работе мозга, наибольший развивающий эффект дают:

– проблемное обучение: постановка противоречивых вопросов (например, «Почему небо синее?»), активирующая поисковую активность и дофаминовую систему подкрепления [6].

– визуализация и моделирование: использование схем, графиков, компьютерных симуляций, 3D-моделей, что соответствует полимодальности восприятия и облегчает понимание абстрактных понятий [8].

– контекстное обучение: связь теорий с повседневными явлениями и современными технологиями (от принципов работы смартфона до основ энергосбережения), что повышает мотивацию и осмысленность знаний.

4. Формирование картины мира. Физика становится стержнем для построения целостной естественнонаучной картины мира, интегрируя знания из математики, химии, биологии и географии. Это противостоит фрагментарности восприятия, характерной для информационной эпохи [9].

Обсуждение. Полученные результаты указывают на то, что ценность физики выходит далеко за рамки усвоения законов и формул. Предмет выступает как платформа для осознанного развития высших психических функций в критически важный период. Однако реализация этого потенциала требует от педагога не только глубокого предметного знания, но и понимания основ возрастной физиологии и когнитивистики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное исследование показало, что ценность изучения физики в 7–9 классах является многомерной и включает предметный (овладение основами науки), метапредметный (развитие мышления и УУД) и личностный (формирование мировоззрения) уровни [5]. Курс физики идеально соответствует задачам развития мозга подростка, предоставляя адекватную когнитивную нагрузку для тренировки исполнительных функций, рабочей памяти и системного мышления. Дидактика преподавания физики должна активно обогащаться выводами нейропедагогики, смещая акцент с трансляции информации на создание условий для собственной познавательной, исследовательской и проектной деятельности учащихся. Внедрение в практику проблемных, контекстных и визуальных методов обучения способно значительно повысить не только успеваемость, но и осознанную мотивацию школьников к изучению естественных наук.

Список источников и литературы

1. Выготский Л.С. Мышление и речь. М.: Лабиринт, 1999. 352 с.
2. Коржуев А.В., Попков В.А. Дидактика физики: когнитивно-визуальный подход. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2018. 210 с.
3. Леонтьев А.Н. Деятельность. Сознание. Личность. М.: Смысл, 2005. 352 с.
4. Подольский А.И. Нейропедагогика: мозг, обучение, развитие. СПб: Питер, 2021. 256 с.
5. Сатаргина С.В. Формирование научной картины мира у учащихся при обучении физике. Екатеринбург: УрГПУ, 2019. 145 с.
6. Усовершенствованное обучение: как использовать когнитивную науку в классе / Ф. Пасс, Э. Чань, Дж. Свалер, П. Мерриенбор // Вопросы образования. 2020. № 2. С. 8–39.
7. Цибульникова В.Е. Психология внутришкольного управления: проблема восприятия педагогической информации // в сборнике: Психологическое обеспечение педагогического процесса в образовательном учреждении: проблемы, ресурсы, инновации. Материалы

Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. СПб, 2011. С. 306–311.

8. Hattie J. Visible Learning for Teachers: Maximizing Impact on Learning / J. Hattie. London : Routledge, 2012.

9. The Nature of Learning: Using Research to Inspire Practice / OECD. Paris: OECD Publishing, 2010.

© Гуреев М.А., 2026

НАДЕЖНОСТЬ, РЕСУРС, ДИАГНОСТИКА И БЕЗОПАСНОСТЬ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

УДК 621.181.44

АКТУАЛИЗАЦИЯ БАЗОВОГО ОТРАСЛЕВОГО НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА ПО КОНТРОЛЮ МЕТАЛЛА И ПРОДЛЕНИЮ СРОКА СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Гринь Евгений Алексеевич – доктор технических наук, старший научный сотрудник, заведующий лабораторией прочности отделения материалов Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, EAGrin@vti.ru

Крейцер Константин Константинович – заведующий лабораторией котельных и паропроводных сталей Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, KKKreytser@vti.ru

Пшеченкова Татьяна Павловна – ведущий научный сотрудник лаборатории котельных и паропроводных сталей Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, TPPshechenkova@vti.ru

Любимов Артем Александрович – заведующий лабораторией турбинных сталей Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, AALyubimov@vti.ru

Аннотация. Изложена информация о выполненной АО «ВТИ» актуализации базового нормативного документа по контролю металла и продлению срока службы основных элементов теплосилового оборудования ТЭС, действующего в формате стандарта РАО «ЕЭС России». Указаны основные наиболее значимые изменения, которые были внесены в исходный документ, касающиеся ключевых положений организационного и технического характера.

Отмечено, что наиболее существенной переработке подверглись разделы стандарта, содержащие методические аспекты контроля, оценки состояния и продления ресурса поверхностей нагрева котлов и элементов паровых турбин. Обновлённая версия документа включает важные положения по новым перспективным сталям, и она гармонизирована с

нормативной документацией Ростехнадзора, действующей в данной области регулирования.

Ключевые слова: нормативный документ, тепломеханическое оборудование, металл, контроль, методика, ресурс, оценка состояния

ВВЕДЕНИЕ

В 2005 г. в официальной прессе («Российская газета») появилась информация о том, что в связи с планируемым вступлением России в Всемирную торговую организацию (ВТО) практически вся нормативно-техническая документация, действующая в формате РД, РТМ, МУ, СО, через обозначенный срок (порядка 3-х лет) была аннулирована, и при необходимости сохранения отдельных документов их необходимо было переработать и ввести в действие по вновь установленной форме. В последствии, Российская Федерация официально вступила в ВТО 22 августа 2012 года, став её 156-м полноправным участником.

Поскольку данная реформа напрямую затрагивала ряд важных для теплоэнергетики документов, регулирующих вопросы контроля металла, прочности, ресурса и надежности тепломеханического оборудования ТЭС, и в том числе находящихся в ведении Ростехнадзора, было принято решение о разработке нового нормативного документа, включающего широкий спектр актуальных в этой области тематик. Разработка документа была инициирована РАО «ЕЭС России» и выпуск его предусматривался под эгидой этой компании в формате стандарта организации, имеющего отраслевой статус. Указанные обстоятельства обуславливали широкий масштаб этого документа, который был введен в действие в 2008 году (СТО 70238424.27.100.005-2008) [1]. Последующее использование его применительно к действующим энергообъектам подтвердило практическую пользу этого стандарта для отрасли [2].

Однако за прошедшее время с момента ввода в действие стандарта РАО «ЕЭС России» произошли серьезные изменения в сфере рассматриваемых вопросов нормативного регулирования, в том числе связанные с реформированием нормативной базы в области промышленной безопасности оборудования. Поэтому отдельные положения и требования стандарта РАО «ЕЭС России» утратили свою актуальность. Кроме того, в этот период появился ряд новых марок сталей, получивших достаточно широкое распространение в качестве конструкционных материалов для вновь вводимого и реконструируемого оборудования. С учетом этих обстоятельств была выполнена работа по актуализации стандарта РАО «ЕЭС России» с выпуском его в форме инструкции по контролю металла и продлению срока службы тепломеханического оборудования электростанций в составе АО «Интер РАО-Электрогенерация».

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Целью выполненной работы являлось повышение эксплуатационной надёжности оборудования электростанций путём внедрения актуальной версии инструкции по контролю, оценке состояния и продлению срока службы тепломеханического оборудования ТЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация», учитывающей современное положение нормативной базы федерального уровня и реальное состояние длительно работающего металла по результатам его исследований.

Одной из ключевых задач проделанной работы являлась гармонизация разрабатываемой инструкции с федеральными нормами и правилами Ростехнадзора (ФНП) и прежде всего с выпущенными и введенными с начала 2021 года ФНП в области промышленной безопасности «Правила осуществления эксплуатационного контроля металла и продления срока службы основных элементов котлов и трубопроводов тепловых электростанций» (ФНП ЭКМ) [3].

В отношении вводной части стандарта РАО «ЕЭС России» были актуализированы материалы по ссылочным нормативным документам и также скорректированы отдельные положения организационно-технического характера, в том числе касающиеся применения специально разработанных рабочих инструкций по контролю металла для индивидуальных энергообъектов.

Разделы по неразрушающему и разрушающему контролю подверглись изменениям в относительно небольшой степени, в частности:

- добавлен параграф по магнитной ферритометрии аустенитных сталей. Разработанная в АО «ВТИ» и практически применяемая на протяжении нескольких лет соответствующая методика подтвердила свою эффективность при диагностировании поверхностей нагрева котлов на многих электростанциях;

- сокращен раздел по стилоскопированию в связи с преимущественным использованием на объектах более современной техники: оптико-эмиссионных и рентгенофлуоресцентных анализаторов и актуализированы положения по применению таких средств контроля металла;

- актуализирован подраздел стандарта, посвященный металлографическому анализу неразрушающими методами.

В части разрушающего контроля изменения в основном коснулись требований по испытаниям на длительную прочность.

Ключевые разделы стандарта, посвященные эксплуатационному контролю металла, а также диагностированию оборудования в связи с продлением срока его службы, подверглись существенной актуализации. При этом схема самого регламента проведения этих видов контроля принципиально не изменилась, и актуализация осуществлялась в том числе в направлении гармонизации материала с содержанием соответствующих разделов ФНП ЭКМ. Были существенно актуализированы положения о парковом (назначенном) ресурсе оборудования. Значительно расширена

номенклатура элементов паропроводов по типоразмерам и эксплуатационным параметрам, изготовленных из традиционных марок стали, а также добавлены положения о назначенном ресурсе для элементов, изготовленных из перспективных паропроводных высокохромистых сталей, в том числе для сварных соединений из этих сталей. Изменены требования стандарта СТО 70238424.27.100.005-2008 по установлению паркового (назначенного) ресурса для коллекторов и барабанов котлов, причём для последних алгоритм этой процедуры существенно упрощён. Установлены значения паркового ресурса для барабанов, изготовленных из новой стали WB 36. Указанные изменения выполнены в рамках гармонизации с ФНП ЭКМ. Существенной актуализации подверглись таблицы, представляющие регламент контроля оборудования, куда были включены элементы из указанных выше новых марок стали: высокохромистой стали ДИ 82 (и её зарубежного аналога Р 91) и стали WB 36.

Были существенно изменены и расширены разделы документа по диагностированию поверхностей нагрева котлов и основных элементов паровых турбин. К поверхностям нагрева котлов были добавлены элементы из новых марок сталей и значительно актуализированы требования по исследованиям, оценке состояния и алгоритму продления ресурса. Актуализация материала по диагностированию и продлению ресурса элементов паровых турбин включала требования по методическим аспектам процесса, анализу результатов диагностирования и критериям оценки состояния металла. В рамках выполняемой работы были проведены масштабные исследования свойств металла эксплуатируемых паровых турбин. Также были обобщены и систематизированы наработки и результаты исследований АО «ВТИ» последних лет, выполненные на вырезках металла из элементов с весьма длительной наработкой. Ввиду большого объема разработанного методического материала по поверхностям нагрева котлов и турбинам было принято решение о выделении его в виде пособия в составе инструкции в отдельную книжку. Поскольку эти разработки представляют существенную часть в общем объеме проделанной работы и содержат инновационную составляющую, о них несколько подробнее изложено ниже.

В рамках комплекса исследований по поверхностям нагрева котлов проведены испытания и обобщён массив данных по служебным характеристикам углеродистой стали (Ст. 20), легированной теплоустойчивой стали (12X1МФ) и аустенитных сталей (12X18Н12Т и 10X13Г12БС2Н2Д2). Исследования включали в себя:

- анализ микроструктуры металла в исходном состоянии и после длительных наработок;
- испытания по определению кратковременных механических свойств после эксплуатации в рабочем диапазоне температур;
- испытания на длительную прочность после различных наработок;

– изучение для стали 12Х1МФ процесса накопления (кинетики) легирующих элементов в карбидном осадке в ходе термомодеформационного старения;

– изучение для аустенитных сталей кинетики выделений сигма-фазы при длительных высокотемпературных испытаниях;

– исследования жаропрочных свойств аустенитных сталей с различным номером зерна.

Результаты исследования и их обсуждение

По результатам проведенных исследований была разработана методика, представляющая следующий алгоритм действий:

- анализ комплекса исходных данных;
- «полевой» контроль непосредственно на объекте;
- выбор мест представительных вырезок металла;
- лабораторные исследования металла на вырезках;
- определение эквивалентной температуры и анализ состояния металла;

- оценка остаточного ресурса;

- выпуск заключения с формулировкой выводов и рекомендаций.

Актуализированная методика по сравнению с ранее применяемой обладает следующими преимуществами:

- более чёткая детализация порядка действий, что снижает вероятность необъективных оценок;

- замена графических зависимостей аналитическими соотношениями сокращает время расчёта без ущерба для точности оценок;

- актуализированные шкалы микроструктуры облегчают процедуру комплексного анализа и оценок состояния металла.

В части совершенствования методологической основы диагностирования паровых турбин был расширен и актуализирован блок методик по контролю основных элементов агрегата. Были проанализированы данные по условиям эксплуатации и повреждаемости более 60-ти турбин различных типов, в том числе с наработкой до 400 тыс. часов и более. На основании проведенного анализа скорректирован регламент контроля турбин с учётом их конструктивных особенностей для конкретного типа и фактических наработок. Документ дополнен приложениями, в которых представлены методики контроля роторов со стороны осевого канала и по наружной поверхности в ответственных зонах, а также методики контроля и ремонта дисков и рабочих лопаток в зоне фазового перехода. Представлена методика измерения глубины трещин в литых корпусных деталях. По результатам проведенных исследований металла с различной наработкой, а также имеющихся данных по свойствам ранее исследованных элементов сформирована база данных, которая составила основу для системы критериев качества металла длительно работающих турбин. Указанный комплексный подход обусловил научно-

техническую возможность для совершенствования методической базы по диагностированию и продлению ресурса паровых турбин.

Возвращаясь к общей содержательной части стандарта надо отметить, что важное место в его структуре занимает раздел, представляющий систему норм качества металла. Этот раздел подвергся достаточно серьезной актуализации. Как уже отмечалось, существенные изменения касались оценки состояния металла поверхностей нагрева котлов и элементов турбин. Введены также корректировки, относящиеся к разряду гармонизации с требованиями ФНП ЭКМ. В частности, введены нормы по допускаемым утонениям стенки элементов котлов и трубопроводов и скорректированы диапазоны рекомендуемых значений твердости металла. Существенным является то обстоятельство, что добавлены критерии качества по вновь введенным в стандарт маркам стали.

Порядок проведения работ при продлении срока службы оборудования, отработавшего назначенный ресурс, структурно не очень сильно изменился. Корректировке подверглись требования по организации вырезок металла из элементов оборудования и программам их исследований, в том числе в части конкретизации формулировок по необходимости и условиям их проведения. В частности, сформулирована необходимость проведения испытаний на длительную прочность металла паропроводов после 3-х кратного продления их ресурса и литых корпусных деталей турбин после наработки более 350 тыс. часов. В обновленной версии документа также оптимизирована схема расчетной оценки остаточного ресурса оборудования, работающего в условиях ползучести. Алгоритм данной процедуры упрощен относительно исходной версии и гармонизирован с положениями ФНП ЭКМ, что нашло отражение в серьезной актуализации соответствующего материала.

С учетом изложенного есть основания рассчитывать на то, что применение актуализированной версии документа по контролю металла и продлению срока службы ответственного тепломеханического оборудования ТЭС будет способствовать более эффективному обслуживанию этого оборудования и повышению его эксплуатационной надежности.

Список источников и литературы

1. Стандарт организации НП «ИНВЭЛ» СТО 70238424.27.100.005-2008 «Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200093672> (дата обращения: 19.05.2026).

2. Гладштейн В.И. Оценка ресурса высокотемпературных элементов роторов турбин путем моделирования уменьшения сплошности металла / В.И. Гладштейн, А.А. Любимов // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2019. Т. 85, № 9. С. 52–60. <https://doi.org/10.26896/1028-6861-2019-85-9-52-60>.

3. Приказ от 15 декабря 2020 г. № 535. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила осуществления эксплуатационного контроля металла и продления срока службы основных элементов котлов и трубопроводов тепловых электростанций» // Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. 176 с.
<https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=427805>.

© Гринь Е.А., Крейцер К.К.,
Пшеченкова Т.П., Любимов А.А., 2026

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРО-НЕЧЁТКИХ СИСТЕМ В ЗАДАЧАХ ДИАГНОСТИКИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Лапин Александр Дмитриевич – аспирант Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», ведущий разработчик, МТС Веб Сервисы (АО «МВС»), г. Москва, lapinad2000@gmail.com

Аннотация. Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения надёжности теплоэнергетического оборудования посредством развития методов предиктивной диагностики. Целью исследования является сравнительный анализ научных работ, в которых адаптивные нейро-нечёткие системы вывода (ANFIS) применяются в энергетике. В статье рассмотрены методы прогнозирования отказов и принципы работы вычислительного ядра систем. Научная новизна заключается в систематизации архитектур систем, построенных на базе ANFIS и выявлении перспективных направлений интеграции ANFIS с разнообразными методами повышения точности предсказаний. Результаты показали, что предложенные методы повышают точность определения аномалий в потоке данных.

Ключевые слова: нейро-нечёткие системы; ANFIS; диагностика оборудования; теплоэнергетика; предиктивное обслуживание; искусственный интеллект; neural fuzzy systems; ANFIS; equipment diagnostics; heat power engineering; predictive maintenance; artificial intelligence

ВВЕДЕНИЕ

В системах теплоснабжения поломки теплоэнергетического оборудования выявляются за счёт аномалий в потоке данных, получаемых посредством работы измерительных комплексов. Как следствие, степень безопасности и надёжности технологических процессов напрямую связана с подходами к анализу потока данных. При ненормированных, предаварийных или иных режимах работы, сопряжённых с повышенной нагрузкой оборудования, повышается риск вероятности появления аварийных ситуаций или некорректного потока данных, который может быть ошибочно трактован.

Технический прогресс в области экспертных систем поддержки и принятия решений позволяет нивелировать данные ситуации за счёт локальной настройки и самообучения на специализированных и конкретизированных данных когнитивного ядра. Использование подобных экспертных систем, настроенных под уникальные потоки данных измерительных комплексов теплоэнергетического оборудования, в теории

позволит достигнуть высокого уровня безопасности и надёжности, одновременно повышая степень точности прогнозирования аварийных ситуаций.

Хотя алгоритм обучения искусственных нейронных сетей для поиска неисправностей оборудования известен (см. рис. 1) необходимо осуществить обзор и сравнительный анализ существующих научных работ и исследований в данной области, для поиска возможности усовершенствования существующего цифрового инструментария.

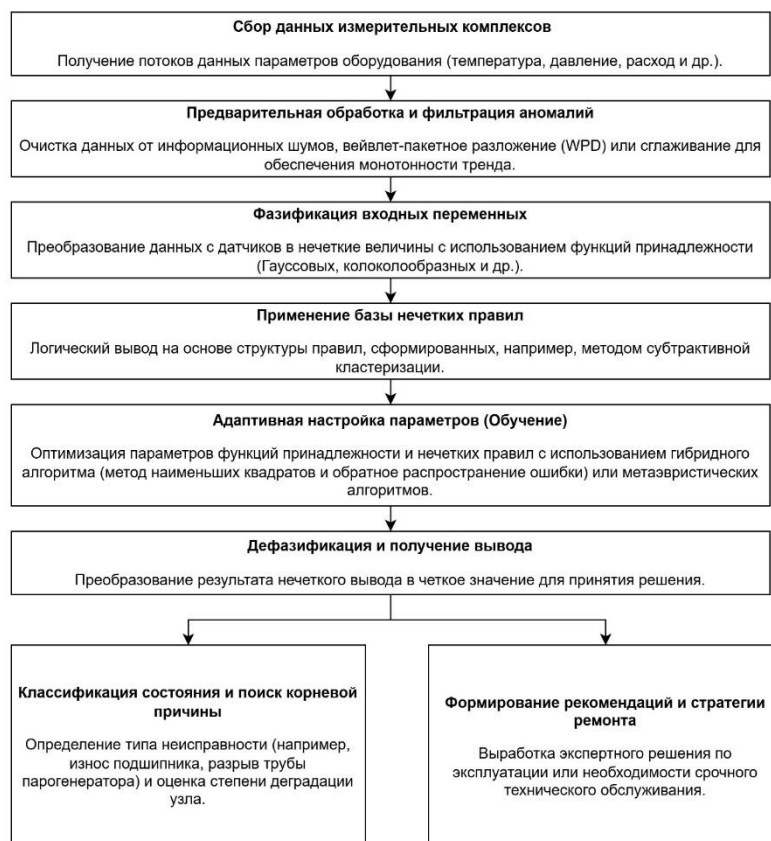


Рис. 1 – Алгоритм поиска неисправностей оборудования

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Цель и задачи исследования

Цель исследования – провести обзор и сравнительный анализ применения адаптивных нейро-нечётких систем вывода в задачах диагностики теплоэнергетического оборудования.

Задачи исследования:

- систематизировать подходы к применению ANFIS в диагностике оборудования;
- сравнить эффективность различных модификаций и гибридных архитектур;
- выявить перспективные направления для усовершенствования систем диагностики.

Методология и методы исследования. В качестве методологической основы использован систематический обзор литературы. Применены методы сравнительного анализа, систематизации и обобщения научных публикаций.

Организация исследования и ход работы. Обзор охватывает научные статьи за период 2015-2025 гг., посвященные применению ANFIS и родственных методов в задачах прогнозирования отказов, оценки остаточного ресурса и диагностики теплоэнергетического и энергетического оборудования.

Результаты исследования и их обсуждение

В научной статье «Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System modelling for performance prediction of solar thermal energy system» [12], посвященной исследованию возможности корректного прогнозирования производительности солнечной системы. В качестве «ядерной» технологии для обучения сети, авторы взяли адаптивную нейро-нечёткую систему вывода по типу Такаги-Сугено [1]. Объектом исследования выступала экспериментальная установка горячего водоснабжения и отопления. Для настройки параметров модели использовался гибридный алгоритм обучения, а структура нечётких правил формировалась методом субтрактивной кластеризации. Результаты расчётов показали высокую точность прогноза температуры. Также, в данной работе было проведено сравнение авторского подхода с методом, основанным на «классических» искусственных нейронных сетях. Сравнение результатов показало, что модель на базе нечетких нейросетей демонстрирует более высокую точность прогнозирования для данной задачи.

В исследовании «An Assistive System for Thermal Power Plant Management» [11] нейро-нечёткая модель применялась для оценки максимальной активной электрической мощности теплоэнергетического оборудования. Исследовательский коллектив посредством сравнения установил, что наилучшие результаты обеспечивает гибридный метод обучения. Среднеквадратичная ошибка оценки температуры аэросмеси составила 1,92 °C, а для активной мощности – 5,16 МВт. Авторы отмечают высокую эффективность данного подхода, но в то же время указывают на то, что он неэффективен при переходных режимах работы.

Работа «An ANFIS-based Framework for the Prediction of Bearing's Remaining Useful Life» [8] освещает ряд задач, связанных с прогнозированием остаточного ресурса оборудования, а также автоматического определения момента начала деградации подшипников качения. Авторы показали, что объединение ANFIS с вейвлет-пакетным разложением и последовательным обратным отбором признаков, позволяет сократить влияние шумов в исходных данных и обеспечивает монотонность тренда деградации. По результатам исследования точность прогнозирования остаточного ресурса достигала 95–99,95 %, что

подтверждает перспективность сочетания ANFIS с методами выделения информативных признаков и очистки сигнала.

В статье «Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) based modelling of incipient steam generator tube rupture diagnosis» [9.] нейро-нечёткая логика применялась для обнаружения начальной стадии разрыва труб парогенератора. В силу того, что стандартный алгоритм ANFIS способен работать только в одновыходном режиме, исследователи объединили несколько независимых моделей ANFIS в единую структуру, для получения многовыходной системы, что позволило диагностировать дефект и одновременно оценивать сопутствующие параметры. Несмотря на рост вычислительной сложности, система показала более высокую точность, чем модель FFBP (многослойный перцептрон прямого распространения с обратным распространением ошибки): средняя абсолютная ошибка при прогнозировании давления пара составила 0,0032 % против 0,0880 %.

В работе «Neuro-Fuzzy Framework for Fault Prediction in Electrical Machines via Vibration Analysis» [7] была рассмотрена проблема сложности прогнозирования динамики отказов работы электропривода. Авторы показали, что добавление слоя нечёткой логики к архитектуре ANN позволяет решить проблему наложения информационных потоков по дефектам друг на друга, а также повысить точность классификации дефектов подшипников с 94,34 до 99,40 %. Полученный результат демонстрирует преимущества нейро-нечёткого подхода при работе с зашумлёнными диагностическими данными.

В исследовании «Prediction of Thermal Energy Demand Using Fuzzy-Based Models Synthesized with Metaheuristic Algorithms» [5] показано, что метаэвристическая оптимизация позволяет уменьшить влияние так называемого «проклятия размерности» (экспоненциальное увеличение вычислительной сложности при увеличении числа входных параметров) [4]. Наилучший результат в сравнении с другими вариантами продемонстрировала система ANFIS+EO. Близкая область применения рассматривается и в статье «Heat load prediction in district heating systems with adaptive neuro-fuzzy method» [10], где подтверждена применимость ANFIS для краткосрочного прогнозирования тепловой нагрузки на основе исторических данных.

Особый интерес представляет работа «Advancing predictive maintenance for gas turbines: An intelligent monitoring approach with ANFIS, LSTM, and reliability analysis» [6] надёжности, CANFIS и LSTM, позволяющую предсказывать время между отказами, а также определять элемент оборудования, который вероятнее всего выйдет из строя. Практическая ценность исследования состоит в том, что работоспособность системы была подтверждена в условиях реальной эксплуатации.

Исходя из результатов рассмотренных исследований, систематизированных в таблице 1, можно сделать вывод, что наибольший

эффект в решении задач предиктивной диагностики достигается при интеграции ANFIS с разнообразными алгоритмами обработки данных, методами оптимизации и другими видами нейросетевых архитектур.

Таблица 1.
Сравнительная характеристика методов прогнозирования отказов и оценки надёжности оборудования

Метод	Тип задач	Преимущества	Ограничения
ANFIS с гибридным обучением	Прогнозирование параметров, ранняя диагностика неисправностей	Интерпретируемость правил, быстрая сходимость, эффективность на малых выборках	Зависимость качества от начальной кластеризации, риск локальных минимумов
ANFIS с предобработкой на основе WPD	Прогнозирование остаточного ресурса на основе анализа вибрации	Подавление шума, выделение скрытых признаков дефектов, рост точности прогноза	Необходимость подбора уровня разложения и базисной функции
ANFIS с метаэвристической оптимизацией	Оптимизация точности прогноза сложных нелинейных систем	Снижение ошибки прогноза за счёт поиска более удачных параметров	Высокая вычислительная сложность и увеличение времени обучения
Гибридные системы MIMO ANFIS	Многопараметрическая диагностика аварийных состояний	Возможность одновременной оценки нескольких выходных параметров	Рост вычислительной сложности модели
Гибридные системы CANFIS + LSTM	Предиктивный мониторинг и прогноз времени до отказа	Совмещение диагностики текущего состояния и прогноза деградации	Высокая сложность архитектуры и вычислительные затраты

Сравнительный анализ табл. 1 позволил сделать следующие выводы:

1. Система, построенная на базе ANFIS и её модификаций с последующим улучшением за счёт разнообразных алгоритмов предобработки данных и интеграции с другими нейросетевыми моделями (такими как LSTM), возможно позволит с высокой точностью производить процедуру диагностики оборудования.

2. Преимуществами подобной системы будет комплексный подход анализа данных, адаптивность системы к различным их типам и универсальности при работе с временными рядами, статистическими показателями и нечеткими выходными метриками.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из проведённого обзора литературы следует, что адаптивная нейронечёткая система вывода зарекомендовала себя как надёжный инструмент при построении систем предиктивного анализа и мониторинга состояния оборудования для дальнейшей диагностики и обслуживания в режиме реального времени.

Однако проведённый анализ показал, что наиболее точные и устойчивые к шумам в информационном массиве прогностические модели создаются не на базе классического алгоритма, а за счёт его усложнения, гибридизации и применения совместно с другими архитектурами нейросетей [2; 3]. Исходя из результатов рассмотренных исследований, систематизированных в таблице, можно сделать вывод, что математический аппарат нечёткой логики – как в качестве самостоятельной основы, так и в составе гибридных архитектур – демонстрирует результаты, как минимум не уступающие таким алгоритмам, как классические искусственные нейронные сети.

Ожидается, что внедрение подобной системы позволит значительно сократить траты, связанные с экстренным ремонтом оборудования, а также увеличить срок службы агрегата. Однако для подтверждения или опровержения данных гипотез потребуются дальнейшие исследования.

Список источников и литературы

1. Грушо А.А. Логика обмана в машинном обучении / А.А. Грушо, Н.А. Грушо, М.И. Забежайло [и др.] // Информатика и ее применения. 2024. Т. 18, № 1. С. 78–83.
2. Петров А.М., Попов А.Н. Лабораторные испытания измерительно-вычислительного комплекса для диагностики термодинамических процессов однофазных потоков // Инновации и инвестиции. 2022. № 7. С. 81–85.
3. Петров А.М., Попов А.Н. Разработка интеллектуальной системы поддержки принятия решений по оценке состояния объектов системы теплоснабжения // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2023. № 6 (599). С. 15–21.
4. Шапкин А.П., Зернов М.М. Применение нейросетевых методов для решения задачи о назначениях большой размерности // Наукосфера. 2023. № 3–1. С. 196–201.
5. Alkhazaleh H.A. Prediction of Thermal Energy Demand Using Fuzzy-Based Models Synthesized with Metaheuristic Algorithms / H.A. Alkhazaleh, N. Nahi, M.H. Hashemian [et al.] // Sustainability. 2022. Vol. 14. P. 14385.
6. Brahimi L. Advancing predictive maintenance for gas turbines: An intelligent monitoring approach with ANFIS, LSTM, and reliability analysis / L. Brahimi, N. Hadroug, A. Iratni [et al.] // Computers & Industrial Engineering. – 2024. Vol. 191. P. 110094. DOI 10.1016/j.cie.2024.110094.

7. Kudelina K. Neuro-Fuzzy Framework for Fault Prediction in Electrical Machines via Vibration Analysis / K. Kudelina, H. A. Raja // *Energies*. 2024. Vol. 17. P. 2818. DOI 10.3390/en17122818.

8. Lourari A.W. An ANFIS-based Framework for the Prediction of Bearing's Remaining Useful Life / A.W. Lourari, T. Benkedjouh, B. Elyousfi, A. Soualhi // *International Journal of Prognostics and Health Management*. 2024. Vol. 15. No 1. P. 1–12. DOI 10.36001/IJPHM.2024.v15i1.3791

9. Mwaura A.M., Liu Y.-K. Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) based modelling of incipient steam generator tube rupture diagnosis // *Annals of Nuclear Energy*. 2021. Vol. 157. P. 108262. DOI 10.1016/j.anucene.2021.108262.

10. Shamshirband S. Heat load prediction in district heating systems with adaptive neuro-fuzzy method / S. Shamshirband, D. Petković, R. Enayatifar [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 48. P. 760–767. DOI 10.1016/j.rser.2015.04.020.

11. Stojic A. An Assistive System for Thermal Power Plant Management / A. Stojic, G. Kvascev, Z. Djurovic // *Energies*. 2025. Vol. 18. No 11. Art. 2977. DOI 10.3390/en18112977

12. Yaïci W., Entchev E. Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System modelling for performance prediction of solar thermal energy system // *Renewable Energy*. 2016. Vol. 86. P. 302–315. DOI 10.1016/j.renene.2015.08.028.

© Ланин А.Д., 2026

ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ИЗ СТАЛИ 20 ПРИ ТЕРМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ ВЫШЕ РАСЧЕТНЫХ ТЕМПЕРАТУР

Семенов Антон Владимирович – аспирант Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, VSSemutkin@vti.ru

Аннотация. В статье рассматриваются критерии оценки котельного оборудования в существующих нормативных документах. Приведен и исследован опыт работы сотрудников АО «ВТИ» с элементами котельного оборудования, эксплуатация которых выходит за рамки, выставленные нормативными документами.

Ключевые слова: котёл, пароперегреватель, повреждение, сталь, температура, расчётная толщина стенки, остаточный ресурс, ползучесть, отложения, нормативный документ

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время государственные стандарты и руководящие документы рассматривают температуру 450 °С как предельную при эксплуатации котельных элементов из углеродистой стали марки 20. Определение остаточного ресурса ныне работающих поверхностей нагрева паровых котлов электростанций проводится в соответствии с СТО 70238424.27.100.005-2008 «Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования», изначально разработанном для оценки остаточного ресурса змеевиков ширмовых и конвективных пароперегревателей, изготовленных из сталей марок 12Х1МФ, 12Х2МФСР, 12Х18Н12Т и работающих в условиях ползучести при достаточно высоких температурах, вследствие чего имеющих структурные изменения в металле [4; 6; 7].

Для изготовления современных пароперегревателей перлитная сталь 12Х2МФСР не используется. Оценка ресурсных характеристик стали марок 12Х1МФ и 12Х18Н12Т проводится по критериям жаропрочности. Необходимыми данными для такой оценки являются значения эквивалентной температуры эксплуатации, величина толщины стенки и скорость её утонения, а также характеристики длительной прочности металла труб данной микроструктуры. Эквивалентная температура эксплуатации – температура, соответствующая фактическому состоянию структуры и учитывающая все режимы эксплуатации котла.

Для труб из перлитной стали марки 12Х1МФ она определяется: по толщине оксидной пленки, если энергоблок работает при гидразинно-аммиачном водном режиме; по содержанию молибдена в карбидном осадке; по степени структурных превращений.

Для труб из аустенитной стали марки 12Х18Н12Т эквивалентная температура эксплуатации определяется по количеству σ -фазы в металле.

В нормативных документах температура эксплуатации испарителей и других поверхностей нагрева, изготовленных из стали марки 20, не превышает температуру 450 °С, что исключает ухудшение структуры или появление дефектов вследствие ползучести. По этой причине оценка остаточного ресурса поверхностей нагрева, изготовленных из стали марки 20, проводится с помощью периодической ультразвуковой толщинометрии: если фактическая остаточная толщина стенки меньше допустимой, то элемент заменяется. Расчётная толщина стенки определяется по значениям: давления в элементе, величине наружного диаметра труб и номинального допускаемого напряжения в металле, определяемого по температуре на 60 °С выше температуры насыщения среды применительно для испарительных поверхностей нагрева.

Таким образом, при оценке ресурсных характеристик полностью игнорируется фактор состояния структуры металла. Даже если отмечается длительный перегрев металла выше 450 °С, то государственный стандарт предлагает оценить лишь степень графитизации через занимаемую им долю в рассматриваемом поле зрения [3].

В данной работе приведены примеры эксплуатации котельного оборудования при температурах, превышающих 450 °С.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

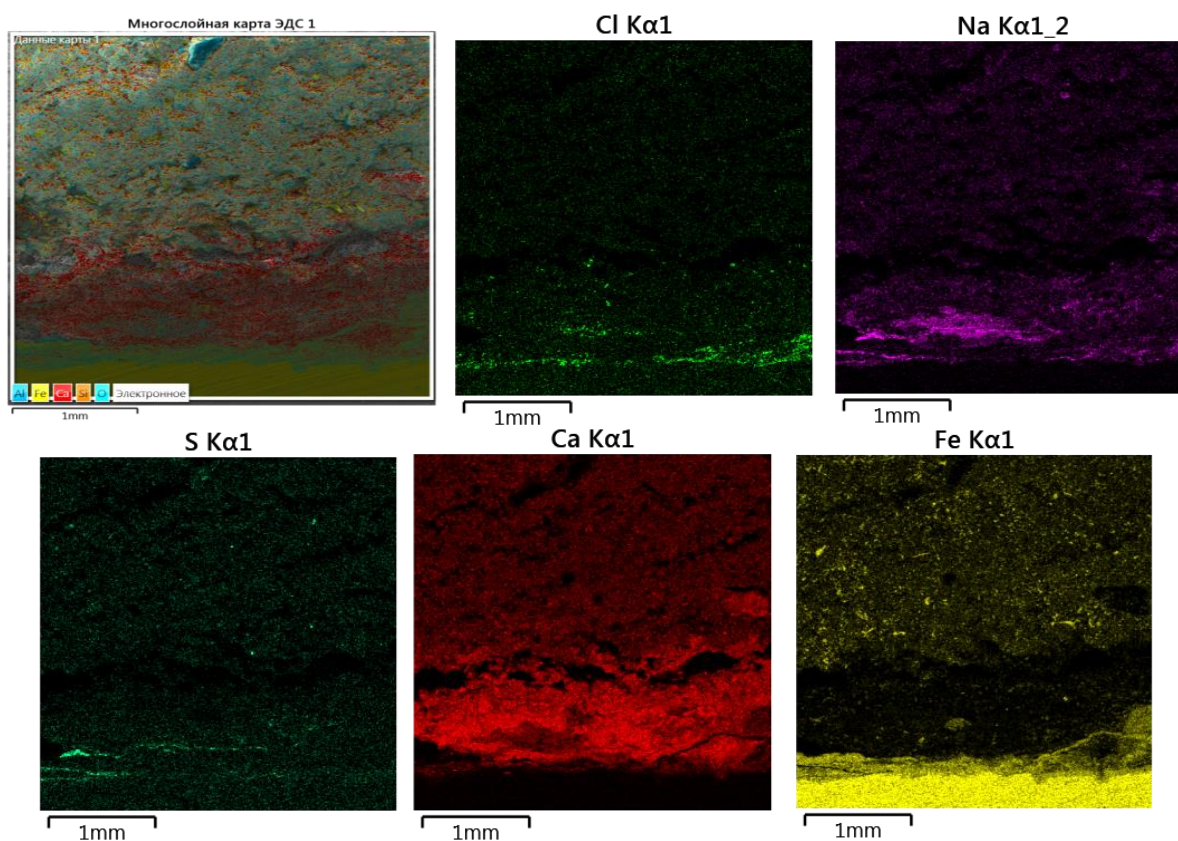
Конструкционные особенности. Основываясь на работе с повреждённым пакетом левой секции конвективного перегревателя водогрейного котла типа КВ-ГМ-20,0-150 специалисты АО «ВТИ» обнаружили, что в зависимости от среды и условий на внутренней поверхности труб в процессе эксплуатации могут скопиться отложения из накипи (рис. 1).

Они, в свою очередь, содержат такие вещества как оксиды железа, кальция, кремния, магния, а также сульфаты и хлориды. Элементный состав отложений представлен на рисунке 2.



Рис. 1 – Торцевая поверхность вырезок (а – змеевик 1-го хода, б – змеевик 2-го хода)

Эти отложения повышают загрязнённость поверхности и имеют значительно меньший коэффициент теплопроводности, чем сталь марки 20. На рисунке 3 представлены структуры стали марки 20 в исходном состоянии и исследуемого металла под отложениями.



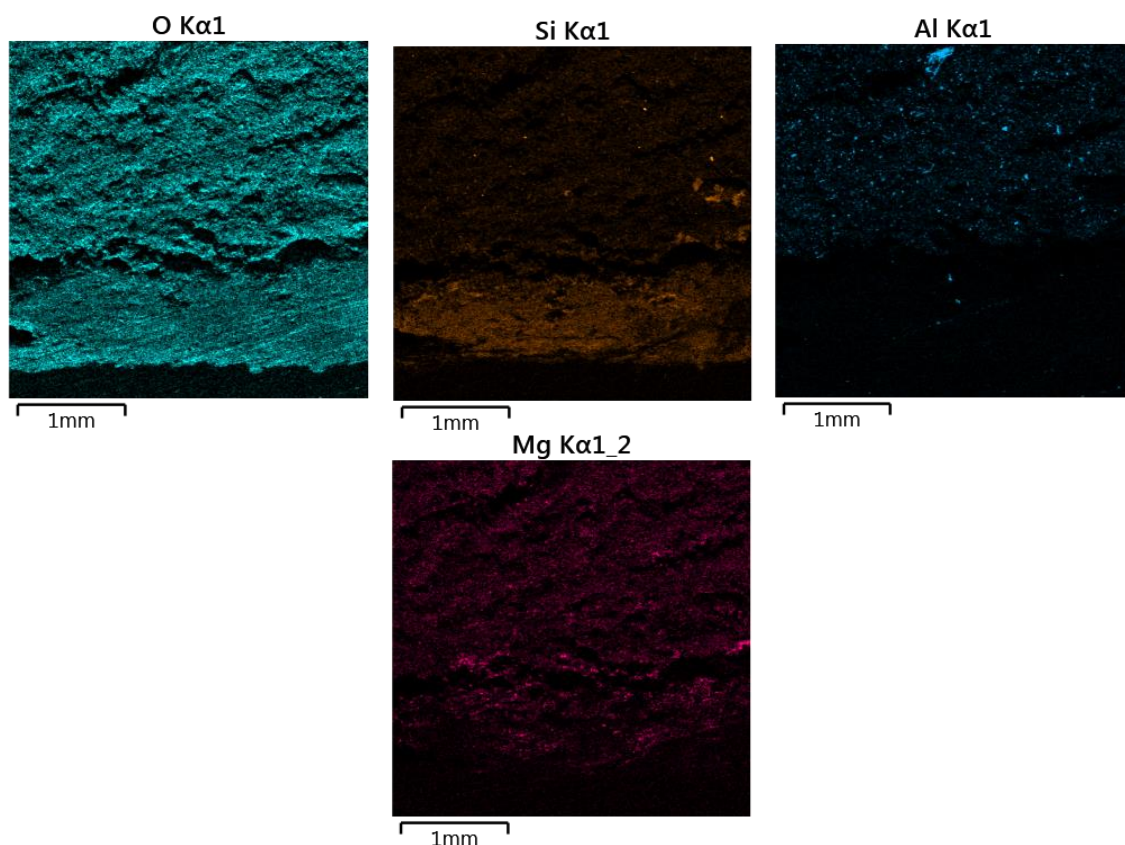


Рис. 2 – Электронное изображение и карты распределения химических элементов в отложениях

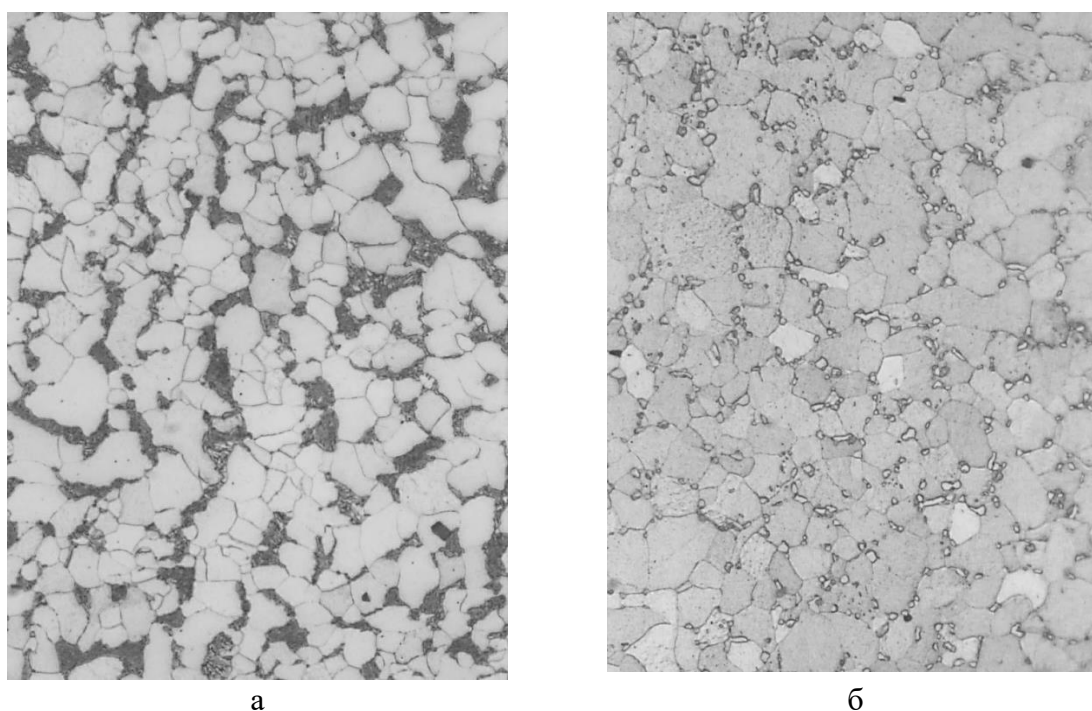


Рис. 3 – Структура исходного состояния стали марки 20 (а) и под слоем отложений (б) при 1000-кратном увеличении

Микроструктура металла под отложениями состоит из зерен феррита и карбидов по границам зерен. Анализ выраженного ухудшения микроструктуры металла свидетельствует о локально высокой температуре

эксплуатации, вызванной повышенной плотностью воспринятого теплового потока, пониженной среднemasсовой скоростью среды и повышенным термическим сопротивлением отложений на внутренней поверхности участка исследуемого змеевика [1].

Оценивая результаты специалистов АО «ВТИ» и работы [2; 5; 8], можно сделать вывод, что эквивалентная температура эксплуатации важна для определения остаточного ресурса труб поверхностей нагрева из стали марки 20. Конструкционная специфика или особенности очистки циркулирующей среды могут приводить к появлению толстого слоя плотных отложений, которые повышают температуру эксплуатации металла до значений, превышающих расчётные.

Человеческий фактор. При исследовании разрушенного змеевика ширмового пароперегревателя (ШПП) котла ТПЕ-208 обнаружено, что он изготовлен из стали марки 20, а не из стали марки 12Х1МФ, как должно было быть согласно паспорту котла. Нарботка змеевика на момент исследования составляет 212 193 ч. Микроструктура металла состоит из зерен феррита с малым количеством карбидов и крупных образований глобулярного графита (до 80 мкм в диаметре). Микроструктура металла представлена на рисунке 4.

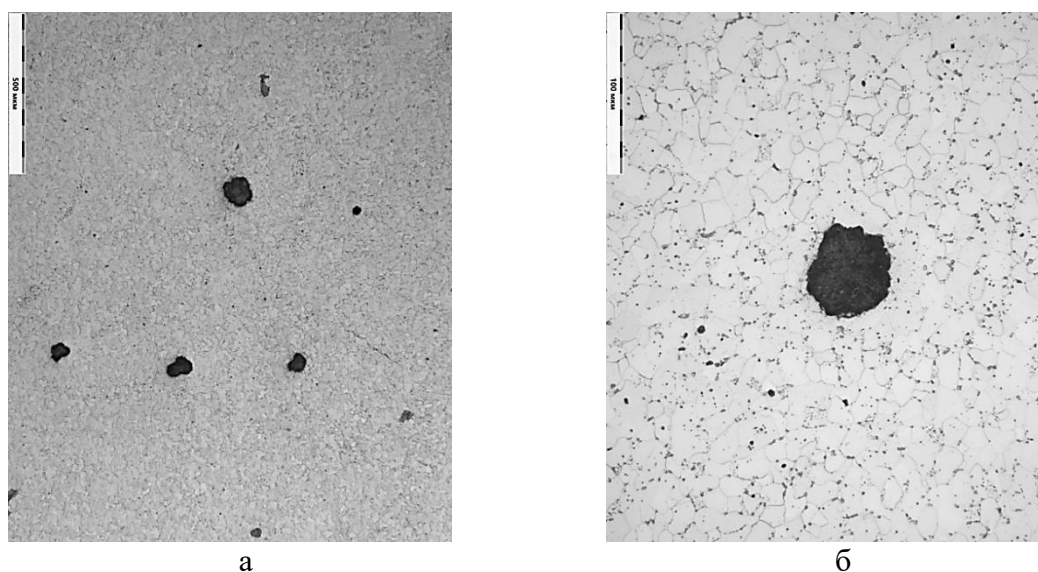


Рис. 4 – Микроструктура металла змеевика ШПП после эксплуатации при 100-кратном увеличении (а) и при 500-кратном увеличении (б)

Условия эксплуатации ШПП не предполагают использование стали марки 20, однако эти змеевики работали в условиях ползучести более двухсот тысяч часов. Существенное различие фактической структуры от структуры перегретого металла водогрейного котла КВ-ГМ-20,0-150, а также факт долгой эксплуатации свидетельствуют о разных уровнях перегрева металла, причём перегрев стали марки 20 в змеевике ШПП намного меньше, чем со слоем отложений. Однако на данный момент нормативные документы не позволяют дать точную оценку уровня перегрева и температуру эксплуатации. При оценке стадии графитизации по

методике из [3] оказывается, что данная структура соответствовала первому баллу по шкале графитизации (отдельные глобулы структурно свободного графита, объемная доля которого занимает менее 5 %. В нормальных условиях является допустимой).

ВЫВОДЫ

1. В настоящее время отсутствует способ определения эквивалентной температуры по структуре металла.

2. Из-за конструктивных особенностей, режима водоподготовки или вследствие непредвиденных причин котельные элементы из стали марки 20 могут эксплуатироваться при температурах выше 450 °С.

3. Для определения ресурсных характеристик элементов необходимо знание эквивалентной температуры эксплуатации, а для определения жаропрочных свойств металла необходимо проведение испытаний на длительную прочность.

Список источников и литературы

1. Богачев В.А., Таран О.Е. Влияние тепловой неравномерности на температуру и надёжность металла конвективных пароперегревателей // Электрические станции. 2002. № 2. С. 21–24.

2. Богачев В.А., Шмычков П.С. О повреждении котельной трубы испарительной поверхности нагрева вблизи сварного соединения // Электрические станции. 2024. № 1. С. 9–14.

3. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Тепловые электрические станции. Оборудование тепломеханическое тепловых электростанций. Контроль состояния металла. Нормы и требования: ГОСТ Р 58177-2018. М.: Стандартинформ, 2018.

4. Нормы расчёта на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды: РД 10-249-98. М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2004.

5. О ресурсных характеристиках испарительных поверхностей нагрева паровых котлов с естественной циркуляцией / В.А. Богачев, О.Е. Грачев, В.В. Грушевский [и др.] // Электрические станции. 2022. № 5. С. 2–10.

6. Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования: СТО 70238424.27.100.005-2008. М.: ОАО РАО «ЕЭС России» 2008.

7. Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов. Изменение № 2: ТУ 14-3Р-55-2001. – М.: ГНЦ РФ «ЦНИИТМАШ», 2001.

8. Ifezue, D. Investigation of Failed Coils from a Steam Boiler [Text] / D. Ifezue // Journal of Failure Analysis and Prevention. 2017. № 17. P. 825–830.

© Семенов А.В., 2026

ЦЕНА ОШИБКИ ПЕРСОНАЛА В НАДЁЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Смирнов Кирилл Михайлович – аспирант Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, atpkms@rambler.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования вызвана необходимостью гарантированного удовлетворения внутреннего рынка и экспортного потенциала в топливно-энергетическом комплексе Российской Федерации.

Цель исследования заключается в определении критериев оценки и возможную величину последствий от возможных потенциальных аварий, происходящих по причине неправильных (ошибочных) действий персонала.

Методы исследования. Теоретические методы – анализ, обобщение, синтез, моделирование, рейтингование.

Научная новизна исследования заключается в том, что предложен алгоритм оценки последствий аварий произошедшей по причине ошибочных действий персонала; описаны новые критерии оценки и последствия технологических нарушений; приведены примеры и расчёты возможных последствий; определены возможные, обширные риски для Общества (станции), а также для руководящего и эксплуатирующего персонала станции; даны ключевые направления по минимизации возможных ошибочных действий персонала.

Теоретическая значимость исследования заключается в том, что в нем уточнены определение понятий «технологическое нарушение», «эксплуатационные ошибки», «оперативно-эксплуатационные ошибки».

Практическая значимость исследования заключается в том, что результаты могут применяться при разработке планов мероприятий по минимизации технологических нарушений, происходящих по вине персонала, а также для оценки последствий технологических нарушений, происходящих по вине персонала.

Ключевые слова: тепловые электростанции, кадры, технологическое нарушение, энергосистема, ошибки персонала, ущерб, риски, ценность людей, кадровый потенциал

ВВЕДЕНИЕ

В нашей стране задан вектор развития энергетики, определенный «Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2050 года» [4]. При этом стоит отметить вклад электроэнергетики в экономику страны: «Топливо-энергетический комплекс, включающий нефтяную, газовую, нефтегазохимическую, угольную отрасли,

электроэнергетику и теплоснабжение, занимает существенное место в экономике, являясь основой формирования доходов бюджетной системы Российской Федерации и крупнейшим заказчиком для смежных отраслей. Доля топливно-энергетического комплекса в части инвестиций в основной капитал составляет около одной трети всего объема в Российской Федерации, в структуре доходов федерального бюджета – также около трети, а в российском экспорте (в стоимостном выражении) – 65 %. Доля напрямую занятых в отраслях топливно-энергетического комплекса составляет менее 4 % из общей численности занятого в экономике населения.

Топливо-энергетический комплекс – это крупнейший сектор, обеспечивающий предсказуемый и долгосрочный заказ для промышленности и остальных секторов народного хозяйства в силу длинного и прозрачного инвестиционного цикла» [4]. С учётом прогнозного и существующего дефицита электрической энергии и мощности в ряде энергорайонов объединённой энергосистемы, каждое отключение может привести к веерным отключениям потребителей, а также вводу графиков отключения потребителей, в связи с чем необходимо обеспечить минимальную аварийность, в том числе исключить аварии, возникающие из-за неправильных действий персонала.

Тепловые электростанции (ТЭС) – критически важные объекты энергетической инфраструктуры страны, от их надёжной работы зависит энергобезопасность регионов и страны в целом. ТЭС занимают порядка 60 % установленной мощности энергосистемы России. Сейчас электростанций в нашей системе – почти тысяча. Из них 11 – атомные, включая единственную в мире плавучую АЭС «Академик Ломоносов». Около 100 – гидроэлектростанции. Также около 100 – станции, использующие энергию солнца и ветра. Более 700 – тепловые (ТЭС). Именно тепловые электростанции обеспечивают регулирование балансов выработки и потребления в энергосистеме. Аварийные ситуации (аварии, технологические нарушения), особенно в регионах с недостаточным резервированием энергоснабжения, либо изолированных системах (например, Калининградская области) могут приводить к системным авариям, веерному отключению энергоснабжения, либо его прекращению в целом. Особая роль в такой ситуации отводится действиям персонала, обеспечивающего эксплуатацию электростанций и выполняющего переключения в тепловых и электрических установках. Несмотря на высокую степень автоматизации, человеческий фактор остаётся одним из ключевых источников рисков. Рассмотрим, какую цену приходится платить за ошибки персонала при эксплуатации ТЭС.

Вопрос определения оценки величины последствий от аварий, в том числе от аварий, произошедших по вине персонала, рассматривается каждой из энергокомпаний в индивидуальном, разработанном локально порядке. Кроме того, существует предложенный Министерством

энергетики Российской Федерации рекомендательный подход к расчёту оценки последствий отказа (технологического нарушения) [3].

Были проанализированы материалы о структуре энергетики в России, изучены проблемы, рассмотрены риски бесперебойной работы электростанций. Основным ресурсом электростанций являются кадры, именно они обеспечивают её деятельность. Ошибки обслуживающего персонала могут являться причинами существенных повреждений оборудования, в т.ч. с полным прекращением генерации электростанцией.

В данном исследовании необходимо определить величину влияния ошибки персонала работников электростанции на надёжность работы, как электростанции, так и энергосистемы. Стоит ли фокусироваться на риске технологического нарушения в следствие ошибочных действий персонала, либо это незначительный фактор, которым можно пренебречь?

Достаточно вспомнить блекаут в Москве в 2005 году, когда после ошибки персонала произошло повреждение трансформатора, что совместно с последующими отключениями в электрической сети повлекло лавинообразное развитие аварии. В Москве были обесточены пять административных округов, на территории которых находились 11 тыс. 706 строений, в том числе 8 тыс. 814 жилых домов, около 600 школ и более 1 тыс. детских садов. Остановились 33 тыс. лифтов, в них были заблокированы порядка 3 тыс. человек. Без электричества остались 28 медицинских учреждений (в том числе три родильных дома, станция переливания крови, онкологический центр и морг), две станции аэрации, три регулирующих узла водоснабжения и 30 насосных станций «Мосводоканала». Остановились поезда метро на Калужско-Рижской, Серпуховско-Тимирязевской, Люблинской, Замоскворецкой и Калининской линиях (43 состава, в которых находились около 20 тыс. человек, встали в тоннелях, откуда пассажиров в течение нескольких часов эвакуировали сотрудники МЧС); перебои в движении возникли на других линиях метро. На железных дорогах Курского, Павелецкого, Киевского, Рижского и Рязанского направлений остановились 37 пассажирских, 700 пригородных и 125 товарных поездов. Наблюдались перебои в работе сотовой связи, банкоматов, был затруднен доступ в интернет; в середине дня биржи РТС и ММВБ приостановили торги. Произошел несанкционированный сброс сточных вод с очистных сооружений в Москва-реку. Серьезные проблемы испытывали множество предприятий Москвы и прилегающих областей. На птицефабриках Петелино и Тульская погибли более 1 млн кур; в доменных печах Ступинского металлургического комбината из-за обесточивания застыл расплавленный никель (стоимость ремонта печей позднее была оценена в 1 млн долларов).

По данным Центра стратегических исследований гражданской защиты МЧС, ЧП в общей сложности затронуло более 2 млн человек в Москве и порядка 5 млн человек в Московской, Тульской и Калужской областях. Правительство Москвы оценило ущерб в 1 млрд 708 млн 400 тыс.

рублей. Руководство МНПЗ оценило простой с 25 по 30 мая в 3 млрд рублей. Московская область понесла ущерб в 504 млн рублей, администрация Тульской области определила сумму убытков в 436 млн 800 тыс. рублей. Убытки ОАО «РЖД» составили порядка 650 млн рублей.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Цель исследования – определить виды ошибок персонала, приводящих к авариям и величину их влияния на надёжность работы, как электростанции, так и энергосистемы. В соответствии с данной целью были поставлены следующие *задачи*:

- определить виды ошибок различных категорий персонала;
- определить последствия, возникающие от аварий, в том числе произошедшие по причине ошибочных действий персонала.

Методология и методы исследования

Исследование строилось на методологии системного подхода и системного анализа [1; 2]. Методами исследования выступали: теоретические методы – анализ, синтез, обобщение; эмпирические методы, описание.

Условно принимаем определение понятия «технологическое нарушение» как любое отклонение в работе оборудования станции, приводящее к отклонению от диспетчерского графика нагрузки, либо ограничению рабочей мощности на величину 25 и более МВт.

К основным видам ошибочных действий оперативного персонала, приводящих к технологическим нарушениям, можно отнести:

- *эксплуатационные ошибки* – ошибки при выполнении пусковых операций / переключениях в электрических и тепловых установках / ведении режима работы оборудования (в общем случае – нарушение инструкций по эксплуатации оборудования и нормативно-технической документации (НТД)), бездействие при наличии предупредительных сигнализаций, самовольное (несанкционированное) расширение функционала;
- *оперативно-эксплуатационные ошибки* – ошибки, допускаемые персоналом при возникновении и развитии технологических нарушений, связанные с неправильной оценкой сложившейся ситуации, запоздалым принятием решений, нарушением соответствующих инструкций и НТД, бездействием в результате недостаточного уровня подготовки, либо психофизиологического состояния.

Стоит отметить, что к технологическим нарушениям, также могут приводить и ошибки инженерного (административно-технического персонала), связанные с недостатками:

- организации и/или объемов технического обслуживания и ремонта (либо вовсе не проведение необходимых, обязательных процедур), недостаточный контроль (либо вовсе отсутствие организации контроля) за выполнением работ (в т.ч. работ, выполняемых подрядными организациями), несоблюдение сроков проведения регламентных работ на оборудовании и др.;

– работы с персоналом: некачественная подготовка оперативного персонала (как на этапе подготовки на должность, с соответствующими требованиями по объёмам и длительности обучения, так и подхода к приёме экзаменов и срокам стажировки и дублирования), недостатки поддержания квалификации персонала через проведение качественной специальной подготовки персонала и курсов повышения квалификации, качества и периодичности противоаварийных и противопожарных тренировок, тренажерной подготовки;

– подготовки оперативной документации: полнота и качество разработанных инструкций по эксплуатации (в т.ч. инструкций по ликвидации аварийных ситуаций), графиков обслуживания оборудования, ремонтной документации, направленной на полноту и качество выполняемых воздействий (технологические карты, планы производства работ и др.);

– требований охраны труда: недостатки организации безопасного производства работ (допуски, разработка мер безопасности, проработка схем и доведение информации об изменениях в схемах до соответствующего персонала, организация периодического контроля и др.).

Каждая из перечисленных ошибок (любой категории персонала) может привести к:

– кратковременному отключению оборудования с последующим восстановлением работоспособного состояния в период нескольких часов (в общем случае до 1 суток);

– длительному выходу оборудования из строя, либо его полной потере работоспособного состояния с необходимостью замены на новое.

Последствия от аварий, можно разделить на:

1. Экономические, связанные с:

1.1. Простоем (ограничением мощности) генерирующего оборудования. Даже кратковременная потеря работоспособного состояния приводит к существенной величине ущерба, в зависимости от величины неоплаты мощности. Для примера возьмём сумму простоя энергоблока мощностью 300 МВт (работающего в 1 ценовой зоне и не участвующего в программах ДПМ, КОМмод и т. п.) и средней ориентировочной цене КОМ ~316 тыс. руб./МВт, что приводит к ущербу от неоплаты мощности порядка за каждый час ~131,7 тыс. руб. или 3,16 млн руб./день или 94,8 млн руб./месяц.

Стоит отметить, что цена для 1 ценовой зоны, существенно ниже цены 2 ценовой зоны, но кроме того есть ещё объекты ДПМ / КОМмод цены на которые ещё значительно выше.

1.2. Ремонт оборудования (затраты на приобретение нового оборудования, запасных частей и материалов, оплату услуг ремонтных организаций);

1.3. Штрафными санкциями (за нарушение договорных обязательств перед потребителями);

1.4. Затратами на определение причин возникновения аварии (возможное привлечение независимых экспертов, проведение исследований и экспертиз, в т.ч. требованиями федеральных норм и правил по организации экспертиз повреждённого оборудования);

1.5. Затратами на проведение пусковых операций после аварийного отключения оборудования;

1.6. Возможными затратами за неоказание или неполное оказание услуг НПРЧ;

1.7. Возможными затратами на возмещение экологического / социального ущерба;

1.8. Упущенной выгодой от невыработанной электрической энергии;

2. Косвенные, связанные с:

2.1. Репутационным ущербом (потеря / снижение доверия контрагентов и регуляторов);

2.2. Увеличением страховых тарифов (риск пересмотра увеличения премий страховыми компаниями);

2.3. Привлечение внеплановых проверок внешними надзорными органами (что влечёт за собой риски наложения административных штрафов, а также необходимости реализации затратных мероприятий);

2.4. Потеря квалифицированных кадров (возможные меры воздействия на персонал – увольнение, в т.ч. возможная реакция персонала на решения комиссии по расследованию причин аварии – увольнение);

3. Риски (законодательные) административного / уголовного преследования:

3.1. Несчастные случаи (травмирование, в т.ч. гибель персонала) – ошибки персонала при работе с оборудованием под давлением, в электрических и тепловых установках. Также в данном пункте стоит рассмотреть и ошибки административного (в т.ч. руководящего) персонала, в части обеспечения работников соответствующими средствами индивидуальной защиты, а также полнотой и качеством организации безопасного производства работ;

3.2. Экологический ущерб, причинённый окружающей среде, связанный с разливами масла / мазута / дизельного топлива, выбросом дымовых газов с превышением предельно допустимых норм и т.п.;

3.3. Повреждение смежных энергообъектов – возможные повреждения линий электропередач, оборудования тепловых сетей, смежных предприятий.

Исходя из представленной информации, можно сделать вывод, что даже 1 ошибка персонала может исчисляться миллиардными ущербами, надёжностью энергосистемы в целом, либо вовсе человеческими жизнями, что является недопустимыми событиями, как с точки зрения генераторов энергии, так и с точки зрения потребителей / работников и общества.

Таким образом, были определены:

– критерии аварий, произошедших по вине персонала: ошибки оперативного персонала; ошибки административно-технического персонала, в том числе руководящего;

– критерии позволяющие определить величину последствий от возможных потенциальных аварий, происходящих по причине неправильных (ошибочных) действий персонала: экономические; косвенные; законодательные.

Определенные в настоящей статье критерии позволяют проводить качественную (кто совершил) и количественную (сколько это стоило) оценку каждой аварии.

С целью минимизации перечисленных рисков следует рассматривать всесторонний комплекс мер, таких как:

1. Работа с персоналом – качественная и ответственная подготовка персонала для работы с оборудованием, тщательное изучение полного объёма инструкций и НТД, своевременная и всеобъемлющая тренировка персонала и его подготовка к возможным аварийным ситуациям (противоаварийные и противопожарные тренировки / тренажерная подготовка / прорабатывание аварийных ситуаций прошедших периодов, а также опубликованных в общем доступе и т.д.). Организация и проведение обучения по соответствующим направлениям, прохождение курсов повышения квалификации, организация и проведение качественной проверки знаний;

2. Поддержание оборудования в исправном, работоспособном состоянии (своевременная организация и проведение технического обслуживания и ремонта, замены оборудования);

3. Формирование высокого уровня культуры безопасности, провозглашение его – корпоративной целью, с установлением личных показателей эффективности для каждого работника.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цена ошибки персонала на ТЭС – это не просто сумма прямых убытков, а комплексный ущерб, затрагивающий экономику, экологию, социальную сферу, а также административный и уголовный кодекс. Данный вывод приводит к однозначному заключению о необходимости использования максимального объёма доступных средств направленных на исключение аварий происходящих по причине ошибочных действий персонала.

Проведённое исследование позволило рассмотреть новые определения, установить виды ошибок персонала, определить последствия от аварий и разработать комплекс рекомендуемых мер по минимизации рисков возникновения аварий, происходящих по причине ошибочных действий.

Список источников и литературы

1. Каганович И.А. Анализ ошибок оперативного персонала при переключениях в электроустановках на объектах единой национальной

электрической сети (ЕНЭС) Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России». – Оперативное управление в электроэнергетике, 2005, № 1. С. 23–25.

2. Папков Б.В., Куликов А.Л. Теория систем и системный анализ для электроэнергетиков: учебник и практикум для вузов. 2-е изд., испр. и доп. Москва: Издательство Юрайт, 2021. 470 с.

3. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19 февраля 2019 года № 123 «Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа». [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.pravo.gov.ru (дата обращения: 20.03.2026).

4. Распоряжения Правительства Российской Федерации от 12.04.2025 № 908-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72113770/> (дата обращения: 20.03.2026).

© Смирнов К.М., 2026

ТЕХНОЛОГИИ ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ, ГОРЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

УДК 621.11:621.18

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОБЛОКОВ КАРМАНОВСКОЙ ГРЭС С БТС НА НАГРУЗКАХ МЕНЕЕ 60 % ОТ НОМИНАЛЬНОЙ

Лазарев Михаил Васильевич – заведующий лабораторией турбинных установок Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, MVLazarev@vti.ru

Павлов Александр Алексеевич – заместитель заведующего лабораторией эффективности топливоиспользования Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, AAPavlov@vti.ru

Скуратов Анатолий Викторович – заместитель заведующего лабораторией турбинных установок Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, AVSkuratov@vti.ru

Байков Тимур Талгатович – заместитель начальника цеха по эксплуатации КТЦ Кармановской ГРЭС ООО «БГК», г. Нефтекамск, с. Энергетик, baykov_tt@bgkrb.ru

Ермакова Светлана Валерьевна – научный сотрудник лаборатории эффективности топливоиспользования Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, SVErmakova@vti.ru

Захаров Анатолий Евгеньевич – старший научный сотрудник лаборатории турбинных установок Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, AEZakharov@vti.ru

Шайхиев Руслан Рузалинович – ведущий эксперт ЭиЭ ПТО Кармановской ГРЭС ООО «БГК», г. Нефтекамск, с. Энергетик, shaykhiev_rr@bgkrb.ru

Аннотация. В проектной схеме энергоблоков 300 МВт Кармановской ГРЭС минимальное давление на всасе питательных насосов регламентировано заводом-изготовителем на уровне 18 кгс/см². При переходе на бездеаэрационную тепловую схему и снижении нагрузки блока ниже 60 % от номинальной давление дренажа ПВД-7 становится меньше давления основного конденсата на входе в смеситель, что требует перевода дренажа ПВД-7 из смесителя в ПВД-6. Данная операция снижает КПД энергоблока на 0,1–0,15 %. В статье представлены результаты исследования возможности отвода дренажа из ПВД-7 в смеситель при нагрузках 140–180 МВт.

Авторами определены кавитационные характеристики питательных насосов и минимально допустимое давление на их всасе, а также предложена конструкция нового смесителя, позволяющая обеспечить практически полное отсутствие пульсаций температуры основного конденсата на входе в питательные насосы.

Ключевые слова: энергоблок, подогреватель высокого давления, подогреватель низкого давления, греющий пар, конденсат, дренаж, кавитация, деаэрактор, надежность, питательный насос, моделирование.

ВВЕДЕНИЕ

В исходном проекте тепловая схема энергоблоков мощностью 300 МВт Кармановской ГРЭС была деаэрационная. При этом для номинальной нагрузки заводом-изготовителем питательных насосов была определена величина минимального давления на их всасе, которая составляла – 18 кгс/см² (изб.). Данная величина была рассчитана из условия предотвращения кавитации и применялась на энергоблоках во всем регулировочном диапазоне. В начале 1980-х годов по проекту АО «ВТИ» была внедрена бездеаэрационная тепловая схема (БТС), где конденсат греющего пара (КГП) ПВД-7 сбрасывался в смеситель, установленный в конденсатном тракте после всех ПНД [1]. Это позволило в диапазоне нагрузок 100–60 % от номинальной повысить КПД энергоблока на 0,1–0,15 % и улучшить надежность за счет отказа от деаэратора. Однако, при прохождении ночных минимумов электрической нагрузки (менее 60 % от номинальной) возникали ограничения в работе по этой схеме, что приводило к снижению КПД энергоблока и ухудшению надежности из-за необходимости дополнительных переключений.

В связи с вышесказанным была поставлена работа по определению возможности работы схемы отвода КГП от подогревателя высокого давления ПВД-7 на смеситель в диапазоне нагрузок 140–180 МВт. Для этого помимо исследования режимов работы питательных насосов (определение минимально допустимого давления на всасе и кавитационных характеристик), также рассматривалась возможность замены смесителей на новые, с оценкой различных вариантов их конструктивного исполнения.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Принципиальная тепловая схема турбоагрегата К-316-240-3М энергоблока № 3 Кармановской ГРЭС представлена на рисунке 1. В состав энергоблока входят прямоточный котёл ПК-41 Подольского завода им. Орджоникидзе (в двухкорпусном исполнении), модернизированная турбина К-316-240-3М ЛМЗ и электрический генератор типа ТВВ-320-2 завода «Электросила».

Система регенерации высокого давления состоит из двух групп ПВД включенных параллельно, в состав группы входят три подогревателя (ПВД-6, 7, 8).

Питательная вода после ПНД-4 подаётся питательным насосом через входную задвижку (ВП-5) и впускной клапан в ПВД-6, последовательно проходит ПВД-7, ПВД-8 и далее через обратный клапан и выходную задвижку (ВП-6) направляется в котёл.

Пар к ПВД подаётся из отборов турбины: к ПВД-8 – из 1-го отбора, к ПВД-7 – из 2-го отбора и к ПВД-6 – из 3-го отбора.

При нагрузке турбины более ~60 % отвод конденсата греющего пара из корпусов подогревателей от номинальной осуществляется из ПВД-8 в ПВД-7, из ПВД-7 в смеситель на линии подачи основного конденсата на всас ПТН, из ПВД-6 в ПНД-4. При снижении нагрузки ниже ~60 % от номинальной отвод КГП ПВД-7 переводится в ПВД-6.

Питательная установка каждого из энергоблоков Кармановской ГРЭС состоит из пускорезервного питательного электронасоса (ПЭН) и основного питательного турбонасоса (ПТН).

Изначально все энергетические блоки Кармановской ГРЭС были оснащены питательными турбонасосами модели СВПТ-340-1000, произведенными на Ленинградском металлическом заводе. На данный момент эти насосы сохранились только на энергоблоках № 2–5, где они продолжают выполнять функцию основных питательных насосов в диапазоне нагрузок от 30 % до 100 % от номинальной. Согласно государственному стандарту ГОСТ 5613-70, питательный турбонасос типа СВПТ–340–1000 имеет заводское обозначение ПТН-1150-340. Привод этих насосов осуществляется высокоскоростной турбиной типа ОР-12ПМ, Калужского турбинного завода. Турбина ОР-12ПМ спроектирована для работы с изменяющимися начальными и конечными параметрами пара, а также с переменной частотой вращения ротора.

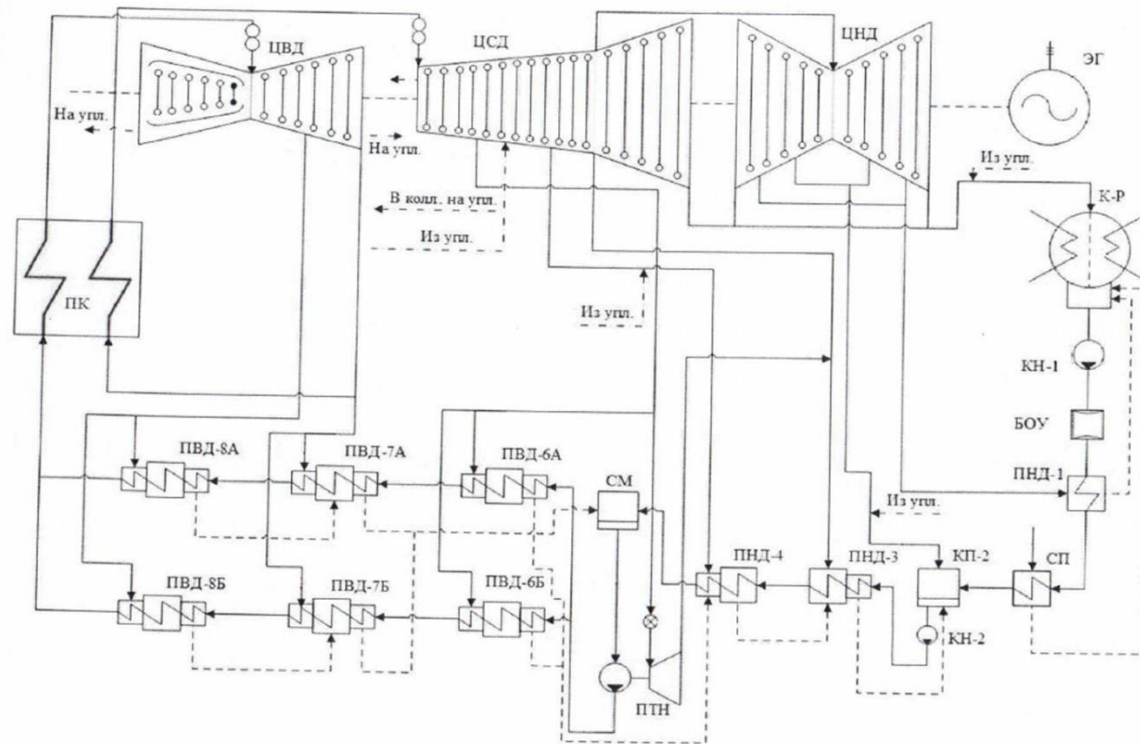


Рис. 1 – Принципиальная тепловая схема турбоагрегата К-316-240-3МР энергоблока № 3 Кармановской ГРЭС: ЦВД – цилиндр высокого давления, ЦСД – цилиндр среднего давления, ЦНД – цилиндр низкого давления, ЭГ – электрогенератор, На упл. – отвод пара на уплотнения, В колл. На упл. – отвод пара в общий коллектор пара на уплотнения, Из упл. – сброс пара из уплотнений, ПК – паровой котёл, К-Р – конденсатор, КН-1 (КН-2) – конденсатные насосы 1-ой (2-ой) ступени, БОУ – блочная обессоливающая установка, ПНД-1 (2,3,4) – подогреватель низкого давления № 1 (2,3,4), ПВД – 6 (7,8) А(Б) – подогреватель высокого давления № 6 (7,8) ряд А (Б), СМ – смеситель, ПТН – питательный турбонасос

На энергоблоках № 1 и № 6 в период 2022–2023 годов была произведена замена насосов ПТН–1150–340 (СВПТ–340–1000 (ЛМЗ)) на модернизированные насосы ПН–1150–340–5А, произведенные на Пролетарском заводе.

Для насосов типа ПН-1150-340-5А, на основании их заводских характеристик (рис. 2), была рассчитана изменяемая ("плавающая") уставка для защиты от снижения давления воды на их всасе. Однако, для насосов ПТН–1150–340 (СВПТ–340–1000 (ЛМЗ)), установленных на энергоблоках № 2–5, отсутствовала заводская кавитационная характеристика. Это потребовало теоретического обоснования возможности безопасной работы насосов при пониженном давлении воды на их всасе, с последующим подтверждением результатов обоснования при проведении испытаний. После чего "плавающую" уставку необходимо было согласовать с заводом-изготовителем.

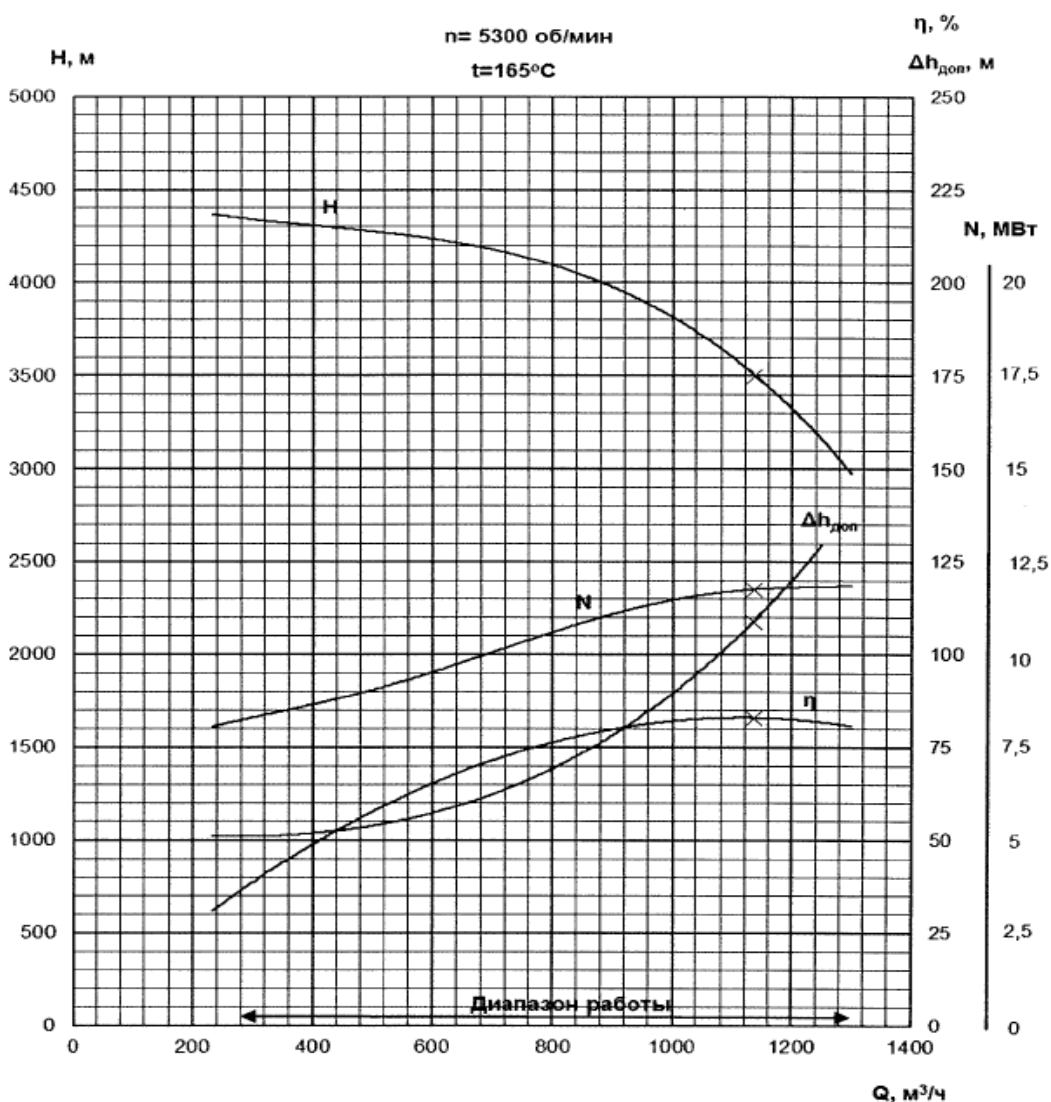


Рис. 2 – Заводская характеристика насоса ПН 1150-340-5А: Q – подача; H – напор; η – коэффициент полезного действия; N – мощность насоса, потребляемая; $\Delta h_{\text{доп}}$ – допустимый кавитационный запас; х – номинальный режим

Питательные насосы ПТН-1150-340 (бывший СВПТ-340-1000 ЛМЗ), установленные на энергоблоках № 2, 3, 4, 5 Кармановской ГРЭС, имеют следующие технические характеристики:

– производительность	1150 м ³ /час;
– давление нагнетания (абс.)	340 кг/см ² ;
– давление всасывания (абс.)	20 кг/см ² (1,96 МПа);
– температура перекачиваемой воды	165 °С;
– номинальное число оборотов	6000 об/мин;
– КПД насоса	0,815;
– номинальная мощность	12500 кВт.

Минимально допустимое избыточное давление на входе насоса по условию недопущения кавитационных явлений рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{доп}} = \Delta h_{\text{доп}} \cdot \rho_{\text{вс}} / 10^4 + P_s - P_b, \text{ [кгс/см}^2 \text{ (изб.)]}$$

где $\Delta h_{\text{доп}}$ – допускаемый кавитационный запас, м; $\rho_{\text{вс}}$ – плотность воды на всасе насоса, кг/м³; P_s – давление парообразования, соответствующее температуре воды, кгс/см², P_b – барометрическое давление, кгс/см².

Согласно нормативным документам, регламентирующим работу СВПТ-340-1000 (ТУ24-2-225-70), в номинальном режиме (при $n_{\text{ном}}$ и $Q_{\text{ном}}$) и при температуре 165 °С, минимальное давление на входе питательного насоса должно составлять 15 кгс/см² (изб.). Но в соответствии с ТУ для модернизированного питательного насоса ПН 1150-340-5А установлены более жёсткие требования к минимальному избыточному давлению на всасе при номинальном режиме ($n_{\text{ном}}$ и $Q_{\text{ном}}$) и температуре 165 °С: $P_{\text{мин}}$ составляет 16 кгс/см² (изб.) [2].

Исходя из вышеизложенного, для всех энергоблоков КГРЭС (с СВПТ-340-1000 и ПН 1150-340-5А) было принято минимальное избыточное давление на всасе ПТН при температуре 165 °С равным 16 кгс/см² (изб.) (17 кгс/см² (абс.)), чему соответствует минимальный допускаемый кавитационный запас $\Delta h_{\text{доп}} = 109$ м:

$$\Delta h_{\text{ном}} = (P_{\text{мин}} - P_s) \cdot 10^4 / \rho; \text{ [м]}$$

$$\Delta h_{\text{ном}} = (17 - 7,146) \cdot 10^4 / 903,3 = 109, \text{ [м]}$$

где $P_s = 7,144$ кгс/см² при 165 °С; $\rho = 903,3$ кг/м³ при 165 °С и 17 кгс/см² (абс.).

Известно, что допускаемый кавитационный запас насоса $\Delta h_{\text{доп}}$ является функцией расхода перекачиваемой жидкости Q , ее температуры t на всасе насоса и частоты вращения ротора насоса n , т.е. $\Delta h_{\text{доп}} = f(Q, n, t)$. При этом при снижении частоты вращения ротора, подачи насоса и температуры воды на всасе насоса, допускаемый кавитационный запас насоса снижается. Таким образом, если принять, что кавитационный запас насоса $\Delta h_{\text{доп}}$ является постоянной максимальной величиной во всем диапазоне нагрузок, то при уменьшении нагрузки энергоблока надежность работы ПТН не ухудшится.

Исходя из условия $\Delta h_{\text{доп}} = 109 \text{ м} = \text{const}$ были рассчитаны минимально допустимые избыточные давления на всасе ПТН при различных температурах воды. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Минимально допустимое избыточное давление на всасе ПТН
типа СВПТ-340-1000 по кавитационному запасу
для ПН 1150-340-5А (при $\Delta h_{\text{доп}} = 109$ м)

Температура воды на входе в насос, °С	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170
$P_{\text{доп, изб, кгс/см}^2}$	10,83	11,05	11,30	11,60	11,94	12,34	12,78	13,28	13,85	14,48	15,19	15,98	16,86

Примечание: снижение допустимого давления на всасе ПТН при разгрузке энергоблока возможно в связи со снижением температуры воды на всасе ПТН (температуры воды за смесителем), и является особенностью бездеаэрационной тепловой схемы.

Для подтверждения возможности эксплуатации энергоблока № 3 с отводом КГП от ПВД-7 в смеситель на нагрузках менее 60 % от номинальной были проведены натурные испытания.

Основной целью испытаний являлась проверка надежной работы ПТН при снижении давления питательной воды на всасе насоса. Кармановской ГРЭС был одобрен консервативный вариант испытаний, который предусматривал работу в соответствии с таблицей 1 и обеспечением запаса давления на всасе ПТН в 2–3 кгс/см².

Испытания были осуществлены на энергоблоке № 3 Кармановской ГРЭС. В ходе испытаний давление на всасе ПТН снижалось посредством открытия регулятора на линии рециркуляции КЭН и прикрытия ручной задвижки на входе в ПНД-3.

Было установлено, что несмотря на сниженное давление среды на всасе питательный насос СВПТ-340-1000 надежно работает при пониженных нагрузках энергоблока (140–180 МВт). При пониженном (с 18 кг/см² до 15 кг/см²) избыточном давлении на всасе ПТН насос работал стабильно, без колебаний давлений в камере регулирующей ступени (КРС) и иных параметров, характеризующих работу ПТН.

На нагрузке 140 МВт была подтверждена возможность работы энергоблока со смесителем при снижении давления на всасе ПТН до ~12,9 кгс/см² (изб.) за счет открытия регулятора на линии рециркуляции КЭН и прикрытия ручной задвижки на входе в ПНД-3. При этом ПТН работал стабильно без скачков, вибрации и изменения расходной характеристики, что свидетельствует о наличии кавитационного запаса. Изменение давления на всасе ПТН в процессе испытаний отражено на рисунке 3.

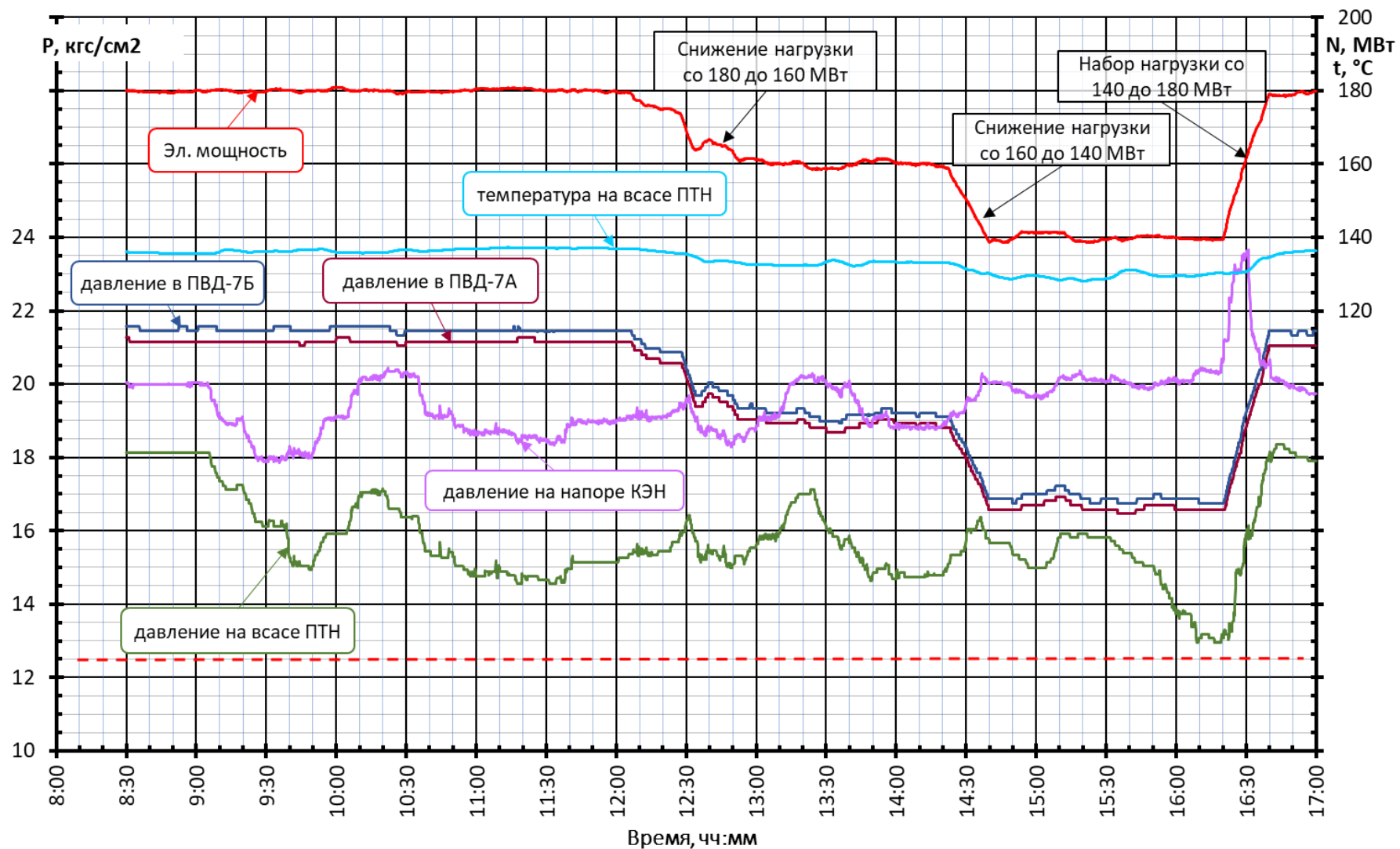


Рис. 3 – График изменения давления на напоре КЭН, давления на всасе ПТН, давления в ПВД-7 (испытания работы энергоблока № 3 на смесителе в диапазоне нагрузок 140–180 МВт)

Наиболее рациональным способом регулирования давления на всасе ПТН является установка дополнительного регулятора (РК) на входе в ПНД-3 [3]. Схема регулирования давления на всасе ПТН с установкой дополнительного регулятора представлена на рисунке 4.

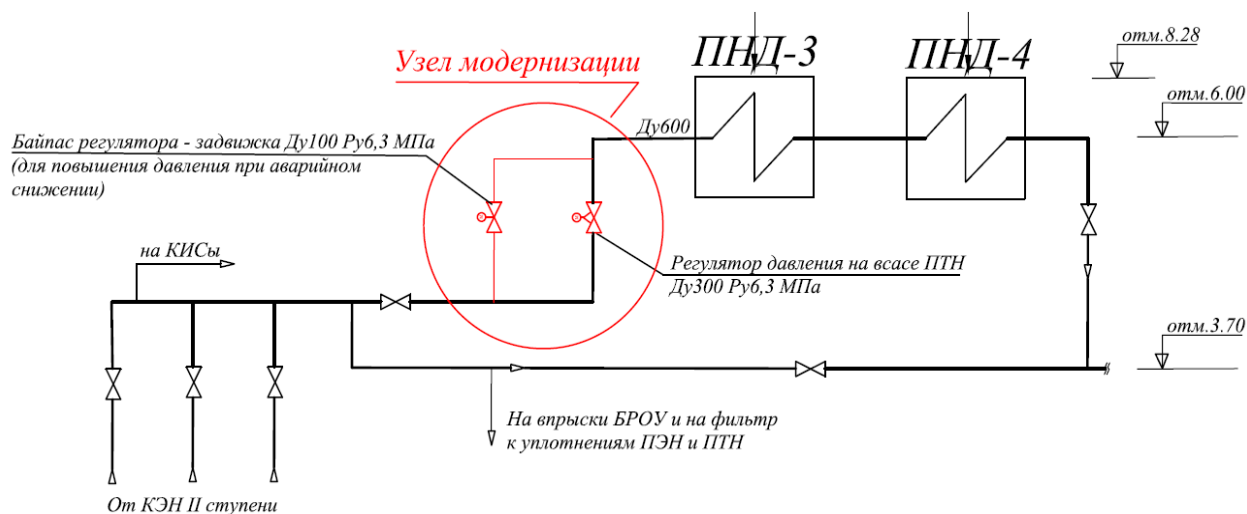


Рис. 4 – Схема регулирования давления на всасе ПТН. ПНД-3, ПНД-4 – регенеративные подогреватели низкого давления

В ходе проведения испытаний была найдена оптимальная зона давлений на всасе в ПТН при работе на СМ, а также предложено значение срабатывания технологической сигнализации по данному параметру (табл. 2).

Таблица 2.
Зона оптимальных* значений давления (изб.)
на всасе ПТН энергоблока № 3

Блок № 3	Нагрузка энергоблока											
	Технологический минимум (140 МВт)				160 МВт				180 МВт			
	Р ^{ПВД7-кпп} , кгс/см ²	Р ^{опт} , кгс/см ²	ΔР, кгс/см ²	t _{ПТН} , °С	Р ^{ПВД7-кпп} , кгс/см ²	Р ^{опт} , кгс/см ²	ΔР, кгс/см ²	t _{ПТН} , °С	Р ^{ПВД7-кпп} , кгс/см ²	Р ^{опт} , кгс/см ²	ΔР, кгс/см ²	t _{ПТН} , °С
Значение	16,5	14,5-15,5	2,0-1,0	130	19,0	15,5-16,5	3,5-2,5	133	21,3	17,0-18,0	4,3-3,3	138
Уставка ТС		13,5				14,5				16,0		

* Оптимальная зона давлений на всасе в ПТН и уставка технологической сигнализации по понижению давления на всасе насоса нуждаются в уточнении после установки РК и проведения динамических испытаний.

По результатам испытаний от ПАО «Пролетарский завод» было получено согласование «плавающей уставки» срабатывания защиты по снижению давления питательной воды на входе в ПТН для насосов ПН 1150-340-5А и ПТН-1150-340 (СВПТ-340-1000).

Введение «плавающей уставки» срабатывания защиты по снижению давления питательной воды на входе в ПТН позволяет отказаться от перехода на

схему с каскадным сливом КГП из ПВД-7 в ПВД-6, что с одной стороны упрощает эксплуатацию энергоблока, а с другой – на 0,1–0,15 % повышает его тепловую эффективность (КПД) на низких нагрузках (140–180 МВт).

Теоретически полученные результаты могут быть применены и к другим энергоблокам, работающим по БТС. Практическое применение требует детальной проработки.

Несмотря на успешные испытания тепловой схемы со смесителем старой конструкции, было принято решение о его замене на новый. Предполагается, что новый смеситель обеспечит меньшую амплитуду температурных колебаний основного конденсата на входе в питательные насосы, что повысит надёжность и стабильность их работы.

Разработка нового смесителя для бездеаэрационной схемы энергоблоков Кармановской ГРЭС, смешивающего потоки КГП от ПВД-7 и основного конденсата после ПНД

Ключевая функция смесителя заключается в смешивании потока КГП, поступающего от ПВД-7, и потока основного конденсата (ОК), идущего после ПНД-4 (для энергетических установок № 1–4) или ПНД-5 (для энергетических установок № 5, 6). Важнейшей задачей является максимальное снижение, а в идеале – полное исключение пульсации температуры смешанного потока ОК и КГП на входе в ПТН (ПЭН), что необходимо для его бесперебойной работы. На рисунке 5 представлен вариант смесителя, разработанный для энергоблока № 6 Кармановской ГРЭС. Этот вариант был использован как прототип для создания смесителя энергоблока № 3 Кармановской ГРЭС.

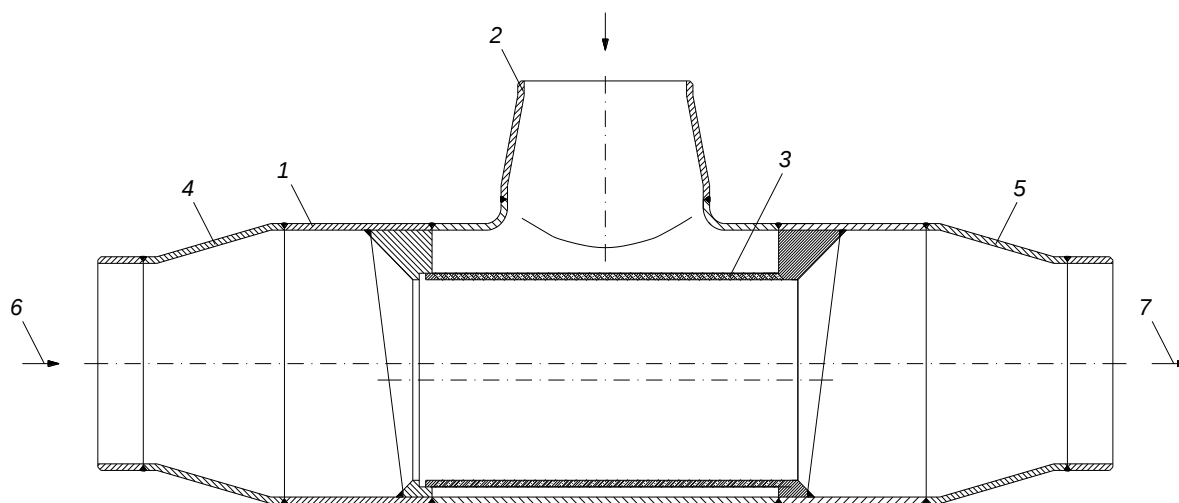


Рис. 5 – Общий вид смесителя КГП ПВД и ОК: 1 – внешний корпус; 2 – патрубок подвода КГП от ПВД; 3 – внутренняя перфорированная решётка; 4 – диффузор на входе ОК в смеситель, 5 – конфузор на выходе смеси ОК и КГП из смесителя; 6 – поток ОК на входе в смеситель; 7 – поток смеси ОК и КГП из ПВД на выходе из смесителя.

Конструкция смесителя представляет собой внешний цилиндрический корпус 1, выполняющий роль трубопровода и снабжённый патрубком 2 для подвода КГП от ПВД. На входе потока 6 основного конденсата корпус смесителя

Параметры сред на входе в смеситель в выбранном режиме представлены на рисунке 6.



На рисунках 7–12 приведены некоторые результаты выполненных расчетов при моделировании модели смесителя новой конструкции, в которой перфорированная (внутренняя) труба устанавливается с эксцентриситетом относительно потока основного конденсата. В частности, для исходного варианта смесителя на рисунке 7 представлено поле температур, на рисунке 8 – поле скоростей. Для разработанного нового смесителя на рисунке 9 представлено поле температур, на рисунке 10 – поле скоростей. Температурное поле в выходном сечении представлено на рисунке 11 для исходного варианта смесителя и на рисунке 12 для нового варианта смесителя с отверстиями под углом 90° относительно потока ОК.

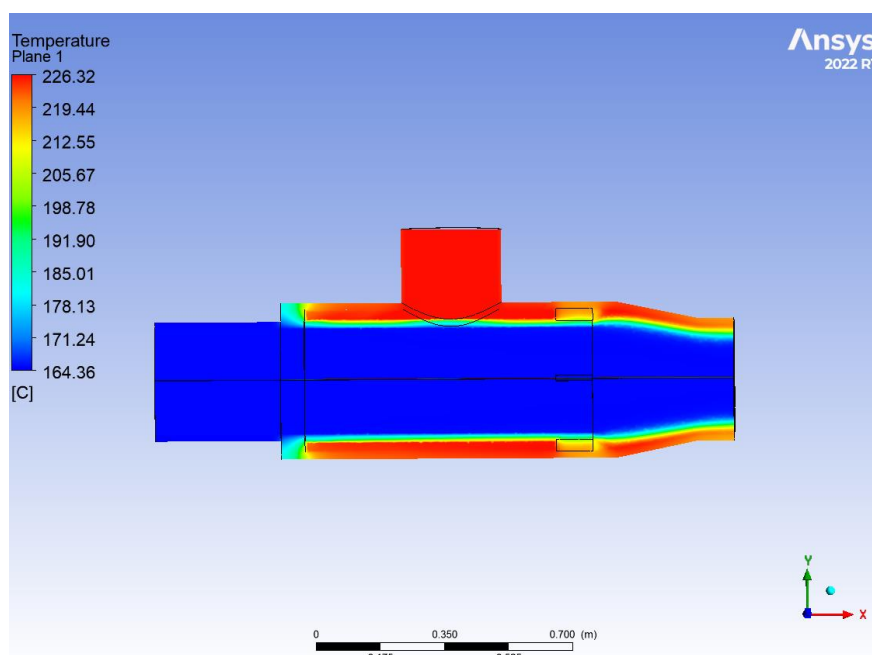


Рис. 7 – Исходный вариант смесителя (блок 6). Поле температур

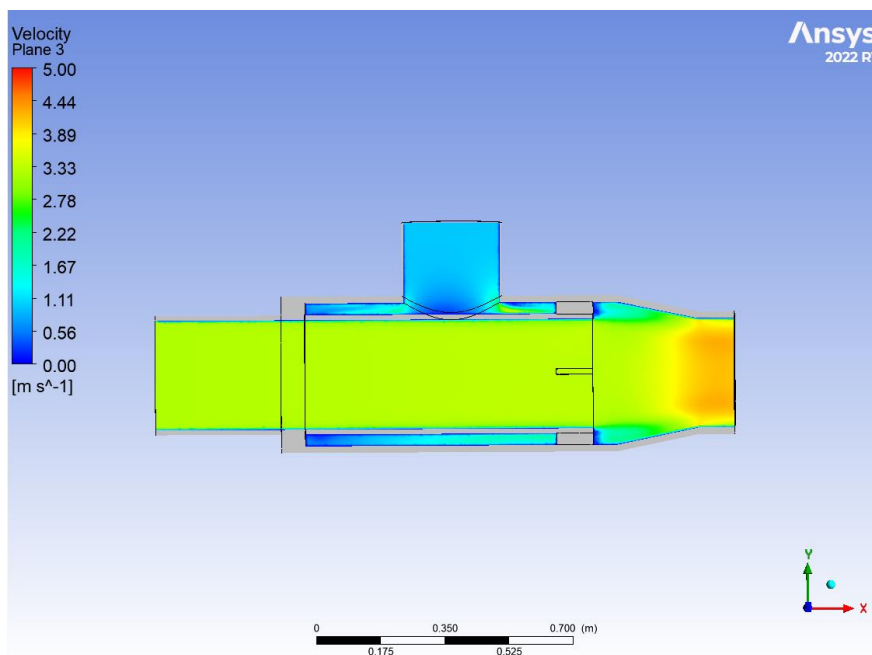


Рис. 8 – Исходный вариант смесителя (блок 6). Поле скоростей

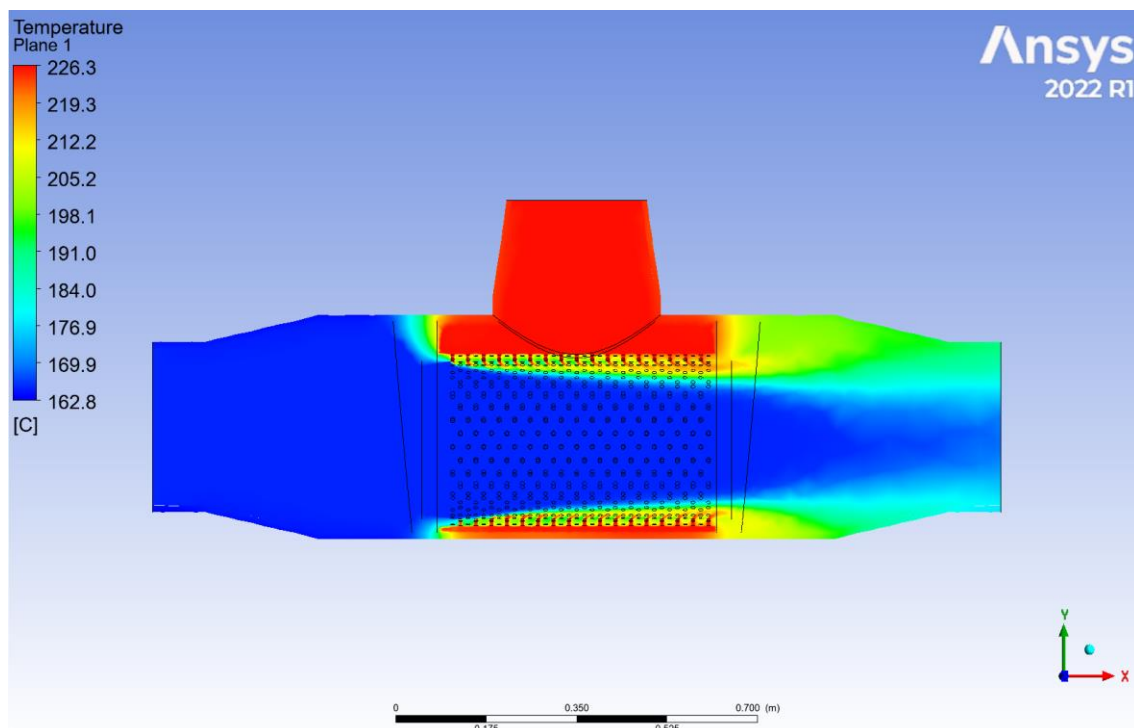


Рис. 9 – Новый смеситель (перфорация, прямые отверстия). Поле температур

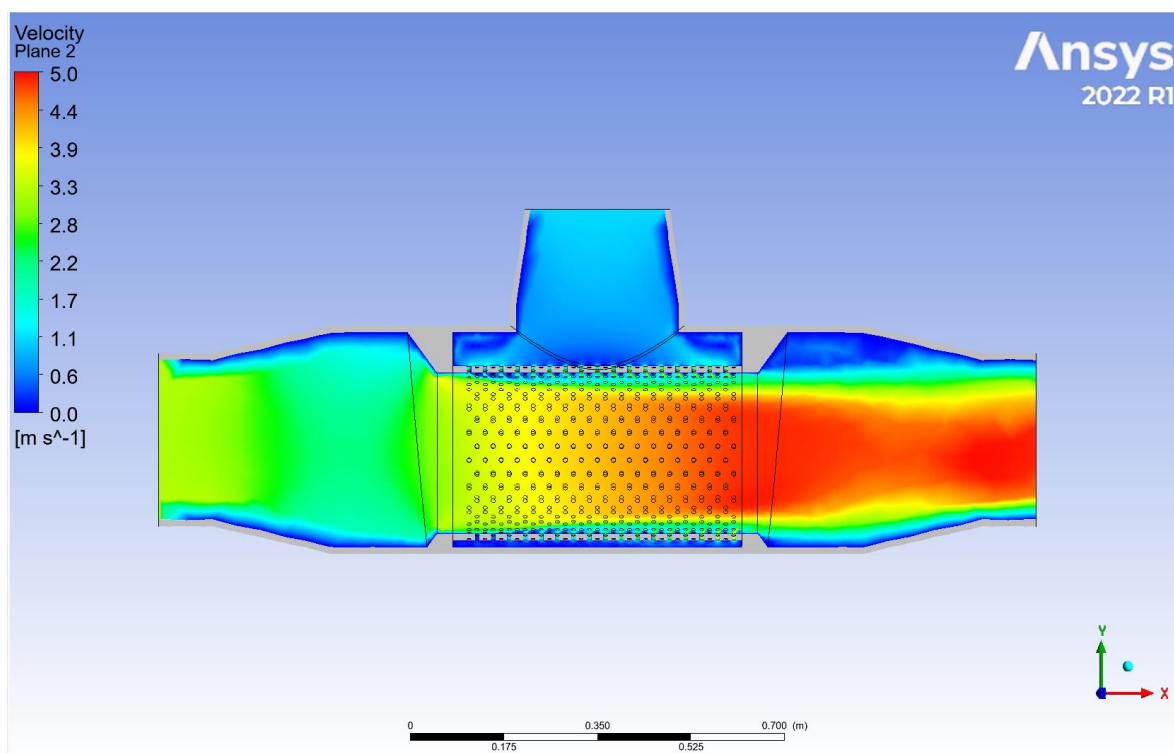


Рис. 10 – Новый смеситель (перфорация, прямые отверстия). Поле скоростей

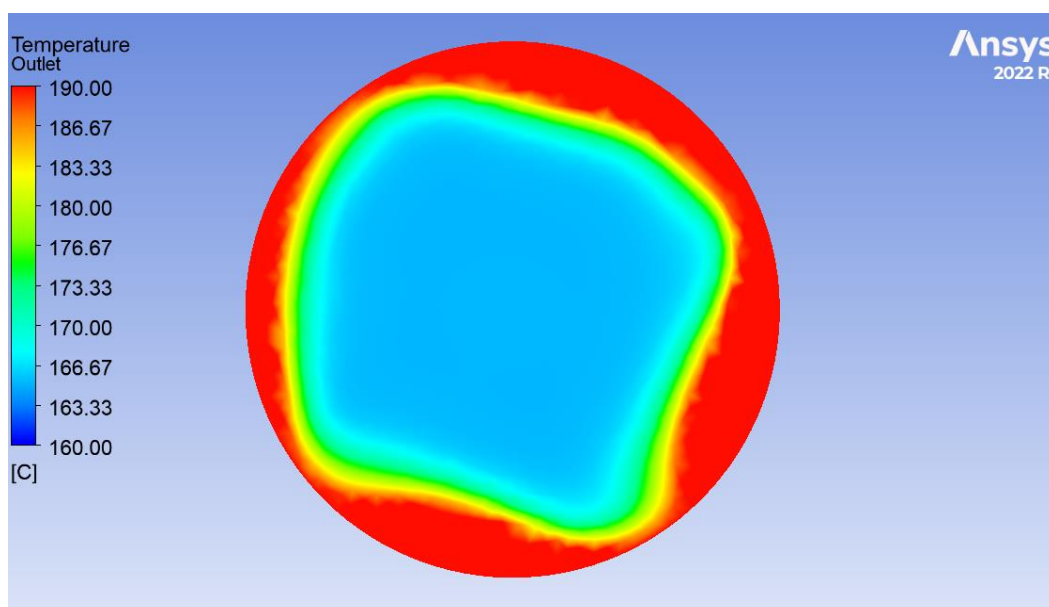


Рис. 11 – Температурное поле в выходном сечении (исходный вариант смесителя)

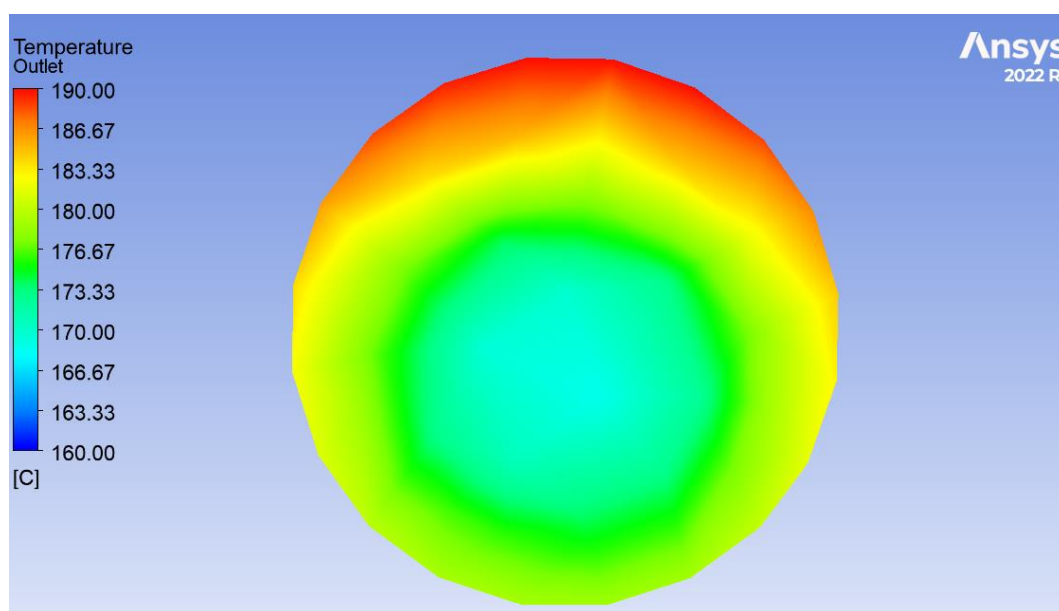


Рис. 12 – Температурное поле в выходном сечении (вариант смесителя с отверстиями под углом 90° относительно потока ОК)

В результате моделирования смешения потоков методом конечных элементов установлено следующее.

Замена установленной трубы без перфорации на цилиндрическую перфорированную решетку значительно улучшает процесс смешивания. Это проявляется в более глубоком проникновении одного потока в другой, усилении тепло- и массообмена между ними, что, в свою очередь, сокращает зону, необходимую для полного смешения.

Размещение перфорированной цилиндрической решетки не по центру (эксцентрично) относительно продольной оси корпуса смесителя не способствует более эффективному перемешиванию и стабилизации температуры. Такой вариант не был принят для использования в опытном образце.

Отверстия в решетке, ориентированные под углом 45 градусов по направлению потока ОК, приводят к незначительному удлинению длины зоны смешения по сравнению с отверстиями под углом 90 градусов. Однако, такое исполнение снижает сопротивление.

Отверстия в решетке, ориентированные под углом 45 градусов против хода потока ОК, интенсифицируют теплообмен и сокращают зону смешения по сравнению с отверстиями под углом 90 градусов. Тем не менее, этот вариант увеличивает сопротивление смесителя и существенно усложняет его изготовление.

ВЫВОДЫ

Исследования, выполненные на энергоблоке № 3 Кармановской ГРЭС, подтвердили возможность сохранения технологической схемы отвода конденсата греющего пара из ПВД-7 на смеситель в диапазоне нагрузок 140–180 МВт. При этом при снижении давления на всасе питательного насоса сохранялась его стабильная безкавитационная работа. При испытаниях найдена оптимальная зона давлений на всасе в ПТН при работе на смеситель, а также предложено значение срабатывания технологической сигнализации по данному параметру. Для регулирования давления на всасе ПТН при работе на смеситель в диапазоне нагрузок 140–180 МВт рекомендовано установить дополнительный регулирующий клапан на входе в ПНД-3. Полученные результаты согласованы с ПАО «Пролетарский завод» для внедрения «плавающей уставки» срабатывания защиты по снижению давления питательной воды на входе в ПТН на энергоблоках № 1–6. За счет сохранения схемы отвода конденсата удалось повысить КПД энергоблока на 0,1–0,15 %. Для повышения надежности схемы разработан и устанавливается инновационный смеситель обеспечивающий практически полное отсутствие пульсаций температуры основного конденсата на входе в питательные насосы. Результаты работы могут быть применимы для модернизации других электростанций с БТС.

Список источников и литературы

1. Ефимочкин Г.И. Бездеаэраторные схемы паротурбинных установок / Г.И. Ефимочкин. М.: Энергоатомиздат, 1989. 233 с.
2. Насосы питательные ОСПТ-1150М-4, ПН 1100-350-4, ПН 1135-340-2М, ПН 1135-340-4, ПН 1135-340-4А, ПН 1135-340-5А, ПН 1150-340-4, ПН 1150-340-5А. Технические условия. ЦЕИР.062542.004 ТУ // ПАО «Пролетарский завод». Санкт-Петербург. 2021. 41 с.
3. Опыт и предложения по выбору технических решений при разработке и модернизации бездеаэраторных тепловых схем современных энергоблоков / Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Ермолов, Е.В. Коваленко // Теплоэнергетика. 2009. № 10. С. 74–77.

*© Лазарев М.В., Павлов А.А., Скуратов А.В., Байков Т.Т.,
Ермакова С.В., Захаров А.Е., Шайхиев Р.Р., 2026*

РАСЧЕТ ЛУЧИСТОГО ТЕПЛООБМЕНА В СЛОЕВЫХ ТОПКАХ КОТЛОВ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ТКО

Тугов Андрей Николаевич – доктор технических наук, старший научный сотрудник, заведующий отделением парогенераторов и топочных процессов Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, ANTugov@vti.ru

Аннотация. Представлена методика расчета лучистого теплообмена в слоевых топках котлов, предназначенных для сжигания твердых коммунальных отходов (ТКО). Методика базируется на приложении теории подобия к топочному процессу с использованием критерия радиационного теплообмена Больцмана и критерия поглощательной способности Бугера. Приводится пример практического использования данной методики для расчета температур дымовых газов на выходе из топки до и после смешения с вторичным воздухом применительно к котлу производительностью 25 тонн в час по сжигаемым ТКО. Данные котлы входят в состав перспективной для российских условий ТЭС, использующей ТКО как основное топливо, на которой реализовано слоевое сжигание на механической переталкивающей решетке. Именно эта технология является наилучшей доступной для энергетической утилизации ТКО.

Ключевые слова: твердые коммунальные отходы; слоевое сжигание; механическая переталкивающая решетка; топка котла; лучистый теплообмен; температура

ВВЕДЕНИЕ

На начало 2025 года в мире насчитывалось более 3100 предприятий, на которых ежегодно термически перерабатывалось около 640 миллионов тонн твердых коммунальных отходов (ТКО) [10]. По оценкам того же источника предполагается, что к 2034 году количество таких предприятий приблизится к 3300, а их общая производительность по ТКО превысит 770 млн т/год. Основным методом термической переработки ТКО является слоевое сжигание на механической колосниковой решётке [5]. Эта технология считается наиболее отработанной и экономически обоснованной при сопоставимом воздействии на окружающую среду. Мировой и отечественный опыт показывает, что именно технология слоевого сжигания признана наилучшей доступной для термической переработки ТКО, как по обеспечению требуемых значений по выбросам загрязняющих веществ, так и по показателям энергоэффективности в соответствии с требованиями [1; 7; 9].

Ключевым элементом оборудования, используемого в этой технологии, является слоевая топка, к которой предъявляют определенные технические требования, изложенные в частности в [4; 8]. Например, чтобы избежать шлакования в топке, необходимо ограничить верхний предел температуры в

топке, т.е. не допускать размягчения золы отходов при 1 050 °С–1 100 °С. Снижать температуру дымовых газов на выходе из топки ниже 900 °С также не рекомендуется, так как при этом имеет место существенный химический и механический недожог. Обязательным условием для таких топков является создание в котле высокотемпературной зоны (не ниже 850 °С), в которой дымовые газы должны выдерживаться в течение более двух секунд после последней подачи вторичного воздуха и при содержании кислорода не менее 6 %. Это необходимо для термической деструкции канцерогенных полихлорированных дибензодиоксинов и дибензофуранов (ПХДД/ПХДФ) и для снижения концентраций токсичных органических компонентов в продуктах сгорания ТКО [8].

Для выполнения последнего требования газоход котла, в который из топки поступают дымовые газы, конструктивно выполнен таким образом, чтобы снизить теплоотдачу со стороны дымовых газов и, тем самым, продлить время их нахождения в высокотемпературной зоне. Для этого трубы испарительных экранов первого газохода выполнены ошипованными с последующим нанесением на них футеровки и закрытием огнеупорными пластинами со стороны газохода (рис. 1).

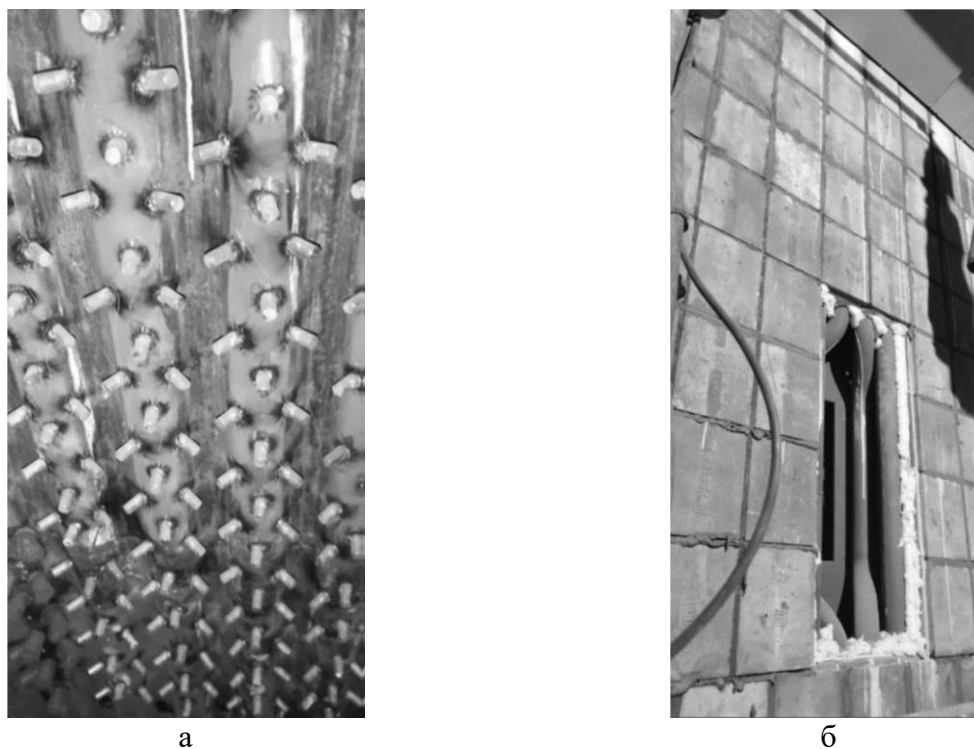


Рис. 1 – Конструкция футеровки первого газохода котла для сжигания ТКО:

а – ошипованные экранные трубы;

б – огнеупорные пластины

Свободное пространство между футеровкой экранов и пластинами заполняется изолирующим раствором с последующей сушкой. Такая огнеупорная изоляция в первом газоходе выполнена вплоть до уровня нижнего края выходного окна. Это позволяет обеспечить требуемую выдержку газообразных продуктов сгорания ТКО при температуре более 850 °С, но при условии, что температура

на входе в эту высокотемпературную зону будет не ниже 900 °С. В свою очередь, эта температура зависит от температуры дымовых газов на выходе из топки (до их смешения с вторичным воздухом), расхода и температуры вторичного воздуха, которые могут быть определены по результатам расчета лучистого теплообмена в топке.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Принципиальный подход к расчету лучистого теплообмена в слоевой топке. Методика расчета суммарного теплообмена в топке базируется на приложении теории подобия к топочному процессу. Основными параметрами, определяющими безразмерную температуру газов на выходе из топки Θ'' , является критерий радиационного теплообмена Больцмана (Bo) и критерий поглощательной способности Бугера (Bu). Вид функциональной зависимости, связывающий между собой эти параметры, установлен на основании опытных данных по теплообмену в топках котлов и приведен в [2]:

$$\Theta'' = \frac{T''}{T_a} = \frac{Bo^{0,6}}{M \cdot \tilde{Bu}^{0,3} + Bo^{0,6}}, \quad (1)$$

где T'' – абсолютная температура дымовых газов на выходе из топки, К; T_a – адиабатическая температура горения топлива, К; определяется по полезному выделению в топке Q_t , формула (11).

Для слоевых топок параметр M вычисляется как:

$$M = 0,46 \cdot \left(1 + \frac{R}{F_{ст}}\right) \cdot \sqrt[3]{V_r^H / (V_{ON_2}^H + V_{RO_2}^H)}, \quad (2)$$

где R – площадь поверхности зеркала горения (слоя), м²; $F_{ст}$ – площадь стен топки, м²; V_r^H , $V_{ON_2}^H$, $V_{RO_2}^H$ – объем дымовых газов, теоретический объем азота и объем трехатомных газов соответственно, м³/кг.

Эффективное значение критерия Бугера $\tilde{Bu}$ учитывает влияние на теплообмен неизотермичности температурного поля топки и эффекта рассеяния излучения и находится по формуле:

$$\tilde{Bu} = 1,6 \ln \left(\frac{1,4Bu^2 + Bu + 2}{1,4Bu^2 - Bu + 2} \right). \quad (3)$$

Критерий поглощательной способности (критерий Бугера) рассчитывается как:

$$Bu = k \cdot p \cdot s, \quad (4)$$

где k – коэффициент поглощения топочной средой, 1/(м·МПа). В соответствии с [8] при сжигании топлива в слоевых топках излучение коксовыми частицами ($k_{кокс} \cdot \mu_{кокс} = 0$) не учитывается, а коэффициент поглощения лучей частицами золы ($k_{зл} \cdot \mu_{зл}$) при сжигании ТКО мал, по сравнению с коэффициентом поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания (RO_2 , H_2O). Поэтому при сжигании ТКО в слоевых топках коэффициент k рассчитывается только с учетом излучения трехатомных газов:

$$k = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_{H_2O} \cdot S}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_T'') \cdot r_{H_2O}, \quad (5)$$

где r_{H_2O} , r_{H_2} – объемная доля водяных паров и суммарная доля трехатомных газов и водяных паров соответственно.

Давление в топочной камере в котлах с уравновешенной тягой принимается равным атмосферному – $p = 0,1$ МПа.

S – эффективная толщина излучающего слоя, м:

$$S = V_T / F_{CT} \quad (6)$$

где V_T – объем топки, m^3 .

Объем слоевой топки котлов для сжигания ТКО ограничивается снизу площадью механической колосниковой решетки и вертикальной плоскостью, проходящей через концы колосников, заднюю стенку шлакоудалителя, выходную часть стола загрузочного питателя; сверху – выходным окном в районе фронтального пережима (до подачи вторичного воздуха) (рис. 2).

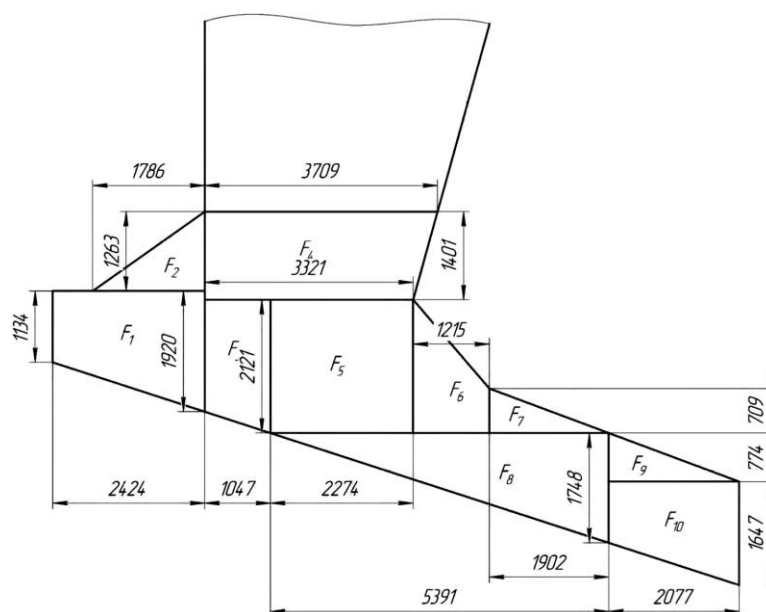


Рис. 2 – Эскиз топки производительностью 25 т ТКО в час для расчета ее объема и площадей экранов боковых стен

При расчете теплообмена из общего объема топочной камеры исключается объем слоя ТКО, находящегося на решетке. Как правило, высота слоя в начале решетки составляет примерно 0,5 м, в зоне выгрузки – 0,2 м. В расчетах принимается усредненное по длине значение – 0,35 м.

Критерий Больцмана, входящий в (1), рассчитывается по формуле:

$$Bo = \frac{\varphi \cdot B_p \cdot (VC)_{cp}}{\sigma_0 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{CT} \cdot T_a^3}, \quad (7)$$

где коэффициент сохранения тепла:

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_K + q_5}, \quad (8)$$

q_5 – потери тепла от наружного охлаждения (определяется с учетом рекомендаций [4]); η_k – коэффициент полезного действия котла (вычисляется по [2]). По результатам многочисленных балансовых испытаний, выполненных АО «ВТИ» на котлах предприятий для сжигания ТКО в г. Москве, в первом приближении можно принять $\eta_k = 0,75$; B_p – расчетный расход топлива, кг/с.

Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания, кДж/(кг·К), определяется по формуле:

$$(VC)_{cp} = \frac{(Q_T - I_T'')}{(T_a - T_T'')}, \quad (9)$$

где I_T'' – энтальпия дымовых газов на выходе из топки при температуре ϑ_T'' , кДж/кг; $\sigma_0 = 5,67 \cdot 10^{-11}$ кВт/(м² К⁴) – коэффициент излучения абсолютно черного тела.

Среднее значение коэффициента тепловой эффективности рассчитывается как:

$$\Psi_{cp} = \frac{0,1 \cdot F_{экp} + 0,5 \cdot F_{вых}}{F_{ст}}, \quad (10)$$

где $F_{экp}$ – площадь экранированной поверхности топки, м²; $F_{вых}$ – площадь выходного окна топки (площадь поперечного сечений первого газохода до подачи вторичного воздуха), м².

Полезное тепловыделение в топке вычисляется по формуле:

$$Q_T = Q_i^r \cdot \frac{(100 - q_3 - q_4 - q_6)}{(100 - q_4)} + V_0^n \cdot \alpha_T \cdot (c\vartheta)_{перв.в.}, \quad (11)$$

где Q_i^r – низшая теплота сгорания в рабочем состоянии топлива (ТКО), кДж/кг; q_3 – потеря тепла от химической неполноты сгорания (при сжигании ТКО – $q_3=0$); q_4 – потеря от механической неполноты сгорания, q_6 – потеря с теплом шлака; V_0^n – теоретическое количество воздуха, необходимого для полного сгорания топлива, м³/кг; α_T – коэффициент избытка воздуха в топке; $(c\vartheta)_{перв.в.}$ – энтальпия первичного воздуха, определяемая по температуре подогрева первичного воздуха ($t_{перв. в.}$).

После вычисления Θ_T'' по формуле (1) температура дымовых газов на выходе из топки, °С, определяется как:

$$\vartheta_T'' = \Theta_T'' \cdot T_a - 273. \quad (12)$$

С учетом этой температуры количество теплоты, воспринятое топкой излучением (на 1 кг ТКО), рассчитывается по формуле:

$$Q_{л} = \varphi \cdot (Q_T - I_T''). \quad (13)$$

При выполнении конструкторского расчета слоевой топки для определения площади поверхности ее стен, м², можно воспользоваться формулой из [2]:

$$F_{ст} = \frac{B_p Q_{л}^3 \sqrt{\frac{1}{M^2} \left(\frac{T_a}{T_T''} - 1 \right)^2}}{5,67 \cdot 10^{-11} M \Psi_{cp} B \bar{u}^{0,3} T_T'' T_a^3}. \quad (14)$$

Определение температуры дымовых газов на выходе из топки и на входе в котел

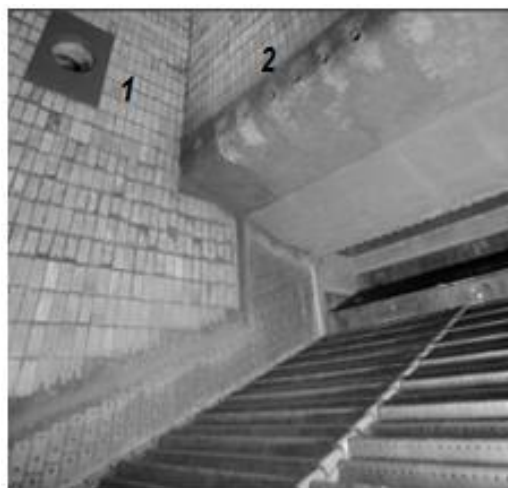
В качестве примера использования предложенной методики далее приводится оценка температуры дымовых газов, образующихся при сжигании ТКО в слоевой топке котла перспективной отечественной ТЭС, основным топливом которой является ТКО. Описание такой ТЭС на ТКО представлено в [3; 6].

Топки котлов этой ТЭС оборудованы переталкивающей колосниковой решеткой, состоящей из отдельных чередующихся неподвижно закрепленных и подвижных, перекрывающих друг друга в направлении перемещения ТКО колосниковых секций. Воздух для горения (первичный) поступает в слой ТКО через щели между колосниками и отверстия в торцевой поверхности колосников. Подвижные колосники секции совершают возвратно-поступательное движение с длиной хода примерно 150 мм. Полотно решетки этой конструкции располагается под углом 19° к горизонтали. Перемещение ТКО в сторону выгрузки шлака в основном осуществляется за счет движения колосников, установленных на несущей конструкции (тележке), которая опирается на ролики, приводимые в движение гидроцилиндрами.

Решетка состоит из стандартных модулей, что позволяет осуществлять независимое управление каждой секцией (рис. 3). Три расположенных по ширине модуля определяют производительность решетки по сжигаемым отходам – 25 тонн ТКО в час. Количество модулей по длине выбирается в зависимости от теплоты сгорания отходов. В данном случае для полного выгорания органики (исключения механического недожога) по длине располагается пять модулей, что позволяет сжигать ТКО в диапазоне изменения теплотехнических характеристик, представленных в таблице 1.



а



б

Рис. 3 – Конструкция механической переталкивающей решётки: а – общий вид; б – область сочленения топки с первым газоходом котла:

1 – амбразура вспомогательной горелки; 2 – сопла вторичного воздуха

Таблица 1.
Теплотехнические свойства характерных составов ТКО

в расчетном изменении их влажности и зольности

Параметр	Состав 1 (улучшенный)	Состав 2 (базовый)	Состав 3 (высоко- влажный)	Состав 4 (высоко- зольный)
Низшая теплота сгорания Q_i^r , МДж/кг	9,6	8,4	7,1	6,5
Влажность W_t^r , %	35	35	40	35
Зольность A^r , %	20	25	25	33
Содержание углерода C^r , %	25,3	22,5	19,7	18
Содержание водорода H^r , %	3,3	2,9	2,6	2,4
Содержание азота N^r , %	0,5	0,5	0,4	0,4
Содержание кислорода O^r , %	15,1	13,4	11,7	10,7
Содержание серы S^r , %	0,4	0,4	0,3	0,3
Содержание хлора Cl^r , %	0,4	0,3	0,3	0,2

Для дожигания СО и других продуктов неполного сжигания используют сопла вторичного воздуха (рис. 3, б), которые располагают, как правило, на фронтном и тыльном экранах 1-го газохода котла в районе пережима (на выходе из топки). За счет тангенциальной подачи через них воздуха образуется закрученный поток, что обеспечивает хорошее смешивание газа с воздухом и равномерное распределение потока по сечению. В номинальном режиме относительный расход вторичного воздуха составляет примерно 25...30 % от общего количества, подаваемого в топку, и может регулироваться в зависимости от содержания СО в дымовых газах.

Однако в тоже время, за счет смешения высокотемпературного потока дымовых газов из топки с относительно холодным вторичным воздухом, происходит снижение температуры этой смеси, которая, как указывалось ранее, не должна быть ниже 900 °С. Количественно оценить ее значение можно по энтальпии дымовых газов после их смешения с вторичным воздухом ($I_{T,CM}''$, кДж/кг) при общем коэффициенте избытка воздуха на входе в первый газоход котла (обычно на уровне $\alpha = 1,8...1,9$):

$$I_{T,CM}'' = I_T'' + V_0^H \cdot (\alpha - \alpha_T) \cdot (c\vartheta)_{\text{втор.в.}}, \quad (15)$$

где $(c\vartheta)_{\text{втор.в.}}$ – энтальпия вторичного воздуха, определяемая по температуре подогрева вторичного воздуха ($t_{\text{втор. в.}}$).

В расчетах принимается доля вторичного воздуха – 26 %, общий избыток воздуха после смешения с вторичным воздухом – $\alpha = 1,9$ (11). Температура уходящих газов на выходе из котла по условиям оптимальной работы газоочистки поддерживается на уровне 190 °С. По результатам испытаний, выполненных АО «ВТИ» на введенной в эксплуатацию в конце 2024 года ТЭС на ТКО «Свистягино» (Воскресенский район, Московская область) установлено, что содержание горючих в золошлаковых остатках находится на уровне 2,5–3,6 % (в расчетах q_4 принимаем 3 %); температура шлака, выгружаемого из топки – примерно 600 °С. Для определения потерь тепла от наружного охлаждения

считаем, что температура ограждающих поверхностей котла составляет 55 °С; окружающей среды – 30 °С.

Результаты расчета, сведенные в таблицу 2, показывают, что конструкция топочной камеры удовлетворяет всем нормативным требованиям, изложенным в [4; 8].

Таблица 2.

Результаты расчёта температуры дымовых газов на выходе из топки
и на входе в футерованную зону первого газохода

Тип ТКО	B_t , т/ч	$t_{\text{перв. в.}}$	$t_{\text{втор. в.}}$	ϑ''_t , °С	$\vartheta''_{t, \text{см}}$, °С
Состав 1 (улучшенный)	25	50	50	1111	905
Состав 2 (базовый)	25	100	100	1104	910
Состав 3 (высоковлажный)	25	200	150	1089	912
Состав 4 (высокозольный)	25	250	150	1087	910

Требуемый температурный режим (на выходе из топки – на уровне 1 050–1 100 °С; после смешения с вторичным воздухом – не ниже 900 °С) обеспечивался соответствующим подогревом первичного и вторичного воздуха в воздухоподогревателях.

ВЫВОДЫ

Предложенный подход к расчету лучистого теплообмена в слоевых топках котлов, предназначенных для сжигания твердых коммунальных отходов, позволяет определить количество теплоты, воспринятой топкой; использовать представленную методику при выполнении конструкторских расчетов для определения площади поверхности стен топочной камеры, а также для оценки температуры дымовых газов на выходе из топки.

Результаты теплового поверочного расчета слоевой топки перспективной отечественной ТЭС на ТКО показывают, что требуемые температуры в топке и дымовых газов на входе в котел (после смешения с вторичным воздухом) можно обеспечить за счет надлежащего подогрева первичного и вторичного воздуха.

Список источников и литературы

1. Справочник НДТ ИТС 9-2025. Утилизация и обезвреживание отходов термическими способами. Утв. приказом Росстандарта от 22.12.2025 № 2822 // Фед. агентство по техническому регулированию и метрологии. М.: Бюро НДТ, 2025. 200 с.

2. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод): Изд. 3-е, перераб. и доп. СПб: НПО ЦКТИ, 1998. 256 с.

3. Типовое предприятие термической переработки отходов / А.Н. Тугов, В.Ф. Москвичев, М.А. Изюмов, В.М. Супранов, Ю.А. Иванков // ТБО. 2009. № 6. С. 38–43.

4. Тугов А.Н. Энергетическая утилизация твёрдых коммунальных отходов на ТЭС: монография / А.Н. Тугов; Открытое акционерное общество «Всероссийский дважды Ордена Трудового Красного Знамени

теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»). М.: ОАО «ВТИ», 2017. 177 с.

5. Тугов А.Н. Энергетическая утилизация ТКО: мировой и отечественный опыт: обзор // Теплоэнергетика. 2022. № 12. С. 5–22.

6. Тугов А.Н. Энергетическая утилизация ТКО: опыт ОАО «ВТИ» в области управления отходами в крупных городах РФ / Вестник ВТИ: сборник статей / под общ. ред. Д.В. Тарадая. М.: ОАО «ВТИ», 2024. 146 с.

7. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Waste Incineration: JRC Science for Policy Report/ Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control) / European Commission, 2019. 729 p.

8. Directive 2000/76/EC of the European Parliament and of the Council of 4 December 2000 on incineration of waste / Official Journal of European Communities, 28.12.2000. P. 332/91–332/111

9. Directive 2008/98/EC of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008 on waste and repealing certain Directives [Text with EEA relevance] / Official Journal of European Union, November 22. – 2008.

10. Waste to Energy 2025/2026. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ecoprog.com/publications/data-wte> (дата обращения: 02.04.2026).

© Тугов А.Н., 2026

АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К СОЗДАНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Голубов Артем Сергеевич – аспирант Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, artem@golubov.tech

Аннотация. В работе представлен анализ рабочих процессов поршневых двигателей. Исследование выполнено в форме сравнительного анализа, направленного на выявление закономерностей влияния остаточных газов, параметров наддува и конструктивных особенностей двигателя на показатели эффективности цикла и удельный расход топлива. Исходные сведения о геометрии цилиндропоршневой группы, фазах газораспределения и проточных частях собраны по литературным источникам и специализированным научно-техническим публикациям. В рассмотренных моделях установлено, что уменьшение доли остаточных газов и применение эффективных схем наддува приводят к улучшению наполнения цилиндра и снижению потерь при переходных режимах. Отмечено, что согласованность результатов различных работ подтверждает общность физических процессов, лежащих в основе математического описания. Сделан вывод о том, что оптимизация процессов газообмена и рациональное использование систем наддува являются значимыми факторами повышения эффективности двигателей и является основой для создания стационарных энергетических двигателей внутреннего сгорания. Полученные результаты являются основой для последующих исследований и разработки практических рекомендаций при проектировании, модернизации и рациональной эксплуатации стационарных поршневых двигателей для энергетических объектов.

Ключевые слова: двигатель; математическое моделирование; газообмен; остаточные газы; наддув; эффективность цикла; удельный расход топлива

ВВЕДЕНИЕ

Повышение эффективности энергетических поршневых двигателей является одной из ключевых задач современного двигателестроения. Поршневые двигатели внутреннего сгорания (ДВС) остаются основным типом силовых установок малой мощности в энергетике, транспорте и промышленности благодаря широкому диапазону агрегатных мощностей, высокой экономичности и возможности адаптации под различные условия эксплуатации [4]. На протяжении последних десятилетий развитие двигателей сопровождалось увеличением эффективных показателей цикла, уровней наддува и совершенствованием систем газообмена и тепловых процессов [3; 8].

Термогазодинамические процессы определяют ключевые характеристики двигателя: давление и температуру рабочего тела, скорость газовых потоков, коэффициент наполнения и удельный расход топлива. Изменение плотности

поступающего воздуха при наддуве приводит к существенному росту эффективной мощности при неизменном рабочем объеме цилиндров, что подтверждается классическими соотношениями, полученными при анализе энергетического баланса [2; 18]. При этом выбор рациональной схемы наддува зависит от типа, назначения и условий эксплуатации двигателя, что особенно важно для среднеоборотных и высокооборотных энергетических установок [4].

Несмотря на многочисленные исследования, в литературе отмечается недостаточность комплексной оценки взаимного влияния тепловых, газодинамических и конструктивных факторов. Существующие методики часто опираются на упрощения, линейное моделирование или рассмотрение отдельных узлов без системного анализа [20; 21]. Интегрированные модели рабочего процесса, основанные на системах дифференциальных уравнений, позволяют учесть взаимодействие подсистем двигателя, однако требуют уточнения зависимостей для различных режимов и конструктивных схем [1; 16].

Современные тенденции в области повышения эффективности включают оптимизацию геометрии камеры сгорания, повышение степени сжатия, внедрение адаптивного и регулируемого наддува, использование комбинированных систем и методов аналитического моделирования [9; 13]. При этом задачи совершенствования двигателей находятся на стыке теплотехники, аэродинамики, материаловедения и автоматизированного управления.

Актуальность повышения эффективности энергетических поршневых двигателей и установленные ограничения по показателям рабочего процесса определяют необходимость разработки комплексного подхода к анализу термогазодинамических характеристик. Ряд исследований показывает, что результаты оптимизации зависят от сочетания тепловых, газодинамических и конструктивных факторов, а также от применяемых схем наддува и параметров рабочего цикла [1; 3].

Таким образом, научная проблема заключается в отсутствии комплексного подхода к анализу и оптимизации термогазодинамических характеристик поршневых двигателей с учётом эксплуатационных режимов и конструктивных особенностей. В связи с этим возникает необходимость разработки обобщённой методики сравнительного анализа параметров, направленной на выявление ключевых факторов, которые определяют энергетические показатели и ограничивают эффективность двигателя.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Цель и задачи исследования

Цель исследования заключается в проведении анализа и обобщения имеющейся информации по направлениям совершенствования конструктивных и режимных характеристик энергетических поршневых двигателей.

Для достижения цели сформулирован ряд *задач*:

– выполнить анализ существующих подходов к построению и оценке характеристик процессов в энергетических поршневых двигателях;

– выявить влияние основных факторов на работоспособность и эффективность термодинамических циклов энергетических поршневых двигателей;

– сформировать направление проведения дальнейших научных исследований.

Подходы к исследованию поршневых двигателей. Методология исследования поршневых двигателей основана на сравнительном анализе, выборе и адаптации математических моделей для описания рабочего процесса двигателя на соответствующем виде топлива. На первом этапе объектом анализа являются схемы описания цикловых процессов, газообмена и наддува, применяемые при расчёте двигателей различных типоразмеров.

В качестве методической базы используются подходы, изложенные в работах по теории рабочего процесса двигателей, включая [5; 6; 23], а также математического описания переходных процессов, где рассматривается система дифференциальных и алгебраических уравнений для описания изменения давления и температуры в цилиндре [17].

Для моделирования характеристик газообмена и теплового состояния могут использоваться модели, изложенные в исследовании [3; 5]. С учетом уравнений переноса количества движения, энергии и массы определяется:

– мощность (индикаторная) ДВС:

$$N_i = L_i \frac{2n}{60\tau},$$

где L_i – индикаторная работа; $\frac{2n}{60\tau}$ – число рабочих ходов в секунду; n – частота вращения вала; τ – тактность ($\tau = 2$ и $\tau = 4$);

– индикаторная эффективность (КПД) ДВС:

$$\eta_i = \frac{L_i}{Q_i} = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot N_i}{H_u \cdot G_T},$$

где G_T – часовой расход топлива; H_u – теплотворная способность топлива.

При этом необходимо учитывать, что для ДВС энергетического направления присущи следующие потери мощности от:

1. Трения ($N_{тр}$), которые составляют большую часть всех механических потерь [3]. Основные потери, входящие в их состав, следующие:

– поршень и поршневые кольца – стенки цилиндра;
– шейки коленчатого и распределительного валов – подшипники скольжения;

– поршневой палец – бобышки поршня и верхняя головка шатуна;

– стержень клапана – втулка.

2. Совершения насосных ходов поршня ($N_{нас}$).

3. Привода вспомогательных механизмов ($N_{пр}$).

4. Механического привода компрессора (N_k).

5. Гидравлических потерь мощности (N_r). Они учитывают затраты мощности на преодоление сопротивления движению деталей кривошипно-шатунного механизма в картере.

6. Вентиляционных потерь (N_v).

7. Механических потерь привода генератора (N_m).

8. Потеря в электрогенераторе ($N_{\text{эг}}$).

Исходя из изложенного затраты мощности на преодоление механических потерь представляет собой сумму вышеперечисленных видов потерь:

$$N_{\text{мп}} = N_{\text{тр}} + N_{\text{нас}} + N_{\text{пр}} + N_{\text{к}} + N_{\text{г}} + N_{\text{в}} + N_{\text{м}} + N_{\text{эг}},$$

а с учетом потерь в электрическом генераторе имеем: $N_{\text{э}} = N_{\text{мп}} + N_{\text{эг}}$.

Все эти потери сказываются на фактической мощности, выдаваемой энергетическим двигателем. Эффективность работы двигателя с учетом имеющихся $N_{\text{мп}}$ оцениваются механическим КПД:

$$\eta_{\text{м}} = \frac{N_{\text{е}}}{N_{\text{и}}} = \frac{N_{\text{и}} - N_{\text{мп}}}{N_{\text{и}}} = 1 - \frac{N_{\text{мп}}}{N_{\text{и}}},$$

а с учетом потерь в электрическом генераторе имеем КПД: $\eta_{\text{э}} = 1 - \frac{N_{\text{э}}}{N_{\text{и}}}$.

Дополнительные сведения по влиянию конструктивных и режимных параметров на эффективность двигателя получены из работ, посвященных наддуву и газообмену [4; 5; 20].

На данном этапе, метод исследования заключается в сопоставлении результатов, опубликованных различными авторами, и выявлении общих закономерностей. Для анализа используются табличные данные для двигателей различного типа (табл. 1) [12] и графики, представленные в качестве примера (рис. 1) [3].

Таблица 1.
Значения индикаторных показателей двигателя
на номинальном режиме

Двигатель	Показатель		
	$P_{\text{и}}$	$\eta_{\text{и}}$, %	$b_{\text{и}}^*$, г/(кВт·ч)
Бензиновые: без наддува с наддувом	0,7 – 1,2 0,9 – 1,9	0,25 – 0,40	225 – 330
Дизельные четырехтактные: без наддува с наддувом	0,75 – 1,1 1,1 – 1,6	0,39 – 0,49	170 – 220
Дизельные двухтактные: без наддува с наддувом	0,5 – 0,9 1,0 – 2,2	0,39 – 0,53	162 – 220

* удельный индикаторный расход топлива: $b_{\text{и}} = \frac{G_{\text{т}} \cdot 10^3}{N_{\text{и}}}$

Анализ табл. 1 показал, что у дизельных двигателей индикаторный КПД значительно выше. Это обусловлено более высокой степенью сжатия и большими величинами коэффициента избытка воздуха. При этом результаты (см. рис. 1) раскрывают, что эффективность работы ДВС с системой газотурбинного наддува зависит и от применяемой системы наддува [11].

При выборе решения особое внимание уделяется влиянию степени сжатия, параметров наддува и остаточных газов на показатели эффективного цикла и расход топлива [5; 12]. Это важно в связи с нахождением оптимальных соотношений параметров, что положительно сказывается на эффективности использования топливных ресурсов и минимизации уровня эмиссии вредных

выбросов в окружающую среду для создаваемых стационарных газопоршневых двигателей [22].

Такой подход позволяет обобщить имеющиеся сведения и представить наиболее характерные особенности предварительного выбора типа и принципиальной компоновки ДВС для энергетической отрасли перед началом моделирования рабочих процессов.

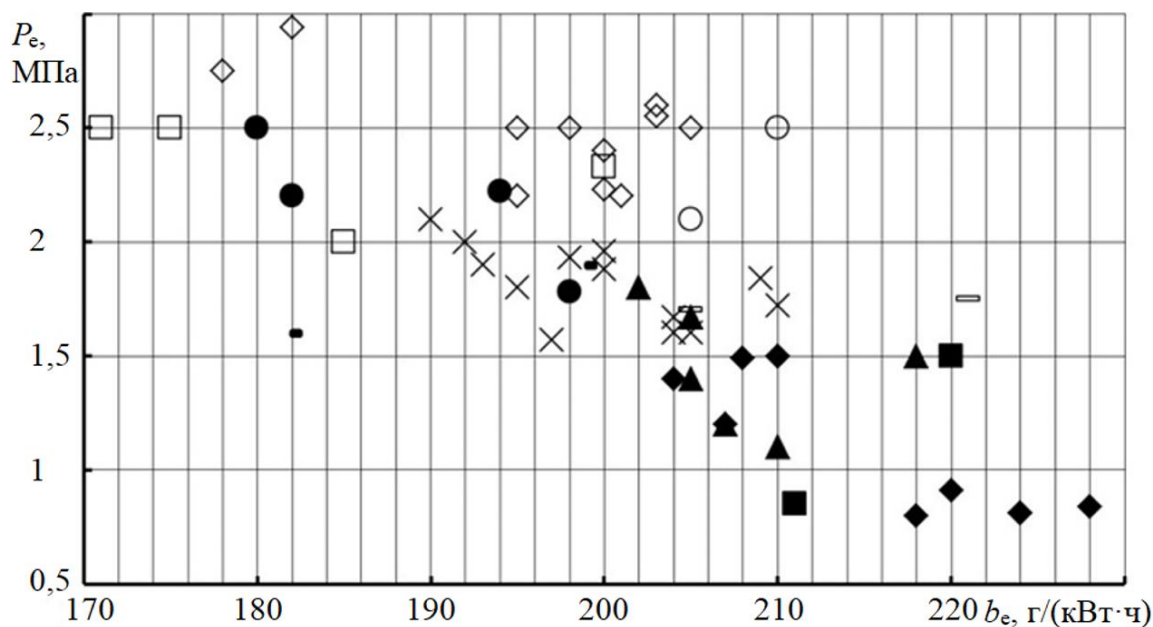


Рис. 1 – Области использования различных систем газотурбинного наддува четырёхтактных судовых дизелей при форсировании по среднему эффективному давлению: $\blacklozenge$ – импульсная система наддува; $\blacksquare$ – многоимпульсная система наддува с преобразователями импульсов; $\blacktriangle$ – двухимпульсная система наддува с преобразователями импульсов; $\square$ – импульсная система наддува с модульными преобразователями импульсов; $\times$ – изобарная система наддува; $\bullet$ – одноступенчатая система наддува с силовой турбиной (схема ТК+СТ) с импульсным подводом газов к турбине ТК; $\square$ – одноступенчатая система наддува с силовой турбиной (схема ТК+СТ) с изобарным подводом газов к турбине ТК; $\bullet$ – одноступенчатая система наддува с силовой турбиной (схема СТ+ТК) с изобарным подводом газов к СТ; $\circ$ – двухступенчатая система воздухообеспечения (схема ТК ВД+ТК НД) с импульсным подводом газов к турбине ВД; $\diamond$ – двухступенчатая система воздухообеспечения (схема ТК ВД+ТК НД) с изобарным подводом газов к турбине ВД

Структура последовательности выполнения работы

Общий ход выполнения работы осуществляется в виде последовательного анализа математических моделей и экспериментальных данных, опубликованных в научной литературе. На первом этапе выполняется сбор исходной информации, включающей параметры цилиндропоршневой группы, фазы газораспределения и характеристики проточных трактов. Эти сведения используются по данным фундаментальных и прикладных научных исследований, а также экспериментальных данных, где описываются особенности газообмена и теплового состояния двигателей.

На следующем этапе производится выбор и адаптация математических моделей, описывающих перенос массы, импульса и энергии, динамику в цилиндре и выпускном тракте, а также влияние остаточных газов и

целесообразности использования турбонаддува (турбонагнетателя) [22]. Модели систематизируются по составу уравнений, граничным условиям, применяемым допущениям и областям применимости [7; 20; 24]. Рассматриваются схемы неизотермического газообмена, модели переходных процессов, а также описания тепловых и гидравлических потерь в топливном, воздушном и газовом трактах.

Далее определяется перечень критериев сопоставления моделей: коэффициент остаточных газов, удельный расход топлива, потери давления во впускных и выпускных трактах, динамические характеристики при переходных режимах и влияние параметров наддува. Выбор критериев основан на данных работ, в которых анализируется эффективность систем наддува (по необходимости применения) и влияние конструктивных параметров на энергетические показатели двигателя [19].

Для каждой модели выделяются характерные тенденции изменения давления и температуры, зависимости остаточных газов от частоты вращения коленчатого вала [25]. Особое внимание должно уделяться случаям применения комбинированных схем наддува (по необходимости применения) и изменяемой геометрии проточных частей, где фиксируется снижение времени выхода на режим и повышение динамических свойств.

На заключительном этапе выполняется сопоставление моделей по общим признакам: наличию турбонагнетателя, использованию эжекции, применение регистровых схем, наличию или отсутствию пневмокоррекции подачи топлива. Итоги анализа сводятся в обобщающие таблицы, где представляются типовые диапазоны параметров и зависимости. Это позволит выделить наиболее устойчивые закономерности и определить факторы, оказывающие наибольшее влияние на эффективность рабочего процесса.

Основные факторы, влияющие на работоспособность ДВС

Сопоставление математических моделей, описывающих рабочий процесс ДВС, позволяет выявить ряд закономерностей, подтверждаемых экспериментальными и расчётными данными, приведёнными в литературе. Обобщающим результатом является устойчивое влияние параметров газообмена, наддува и остаточных газов на показатели эффективности цикла и расход топлива. К основным факторам, характеризующим эффективность работы ДВС можно отнести следующее:

1. Количество продуктов сгорания топлива, остающихся в камере сгорания ДВС после такта выпуска (остаточные газы)

В большинстве моделей ДВС фиксируется тенденция: увеличение доли остаточных газов в цилиндре приводит к снижению индикаторного КПД и увеличению удельного расхода топлива. Данная зависимость подробно проанализирована в работах, посвящённых тепловым и газодинамическим процессам, где отмечено, что высокие значения остаточных газов уменьшают полноту сгорания и ухудшают наполнение цилиндра свежим зарядом [19; 20].

В публикациях, рассматривающих работу ДВС со схемами наддува, показано, что снижение коэффициента остаточных газов приводит к заметному снижению удельного расхода топлива при нагрузочных режимах [6; 10].

2. Принудительное повышение давления воздуха/горючей смеси на входе ДВС выше атмосферного уровня (наддув)

Сравнение моделей показало, что применение турбонаддува позволяет уменьшить цикловые потери, особенно в области частичных нагрузок. В исследованиях, посвящённых динамике систем наддува, отмечается, что эффект выражается как в увеличении наполнения, так и в уменьшении времени достижения установившегося режима [16].

Особенно отчётливо влияние наддува проявляется в моделях, где учитывается изменяемая геометрия проточной части. В работах по комбинированным схемам наддува приводятся зависимости, показывающие уменьшение времени разгона турбокомпрессора и улучшение стабильности рабочих параметров [13].

3. Газообмен и проточные (газодинамические) потери

В ряде публикаций рассмотрены уравнения переноса массы, импульса и энергии, применимые к газодинамическим процессам в выпускных и впускных трактах [3]. Результаты анализа показывают, что потери давления в проточных элементах оказывают существенное влияние на коэффициент наполнения и на величину индикаторного КПД. Сопоставление графиков, приведённых в проанализированных работах, позволяет сделать вывод: схемы выпуска с эжекцией обеспечивают меньшие потери давления и более благоприятные значения коэффициента остаточных газов [14; 15].

Согласованность результатов различных моделей

Анализ множества публикаций показал, что несмотря на различие исходных данных, методов моделирования и объектных областей, тенденции в поведении основных параметров согласовываются между собой. В таблицах, приводимых в литературе, значения удельного расхода топлива и цикловых параметров изменяются в пределах сопоставимых диапазонов при изменении одних и тех же факторов: степени сжатия, остаточных газов, характеристик наддува и т.д. Такая согласованность подтверждает общность физических механизмов и достоверность моделей, основанных на уравнениях переноса и баланса энергии, изложенных в методических работах по теории рабочего процесса двигателей [5; 6; 12].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты проведенного анализа показывают, что основные факторы, определяющие эффективность рабочего процесса поршневых двигателей, являются взаимосвязанными. Наиболее значимыми являются: степень наполнения цилиндра свежим зарядом; величина коэффициента остаточных газов; параметры системы наддува (по необходимости применения) и проточных трактов.

Совокупность данных из литературных источников позволяют отметить, что оптимизация процессов газообмена и наддува способна обеспечить снижение удельного расхода топлива без изменения основных конструктивных размеров двигателя. Это подтверждается расчётными и экспериментальными данными, представленными в исследованных работах. Однако, имеется значительный потенциал проведения научных и практических исследований

особенностей стационарных поршневых двигателей для энергетических объектов, в частности, по следующим пунктам:

– выявить закономерности влияния конструктивных и эксплуатационных факторов на показатели работоспособности двигателя и режимные характеристики в зависимости от задаваемых условий (необходимая мощность, регион использования, состав топлива, виды получаемой энергии и т.д.);

– разработать и предложить пути совершенствования геометрических и режимных характеристик энергетических поршневых двигателей на территории Российской Федерации, с последующим формированием методических рекомендаций к проектированию и эксплуатации.

Список источников и литературы

1. Агафонов Д.С., Ахтулов А.Л., Приймак С.В. и др. Математическая модель рабочих процессов дизельного двигателя с комбинированной системой наддува // Стратегическая стабильность. 2021. № 1. С. 21–24.

2. Агуреев И.Е., Чан Куок Тоан. Нелинейная модель турбонаддувного двигателя внутреннего сгорания с принудительным воспламенением // Известия ТулГУ. Технические науки. 2013. Вып. 6. Ч. 2. С. 146–152.

3. Балашов А.А. Газодинамические потери в политропных потоках поршневых двигателей // Ползуновский вестник. 2007. № 4. С. 24–25.

4. Бердник А.Н. Эксплуатация судового энергетического оборудования // Научные проблемы водного транспорта. 2022. № 70(1). С. 64–76.

5. Вершина Г.А., Кухарёнок Г.М., Гершань Д.Г. Теория рабочих процессов двигателей внутреннего сгорания: учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-37 01 01 «Двигатели внутреннего сгорания». Минск: БНТУ, 2022. 80 с.

6. Двигатели внутреннего сгорания: Теория поршневых и комбинированных двигателей / под ред. А.С. Орлина, М.Г. Круглова. 4-е изд., перераб. и доп. Москва: Машиностроение, 1983 – 372 с.

7. Ибрагимов Е.Т. Информационно-справочная 3D-модель газопоршневой установки MTU GB1948N5 (20V4000L33) с демонстрацией основных блоков. 11 марта 2018. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://e-plant.ru/50-02> (дата обращения: 20.04.2026).

8. Каргин С.А., Дорохов А.Ф. Повышение энергетической эффективности и экологической безопасности поршневых двигателей // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Морская техника и технология. 2019. № 4. С. 60–70.

9. Кузнецов А.Г., Харитонов С.В., Сапронов Д.П. Применение методов машинного обучения при разработке динамической модели дизельного двигателя // Двигателестроение. 2023. № 1. С. 38–50.

10. Кузнецов А.Г., Харитонов С.В., Рыжов В.А. Исследование динамических свойств тепловозного дизеля при использовании регулируемого турбонаддува // Двигателестроение. 2022. № 1. С. 76–83.

11. Кухарёнок Г.М. Агрегаты наддува: пособие для студентов специальности 1-37 01 01 «Двигатели внутреннего сгорания». Минск: БНТУ, 2021. 61 с.

12. Кухарёнок Г.М. Теория рабочих процессов двигателей внутреннего сгорания: методическое пособие для студентов заочной формы обучения специальности 1-37 01 01 «Двигатели внутреннего сгорания». Минск: БНТУ, 2011. 62 с.

13. Лашко В.А., Бердник А.Н. Пути совершенствования систем газотурбинного наддува комбинированных поршневых двигателей // Вестник ТОГУ. 2010. № 4(19). С. 91–97.

14. Плотников Л.В. Повышение качества газообмена в поршневых ДВС путем совершенствования газодинамики и теплообмена потоков во впускных и выпускных каналах: специальность 01.04.14 «Теплофизика и теоретическая теплотехника» и 05.04.02 «Тепловые двигатели»: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Плотников Леонид Валерьевич; Уральский фед. ун-т имени первого Президента России Б.Н. Ельцина. Екатеринбург, 2018. 48 с.

15. Спектральный анализ газодинамических характеристик пульсирующих потоков газа в выпускной системе поршневого двигателя / Л.В. Плотников, Ю.М. Бродов, Б.П. Жилкин, Л.Е. Осипов, К.О. Десятов // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2022. Т. 24. № 1. С. 114–125.

16. Тимошенко Д.В., Пассар А.В. Квазизамкнутая математическая модель переходных режимов комбинированного дизеля и её численная реализация // Научные проблемы водного транспорта. 2025. № 82(1). С. 109–123.

17. Чан Куок Тоан. Обзор методов математического моделирования дизельных ДВС с турбонаддувом // Известия ТулГУ. Технические науки. 2012. Вып. 2. С. 474–483.

18. Чан Куок Тоан. Синтезирование нестационарных режимов комбинированных ДВС и их эффективные показатели: диссертация ... кандидата технических наук: 05.04.02 / Чан Куок Тоан; [Место защиты: Тул. гос. ун-т]. Тула, 2013. 115 с.

19. Щерба В.Е., Лысенко Е.А., Сокирко К.Н. Рабочие процессы бензиновых двигателей внутреннего сгорания: практикум; Минобрнауки России, Ом. гос. техн. ун-т. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2022. 80 с.

20. Щигарцов И.М. Математическая модель необратимых термодинамических процессов в поршневых машинах // Известия высших учебных заведений. Авиационная техника. 2005. № 1. С. 77–80.

21. Щигарцов И.М. Оценка эффективности работы поршневых двигателей с новыми механизмами реализации энергии газов // Научная дискуссия: вопросы технических наук. 2014. № 3(16). 114 с.

22. Golloch R. Новый газопоршневой двигатель мощностью 10,6 МВт компании MAN Diesel & Turbo SE // Турбины и дизели. Июль-август 2012. С. 4–9.

23. Heywood J.B. Internal Combustion Engine Fundamentals. New York: McGraw-Hill, 1988. 930 p.

24. Khrulev A.E. Determination of gas parameters in resonant pipes and channels of engines with a periodic workflow using the piston analogy method // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2023. No. 5(7(125)). P. 50–59.

25. Stepanenko D., Kneba Z. Thermodynamic modeling of combustion process of the internal combustion engines – an overview // Combustion Engines. 2019. No. 178(3). P. 27–37.

© Голубов А.С., 2026

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ ВОДОРОДНО-КИСЛОРОДНЫХ КАМЕР СГОРАНИЯ ДЛЯ УСТАНОВОК МЕГАВАТТНОГО КЛАССА

Карев Тимофей Петрович – аспирант Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, karev.timothy@yandex.ru

Аннотация. Представлены результаты разработки научно-технических решений для создания кислородно-топливных камер сгорания (пароперегревателей) на водороде и кислороде в среде водяного пара при сверхкритических параметрах. Исследована кинетика горения водород-кислородных смесей с различными разбавителями, определены оптимальные диапазоны разбавления окислителя водяным паром, обеспечивающие полноту сгорания более 98%. Разработана методика конструкторского расчета, включающая определение габаритов жаровой трубы по теплонапряженности, расчет характеристик смесителя и параметров щелевого охлаждения. Трехмерное численное моделирование в программном комплексе Ansys Fluent подтвердило работоспособность предложенных конструктивных решений (полнота сгорания 99,5%, температура стенки ≤ 700 К). Приведена технико-экономическая оценка внедрения данной технологии в тепловых схемах угольных электростанций, показывающая снижение выбросов CO_2 на 84,28 кг/(МВт·ч) для блока мощностью 300 МВт.

Ключевые слова: водород, кислород, камера сгорания, пароперегреватель, сверхкритическое давление, кинетика горения, численное моделирование, щелевое охлаждение

ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2050 года в качестве одного из приоритетов выделяет повышение эффективности генерации электроэнергии и тепла, а также сокращение воздействия на окружающую среду [22]. Замещение углеродсодержащего топлива водородом рассматривается в качестве перспективного пути для декарбонизации теплоэнергетики [16; 10]. Кислородно-топливное сжигание с замкнутым контуром рабочего тела, в частности водородно-кислородные пароперегреватели (камеры сгорания) мегаваттного класса, позволяют достичь сверхкритических параметров пара и повысить КПД паротурбинных установок (ПТУ) без замены жаропрочных сталей котла [20; 21].

Существующие исследования в этой области связаны с именами С.П. Малышенко, А.И. Счастлицева и В.И. Борзенко, предложивших ряд конструкций парогенераторов [4; 9], и коллективами А.Н. Рогалев, Н.Д. Рогалев [30; 31], А.И. Гурьянова, Ш.А. Пиралишвили [8; 17], которые внесли

существенный вклад в разработку вихревых камер сгорания и методов их проектирования. Однако комплексные методики, связывающие выбор рационального состава рабочей смеси с конструкцией камеры, до настоящего времени были разработаны недостаточно полно [1], что и определило цель настоящей работы.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Методика и подходы к моделированию. Исследование включает несколько этапов: анализ кинетики горения, зональное моделирование, пространственное моделирование. В качестве базового прототипа выбрана прямоточно-вихревая трубчатая камера сгорания [17]. Кинетика горения смеси «водород–кислород» в среде водяного пара изучалась в программном комплексе Ansys Chemkin-Pro с применением верифицированного детального механизма USC II, адаптированного для сверхкритических условий [24; 27]. Расчеты выполнялись для стехиометрического состава (коэффициент избытка кислорода $\alpha=1,0$) в диапазоне массовой доли разбавителя (водяного пара) γ от 0 до 0,9. Зональное моделирование углекислотной камеры сгорания также проводилось в Ansys Chemkin-Pro, где была построена реакторная схема (включающая зону смешения, горения, дожигания и рециркуляции) [23]. Результаты определения нормальной скорости распространения пламени при доли водяного пара от 0,6 до 0,9 и стехиометрическом соотношении компонентов представлены на рисунке 1.

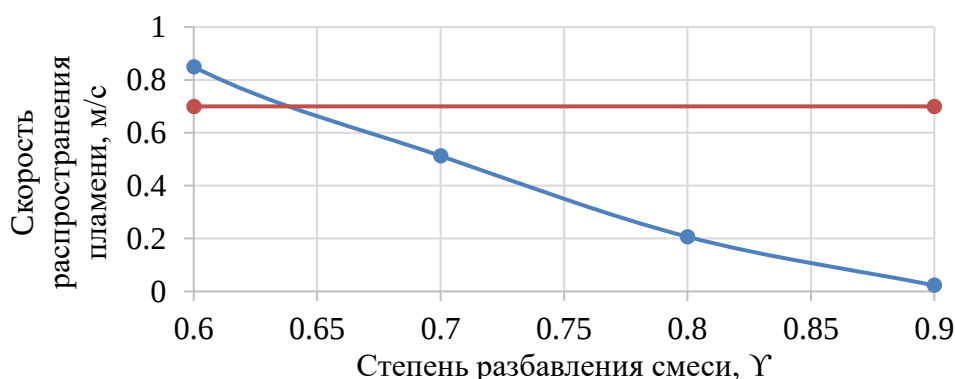


Рис. 1 – Определение предельной степени разбавления смеси по требованиям к скорости

Пространственное CFD-моделирование осуществлялось в Ansys Fluent с использованием модели турбулентности Realizable k – ϵ и методикой LES для анализа крупномасштабных вихревых структур [12; 18]. Расчетная сетка создавалась с пристеночным слоем, обеспечивающим значение $y^+ = 30$, при этом критериями сходимости являлись невязки уравнения энергии ниже 10^{-2} , а остальных переменных – ниже 10^{-4} [19].

Результаты исследования кинетики. На основе термодинамического анализа установлены зависимости адиабатической температуры пламени и нормальной скорости его распространения от степени разбавления γ [28]. Выявлено, что с увеличением доли водяного пара в окислителе температура пламени снижается с 2800 К ($\gamma = 0$) до 1200 К ($\gamma=0,9$), а скорость пламени – с 8,0 м/с до 0,2 м/с. При $\gamma = 0,6$ полнота сгорания достигает 99,5 %; при $\gamma = 0,85$

сохраняется выше 98 %. Дальнейшее увеличение γ приводит к резкому падению полноты сгорания ниже 95 % из-за снижения температуры и скорости реакции [32]. Рекомендуемый диапазон степени разбавления $\gamma = 0,6\text{--}0,85$ может служить основой для проектных расчетов камер сгорания мегаваттного класса [26]. Зависимость полноты сгорания топлива при стехиометрическом соотношении компонентов на сверхкритических параметрах представлена на рисунке 2.

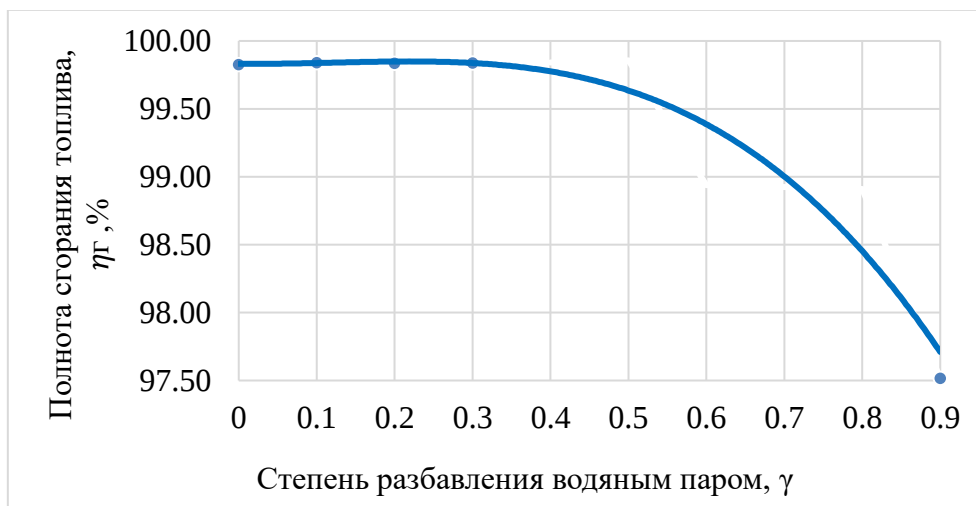


Рис. 2 – Зависимость полноты сгорания топлива от степени разбавления водяным паром в Ansys Chemkin-Pro

Для смеси «метан–кислород» в среде CO_2 проведен сравнительный анализ кинетических механизмов GRI-Mech 3.0, Li et al. и UoS sCO_2 . Показано, что механизм UoS sCO_2 обеспечивает наилучшую точность прогнозирования скорости распространения пламени (погрешность не более 15 %) [25]. Моделирование с его применением выявило, что при $\alpha = 1,0$ и степени разбавления CO_2 до 0,7 скорость пламени остается выше 0,4 м/с, достаточной для устойчивого горения. Неравномерное распределение окислителя (отклонение расхода на 50 % между секциями) вызывает локальные перегревы до 300 К и снижает полноту сгорания на 2–3 %. Переход на двухступенчатую подачу кислорода (соотношение 70/30) понижает неравномерность температурного поля на выходе на 25–30 % в сравнении с одноступенчатым впрыском [13; 14].

Разработка методики проектирования и результаты численного моделирования. На базе полученных данных сформулирована методика конструкторского расчета водород-кислородной камеры сгорания, включающая [7]:

1. Определение объема и высоты жаровой трубы по величине объемной теплонапряженности с учетом сниженной адиабатической температуры пламени.
2. Расчет смесителя горелочного устройства (количество и диаметр отверстий смешения) для обеспечения равномерного распределения компонентов.
3. Проектирование системы щелевого охлаждения с определением толщины стенки (формула тонкостенной оболочки для давления >20 МПа) и диапазона скоростей подачи водяного пара через отношение теплоемкостей воздуха и пара.

4. Подготовка алгоритма численного моделирования – от построения твердотельной модели и сетки до выбора моделей турбулентности и кинетических механизмов [6].

По предложенной методике спроектирована и исследована водород-кислородная камера сгорания тепловой мощностью 250 МВт для сверхкритических параметров (давление 23,5 МПа, температура пара на выходе 540 °С). Конструктивные решения включают 8 рядов смесительных отверстий диаметром 35 мм, отверстия щелевого охлаждения диаметром 5 мм в зоне горения и уклон наружного корпуса 10° к стенке жаровой трубы для компенсации падения массовой скорости охлаждающего пара [15].

Трехмерное моделирование в Ansys Fluent подтвердило эффективность предложенных решений: среднемассовая мольная доля недогоревшего водорода на выходе составила 0,0003432 (полнота сгорания 99,5 %); максимальная температура стенки жаровой трубы – не более 700 К, что соответствует требованиям термической стойкости жаропрочных сталей; неравномерность температурного поля в выходном сечении – 24 % [29].

Экспериментальные исследования. Фрагмент полученных расчетных данных верифицирован по результатам стендовых экспериментов (ОИВТ РАН, АО «ВТИ», коллектив А.Н. Байрамова) на макете камеры сгорания мегаваттного класса при давлении до 3 МПа [2; 11]. Эксперименты подтвердили, что диапазон разбавления окислителя водяным паром $\gamma = 0,6\text{--}0,85$ позволяет достичь полноты сгорания более 98 % и обеспечивает стабильную работу камеры. Сочетание численного и физического эксперимента создает надежную базу для дальнейшего масштабирования [3].

Оценка эффективности и перспективы. Технико-экономический анализ внедрения внешнего перегрева пара в водород-кислородных камерах сгорания для угольного блока с турбиной К-300-240 показал: снижение выбросов CO_2 на 84,28 кг/(МВт·ч), годовое снижение около 174 тыс. т [5].

ВЫВОДЫ

1. На основе численного моделирования определен рациональный диапазон разбавления окислителя водяным паром $\gamma = 0,6\text{--}0,85$, при котором полнота сгорания водорода в кислородно-топливной камере превышает 98 % (при $\gamma = 0,6\text{--}99,5$ %).

2. Разработана методика проектирования водород-кислородных камер сгорания, включающая инженерные соотношения для расчета жаровой трубы, смесителя и щелевого охлаждения, а также алгоритм численного моделирования.

3. Трехмерное CFD-моделирование подтвердило, что предложенные конструктивные решения (8 рядов отверстий смещения, щели охлаждения 5 мм, уклон корпуса 10°) обеспечивают полноту сгорания 99,5 %, температуру стенки ≤ 700 К и приемлемую неравномерность поля на выходе – 24 %.

4. Технико-экономическая оценка показала возможность значительного снижения выбросов парниковых газов (на 84,28 кг/(МВт·ч) для блока 300 МВт) и повышения КПД электростанции при использовании внешнего перегрева пара на водороде.

Список источников и литературы

1. Аминов Р.З. Экспериментальная оценка доли непрореагировавшего водорода при сжигании в среде кислорода / Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов, А.И. Счастливцев // Альтернативная энергетика и экология. 2020. № 4. С. 23–30.
2. Аминов Р.З. Экспериментальное исследование дожигания водорода в кислороде при давлении 10 МПа кислорода / Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов, А.И. Счастливцев // Теплофизика высоких температур. 2020. Т. 58. № 3. С. 426–432.
3. Батенин В.М. Развитие «зеленой» энергетики в России / В.М. Батенин, В.М. Зайченко, А.А. Чернявский // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2023. № 4. С. 21–32.
4. Борзенко В.И., Счастливцев А.И. Водородно-кислородный пароперегреватель. Патент РФ № 185454, 2018.
5. Бродов Ю.М. Теплообменные аппараты в системах регенеративного подогрева питательной воды паротурбинных установок : Учеб. пособие / Ю.М. Бродов, М.А. Ниренштейн, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков; Под общ. ред. Ю.М. Бродова; Урал. гос. техн. ун-т. Екатеринбург: УГТУ, 1998. 191 с.
6. Булысова Л.А. Численное моделирование при испытаниях и наладке малоэмиссионных камер сгорания ГТУ: дис. ... канд. техн. наук. М.: АО «ВТИ», 2014. 162 с.
7. Винтовкин А.А. Горелочные устройства промышленных печей и топок: Справочник / А.А. Винтовкин, М.Г. Ладыгичев, В.Л. Гусовский, Т.В. Калинова. М.: Интермет Инжиниринг, 1999. 560 с.
8. Гурьянов А.И. Горение синтез-газа в условиях газодинамического противотока / А.И. Гурьянов, Ш.А. Пиралишвили, В.В. Кононова // Вестник РГАТА имени П.А. Соловьева. 2018. № 4 (43). С. 72–77.
9. Малышенко С.П. Исследования и разработки ОИВТ РАН в области технологий водородной энергетики / С.П. Малышенко // ОИВТ РАН. Итоги и перспективы. 2010. С. 10–34.
10. Малышенко С.П. Водородно-кислородные парогенераторы мегаваттного класса мощности / С.П. Малышенко, А.И. Счастливцев, В.И. Борзенко // Водородные энергетические технологии. М.: ОИВТ РАН, 2017. С. 57–66.
11. Мильман О.О. Испытания блока дополнительного перегрева рабочего тела на турбине Т-25-90-4ПР-1 / О.О. Мильман, В.С. Крылов, А.В. Птахин и др. // Теплоэнергетика. 2023. № 12.
12. Орлов М.Ю. Моделирование процессов в камере сгорания: учеб. пособие / М.Ю. Орлов, С.В. Лукачёв, С.Г. Матвеев. Самара: Изд-во Самарского университета, 2017. 292 с.
13. Осипов С.К. Исследование процесса смешения компонентов горючей смеси в вихревых горелочных устройствах / С.К. Осипов, Т.П. Карев, А.И. Губанова и др. // Новое в российской электроэнергетике. 2023. № 9. С. 39–51.
14. Осипов С.К. Разработка и исследование смесителей компонентов горения углекислотной камеры сгорания / С.К. Осипов, Т.П. Карев, А.И. Губанова и др. // Новое в российской электроэнергетике. 2023. № 11. С. 6–20.
15. Осипов С.К. Численное исследование влияния редуцирования кинетических механизмов кислородно-топливного сжигания на характеристики

горения метана / С.К. Осипов, Т.П. Карев, В.С. Яковлев, П.В. Голосова // Новое в российской электроэнергетике. 2024. № 7. С. 48–56.

16. Парижское соглашение. Организация Объединенных Наций, 2015. 32 с.

17. Пиралишвили Ш.А., Гурьянов А.И. Вихревая водород-кислородная камера сгорания. Патент № 2539243, 2014.

18. Пронин А.К., Гиль А.В. Анализ подходов к численному моделированию горения пылеугольного топлива в турбулентном потоке // Известия Томского политехнического университета. 2022. Т. 333. № 11. С. 50–62.

19. Расчет и проектирование камер сгорания для газотурбинных и парогазовых установок. РТМ 24.022.11–1974. 126 с.

20. Рогалев А.Н. Разработка научно-методологических основ создания перспективных высокотемпературных энергетических комплексов: дисс. ... докт. техн. наук. М.: «НИУ «МЭИ», 2018. 366 с.

21. Смыгалина А.Е. Самовоспламенение водорода при его истечении под высоким давлением в канал, заполненный кислородом с нейтральными добавками / А.Е. Смыгалина, А.Д. Киверин // Химическая физика. 2021. Т. 40. № 8. С. 49–55.

22. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года. Распоряжение Правительства РФ от 12 апреля 2025 г. № 908-р.

23. Chen L. Simulation of oxy-coal combustion in a 100 kWth test facility using RANS and LES / L. Chen, A.F. Ghoniem // Energy & Fuels. 2012. Т. 26. № 8. С. 4783–4798.

24. Ilbas M. Laminar-burning velocities of hydrogen–air and hydrogen–methane–air mixtures / M. Ilbas [et al.] // International Journal of Hydrogen Energy. 2006. Т. 31. № 12. С. 1768–1779.

25. Harman-Thomas J.M. The development of a chemical kinetic mechanism for combustion in supercritical carbon dioxide / J.M. Harman-Thomas, K.J. Hughes, M. Pourkashanian // Energy. 2022. Vol. 255. Art. 124394.

26. Hayashi M. Effects of water vapor dilution on the laminar burning velocity and markstein length of ammonia/water vapor/air premixed laminar flames / M. Hayashi [et al.] // Energy & Fuels. 2022. Т. 36. № 19. С. 12341–12349.

27. Kee R.J., Coltrin M.E., Glarborg P. Chemically reacting flow: theory and practice. – John Wiley & Sons, 2005.

28. Lyu Y. Study of turbulent flame characteristics of water vapor diluted hydrogen-air micro-mixing combustion / Y. Lyu [et al.] // Renewable Energy. 2022. Т. 189. С. 1194–1205.

29. Osipov S. Investigation of the parameters influence of the oxy-fuel burner and the test bench parameters on the deviation of the model similarity criterions from the full-scale values / S. Osipov, I. Komarov, O. Zlyvko, [et al.] // Applied Chemical Engineering. 2023. Vol. 6. Issue 3.

30. Rogalev N. Research and Development of Hybrid Power Units Heat Flow Diagrams with Cooled High-Temperature Steam Turbines / N. Rogalev, D. Kharlamova, A. Vejera [et al.] // Inventions. 2022. Vol. 7. No. 3. P. 64.

31. Rogalev A. Development of Solutions for Increasing the Combustion Efficiency of Hydrogen in Water Vapor in a Hydrogen-Oxygen Steam Superheater / A. Rogalev, N. Rogalev, D. Kharlamova [et al.] // *Inventions*. 2023. Vol. 8. No. 1. P. 6.

32. Wang Z., Gou X., Zhang H. Explosion limit of hydrogen/oxygen mixture with water vapor addition // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. T. 50. C. 772–781.

© *Kapev T.П.*, 2026

ЭФФЕКТИВНОСТЬ И МАНЕВРЕННОСТЬ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК: АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР

Михайлин Михаил Андреевич – аспирант Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт»; Московский Энергетический Институт, г. Москва, mikhailinma@gmail.com

Аннотация. Актуальность. Парогазовые установки (ПГУ) занимают ключевое место в модернизации российской теплоэнергетики, однако их развитие осложнено необходимостью точного учета охлаждения газовых турбин, оптимизации тепловых схем и обеспечением маневренности.

Цель: выполнить аналитический обзор диссертационных исследований, посвящённых повышению эффективности и маневренности ПГУ, и выявить общие тенденции развития.

Методы исследования: методы системного и сравнительного анализа, обобщение результатов и концептуальное сопоставление научных подходов.

Научная новизна: выполнена интеграция трёх направлений исследований: детального моделирования охлаждаемой газотурбинной установки, схемно-параметрической оптимизации ПГУ и анализа эксплуатационной маневренности.

Результаты: показано, что современная научная повестка смещается к комплексному объединению технических и экономических критериев оптимизации, а также к моделированию ограничений прочности и надежности оборудования.

Ключевые слова: парогазовая установка; газотурбинная установка; эффективность; маневренность; охлаждение газовой турбины; оптимизация тепловой схемы; технико-экономический анализ

ВВЕДЕНИЕ

Парогазовые установки (ПГУ), являясь одним из наиболее эффективных и экологичных технологий генерации электроэнергии и тепла, занимают центральное место в стратегии модернизации российской теплоэнергетики. Однако их широкое внедрение и успешная эксплуатация сопряжены с решением ряда сложных научно-технических задач. К ним относятся: достижение предельных значений КПД, требующее учета всех потерь, в том числе в системах охлаждения газовых турбин; оптимизация конструкций и режимов работы для разнообразных климатических и экономических условий РФ; обеспечение высокой маневренности для работы в переменных нагрузках в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности.

В научной литературе эти проблемы часто рассматриваются изолированно. Существует значительный разрыв между фундаментальными исследованиями термодинамики и теплообмена в газотурбинной установке (ГТУ) и прикладными работами по оптимизации и эксплуатации энергоблоков. Представленные к анализу диссертационные исследования [1; 3; 4] позволяют преодолеть этот

разрыв, так как в совокупности охватывают все ключевые аспекты: от детального моделирования процессов в охлаждаемой ГТУ до разработки практических рекомендаций по выбору схем и режимов работы ПГУ-ТЭЦ. Данная статья является синтезом ключевых выводов данных работ, выявление общих тенденций и методологических подходов, а также формирование целостного представления о развитии технологии парогазовых установок.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Цель и задачи исследования

Целью аналитического исследования является проведение сравнительного анализа методологических подходов и ключевых результатов диссертационных работ [1; 3; 4] для выявления современных тенденций и перспективных направлений в области повышения эффективности и маневренности ПГУ.

Для достижения цели были поставлены следующие *задачи*:

- проанализировать методы и модели, предложенные в работах [1; 3; 4], и оценить их вклад в решение проблем ПГУ;
- сравнить подходы к оценке эффективности: энергетической, эксергетической и технико-экономической;
- выявить взаимосвязь между исследованиями, направленными на разные аспекты работы ПГУ (цикл, схема, режимы эксплуатации);
- сформулировать обобщенные выводы и перспективы для дальнейших исследований.

Методология и методы исследования

Данное исследование опирается на методологию системного подхода. Основным методом исследования был анализ (сравнительный и системный).

Основным материалом для анализа послужили авторефераты диссертаций, содержащие постановку проблем, методы их решения, научную новизну и основные выводы. Проведена группировка исследований по доминирующему объекту и методу:

- *работа Карпунина А.П.* [1] – фундаментально-теоретическая, сфокусирована на детальном поступенчатом термодинамическом расчете охлаждаемой ГТУ с использованием методов механики жидкости и газа и верификацией на данных производителей;
- *работа Крашенинникова С.М.* [3] – прикладная системно-оптимизационная, основана на комплексном моделировании в программных комплексах (Thermoflow, Mathcad) и разработке интегрального энерго-экономического критерия;
- *работа Радина Ю.А.* [4] – экспериментально-прикладная, опирается на натурные испытания и математическое моделирование термopрочности оборудования для обоснования режимов эксплуатации.

Организация исследования и ход работы

Анализ проводился в три этапа:

1. *Индивидуальный анализ каждой работы*: выделение актуальности, целей, научной новизны, методологии и ключевых результатов.

2. *Сравнительный анализ*: сопоставление объектов, методов и результатов исследований для выявления общих тенденций и специфики.

3. *Синтез*: формирование целостной картины развития исследований в области ПГУ на основе проанализированных работ.

Результаты исследования и их обсуждение

Эволюция методов расчета и моделирования. Анализ работ демонстрирует четкую тенденцию к углублению детализации и комплексности моделей. Если в работе [1] предлагается фундаментальная методика поступенчатого расчета ГТУ с учетом потерь от охлаждения (перфорационных, конвективных), то в работе [3] эта детализация используется как основа для построения моделей всей ПГУ-ТЭЦ в специализированном программном обеспечении. Работа [4] дополняет этот ряд, фокусируясь на верификации моделей через натурные эксперименты и оценку долговечности оборудования, что придает практическую значимость теоретическим расчетам. Таким образом, прослеживается цепочка: *фундаментальная модель ГТУ -> комплексная модель ПГУ -> верификация и оценка надежности*.

Критерии эффективности: от энергетики к экономике. Важнейшим трендом, ярко выраженным в работе [3], является переход от чисто энергетических критериев (КПД, КИТТ) к комплексным технико-экономическим показателям. Предложенный автором «Энерго-экономический» критерий, основанный на рентабельности инвестиционного капитала (ROIC), позволяет оптимизировать параметры ПГУ не на максимум КПД, а на минимум срока окупаемости. Это напрямую связано с актуальностью, обозначенной автором: переходом к рыночной экономике, где финансовый результат первичен. Данный подход является развитием идей, заложенных в работе [1], где поиск ведется для максимума КПД ГТУ и ПГУ, но уже с учетом ограничений, накладываемых прочностью материалов.

Проблема ограничений и оптимумов. Все три работы подчеркивают, что повышение эффективности упирается в систему технологических ограничений.

Работа [1] показывает, что рост начальной температуры газа в ГТУ (путь к высокому КПД) ограничен необходимостью охлаждения лопаток. При этом существует оптимальное значение температуры (для ПГУ ~1600–1650 °С), выше которого рост потерь на охлаждение сводит на нет выгоду от роста температуры. Показано, что КПД трехконтурной ПГУ с промперегревом достигает 60,1 %.

Работа [4] детально исследует ограничения, накладываемые термоциклической прочностью толстостенных элементов парового контура (барабаны, коллекторы, ротор ВД), которые определяют допустимые скорости пусков, остановов и изменения нагрузок.

Работа [3] интегрирует эти ограничения, добавляя к ним экономические (тарифы, стоимость оборудования) и климатические факторы. Автор приходит к выводу, что технически превосходная двухконтурная схема ПГУ может уступать по рентабельности более простой одноконтурной в условиях высоких капитальных затрат и определенных режимов теплопотребления.

Синергия исследований. Рассмотренные работы не противоречат, а взаимно дополняют друг друга, формируя полный цикл создания и эксплуатации ПГУ:

– *Методика Карпунина А.П.* [1] позволяет точно спроектировать сердце ПГУ – газовую турбину;

– *Подход Крашенинникова С.М.* [3] позволяет на основе этой и других моделей выбрать оптимальную для конкретных условий РФ схему и параметры всей установки;

– *Рекомендации Радина Ю.А.* [4] позволяют эксплуатировать выбранную установку в маневренных режимах, минимизируя износ и сохраняя ее ресурс.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ трех диссертационных исследований демонстрирует высокий уровень и практическую ориентированность современных научных разработок в области парогазовых технологий в России. Выявлены ключевые тенденции: углубление детализации физико-математических моделей, доминирование комплексных технико-экономических критериев оптимизации над узко энергетическими и учет региональной специфики.

Научная новизна данного аналитического обзора заключается в синтезе разрозненных, но взаимосвязанных аспектов исследования ПГУ в единую систему. Показано, что максимальный эффект от внедрения ПГУ может быть достигнут только при согласованном применении результатов всех трех типов исследований: от точного расчета ГТУ до экономической оптимизации и обеспечения эксплуатационной надежности.

Практическая значимость заключается в формулировке перспективного направления для дальнейших исследований: создание интегрированных цифровых платформ (цифровых двойников) для сквозного проектирования и эксплуатации ПГУ. Такие платформы должны объединять детальные модели охлаждаемых ГТУ [1], алгоритмы схемно-параметрической оптимизации [3] и модели управления маневренностью и ресурсом [4]. Это позволит перейти к адаптивному проектированию энергообъектов, максимально соответствующих как технологическим возможностям, так и экономическим реалиям конкретного региона России.

Список источников и литературы

1. Карпунин А.П. Исследование влияния параметров ГТУ и ПГУ на их характеристики на основе методики с детальным учетом потерь от охлаждения в газовой турбине: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.04. Москва, 2016. 20 с.

2. Костюк А.Г. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Буль. Москва: Издательский дом МЭИ, 2014. 632 с.

3. Крашенинников С.М. Исследование эффективности схем и параметров энергоблоков ПГУ-ТЭЦ на базе ГТУ средней мощности для условий Российской Федерации: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.04 / Крашенинников Сергей Михайлович. Москва, 2019. 24 с.

4. Радин Ю.А. Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.04. Москва, 2013. 54 с.

5. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. Москва: Издательский дом МЭИ, 2017. 576 с.

6. ANSYS, Inc. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL: <https://www.ansys.com> (дата обращения: 20.05.2024).

7. Thermoflow, Inc. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL: <https://www.thermoflow.com> (дата обращения: 20.05.2024).

© Михайлин М.А., 2026

ПРИЕМ В АСПИРАНТУРУ АО «ВТИ» в 2026 году

Акционерное общество «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (АО «ВТИ») объявляет о приеме на конкурсной основе граждан Российской Федерации, иностранных граждан и лиц без гражданства, имеющих образования не ниже высшего образования (специалитет или магистратура), на обучение по образовательным программам высшего образования - программам подготовки научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре по научным специальностям:

- 2.4.5. Энергетические системы и комплексы (технические науки);
- 2.4.7. Турбомашины и поршневые двигатели (технические науки).

АО «ВТИ» имеет лицензию № 0293 от 16 августа 2012 года, регистрационный номер лицензии Л035-00115-77/00096102, на осуществление образовательной деятельности по образовательным программам высшего образования - программам подготовки научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре (уровень подготовки кадров высшей квалификации) и дополнительным профессиональным программам, выданную Федеральной службой по надзору в сфере образования и науки. Срок действия лицензии – бессрочно.

Образовательные программы реализуются в соответствии с Федеральными государственными требованиями, утвержденными приказом Министерства науки и высшего образования Российской Федерации от 20.10.2021 № 951.

Форма обучения – очная.

Нормативный срок обучения – 4 года.

Лицам, успешно освоившим образовательную программу аспирантуры и прошедшим итоговую аттестацию, при представлении диссертации к защите дополнительно предоставляется сопровождение продолжительностью не более 1 года.

Обучающимся предоставляется отсрочка от службы в армии.

В 2026 году прием заявлений и документов для поступления в аспирантуру проводится с 26.06.2026 г. по 15.09.2026 г.

Вступительные испытания проводятся с 16.09.2026 г. по 29.09.2026 г.

Зачисление поступающих в аспирантуру – 30.09.2026 г.

Стоимость обучения в аспирантуре – 350 000 руб. за учебный год.

Адрес Приемной комиссии: Российская Федерация, 115280, г. Москва, ул. Ленинская Слобода, д. 23, стр. 4.

Перед посещением требуется предварительный заказ разового пропуска по телефону +7(495) 137–77–70, добавочный 1673, или по электронной почте priem.edu@vti.ru.

Дни и часы работы Приемной комиссии:

Понедельник – пятница: с 10:00 до 18:00 (без перерыва)

Суббота: с 10:00 до 14:00 (без перерыва).

Телефоны Приемной комиссии:

+7(495) 137–77–70, добавочный номер 16-73;

+7 (495) 646–41–44, добавочный номер 16-73

Электронная почта Приемной комиссии: priem.edu@vti.ru

Ответственный за размещение информации – Федоров Александр Михайлович, директор Научно-образовательного центра профессиональных компетенций и квалификаций АО «ВТИ», кандидат педагогических наук, доцент.

**План научно-технических мероприятий, проводимых АО «ВТИ»
в 2027 году**

№ п.п.	Наименование мероприятия	Дата проведения
1.	Круглый стол «Снижение углеродного следа при производстве электроэнергии и тепла. Пути декарбонизации в энергетике»	19 февраля
2.	III Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные вопросы эксплуатации котлов ТЭС: проблемы и пути их решения»	01 апреля
3.	I Всероссийская научно-техническая конференция «Цифровая трансформация и автоматизация бизнес-процессов в теплоэнергетической отрасли»	14-17 апреля (Чебоксары)
4.	Круглый стол «Углекислотный цикл: экономическая эффективность и технические возможности. Получение новых топлив, включая водород»	30 апреля
5.	V Международная научно-техническая конференция «Экология в энергетике»	20-21 мая
6.	Круглый стол «Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию. Современные требования, разработка и применение»	09 сентября
7.	VI Международная научно-техническая конференция «Диагностика и ресурс металла теплосилового оборудования электростанций»	24 сентября
8.	II Международная научно-техническая конференция «Эффективность работы гидроохладителей и вакуумных систем ТЭС: инновации, проблемы и способы их решений»	07 октября
9.	I Международная научно-техническая конференция «Инновационные методы превентивной диагностики тепловых сетей»	22 октября
10.	XIV Международная научно-техническая конференция «Проблемы вибрации, виброналадки, вибромониторинга и диагностики оборудования электрических станций»	18 ноября
11.	I Всероссийская научно-техническая конференция «Развитие теплового бизнеса России (экономика тепловой энергии в России): правовое и тарифное регулирование»*	26 ноября
12.	XIII Международная научно-техническая конференция «Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС. Цели и задачи»**	10 декабря

* презентация годового доклада о состоянии систем теплоснабжения и стратегические предложения по их развитию

** обучение с выдачей сертификата

ISBN 978-5-905858-69-7



9 785905 858697 >