



ЭНЕРГЕТИКА ЭКОЛОГИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Информационно-
аналитический
бюллетень
ПАО «Мосэнерго»



Выпуск № 2 / 2026

ЗАГРЯЗНЕНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА
ВЫБРОСАМИ ТЭС: РЕАЛИИ, ВОЗМОЖНОСТИ
И ПЕРСПЕКТИВЫ

УДК 620.9:502/504
ББК 31+20.1
Э 40

Издание выходит с 2022 года

Главный редактор академик РАН **А.В. Клименко**

Э 40

Энергетика, экология, энергосбережение : бюллетень /
под редакцией академика РАН А.В. Клименко. — Москва :
ПАО «Мосэнерго», 2026. —

ISBN 978-5-383-01750-0

Вып. 2. Загрязнение атмосферного воздуха выбросами ТЭС:
реалии, возможности и перспективы / [П.В. Росляков]. — 2026. —
48 с.

ISBN 978-5-383-01752-4

Рассмотрены актуальные вопросы загрязнения атмосферного воздуха
дымовыми газами тепловых электростанций, а также способы снижения
выбросов маркерных загрязняющих веществ: оксидов азота и серы, моно-
оксида углерода и золы твердого топлива — при сжигании различных
видов топлива. Обобщены современные нормативные требования, проана-
лизированы состав выбросов и их источники, проведено сравнение тех-
нических решений по внедрению наилучших доступных технологий (НДТ),
показаны направления повышения экологической эффективности энерге-
тического оборудования. Особое внимание уделено выбору и обоснованию
НДТ уменьшения эмиссий загрязняющих веществ, включая применение
малоэмиссионных горелок, внутритопочных мероприятий и современных
методов газоочистки. Приведенные расчётные данные, таблицы и примеры
позволяют оценить влияние различных технических решений на снижение
выбросов загрязняющих веществ.

Источник фото на обложке: <https://pic.rutubelist.ru/video/a8/6c/a86c6648a9394cd3d24a41370ef441cb.jpg>

**УДК 620.9:502/504
ББК 31+20.1**

ISBN 978-5-383-01752-4 (вып. 2)
ISBN 978-5-383-01750-0

© ПАО «Мосэнерго», 2026
© Росляков П.В., 2026

ЗАГРЯЗНЕНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА ВЫБРОСАМИ ТЭС: РЕАЛИИ, ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

СОДЕРЖАНИЕ

Список сокращений	2
Введение	3
1. Российское законодательство в области охраны окружающей среды	5
2. Наилучшие доступные технологии	11
3. Текущее состояние российских ТЭС в аспекте НВОС	19
4. Рекомендуемые в ИТС 38-2024 НДТ для уменьшения выбросов ЗВ	29
5. Перспективы дальнейшего снижения НВОС в теплоэнергетике	39
Заключение	46
Список использованных источников	46

ОБ АВТОРЕ



РОСЛЯКОВ Павел Васильевич

Заслуженный деятель науки РФ, лауреат Премий Правительства РФ, лауреат Национальной экологической премии, заслуженный работник ЕЭС России, почетный энергетик города Москвы, академик Российской инженерной академии, доктор технических наук, профессор (Национальный исследовательский институт «МЭИ»)

Список сокращений

КТЭУ	— крупные топливосжигающие энергогенерирующие установки
КОММод	— конкурентный отбор проектов модернизации тепловой генерации
ЗВ	— загрязняющие вещества
НВОС	— негативное воздействие на окружающую среду
НДТ	— наилучшие доступные технологии
ИТС 38-2024	— информационно-технический справочник по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях получения энергии»
КЭР	— комплексное экологическое разрешение
ППЭЭ	— программа повышения экологической эффективности
ПЭК	— производственный экологический контроль
САКВ	— система непрерывного автоматического контроля выбросов
ЭФ	— электрофильтр

Введение

Постоянное увеличение производства и расхода электрической и тепловой энергии во всем мире приводит к усилению негативного воздействия на окружающую среду (НВОС) и человека. Сжигание органических топлив при выработке электроэнергии и тепла сопровождается значительными выбросами в атмосферу различных загрязняющих веществ (ЗВ).

Общий объем выбросов ЗВ на территории Российской Федерации в 2024 г. достиг 22 074,6 тыс. т (увеличение на 0,5 % по сравнению с 2023 г.), в том числе выбросы ЗВ от стационарных источников составили 17 092,2 тыс. т (увеличение на 0,8 % по сравнению с 2023 г.). Российская теплоэнергетика является одним из основных загрязнителей атмосферного воздуха, абсолютный объем выбросов ЗВ от теплоэнергетических стационарных источников в 2024 г. составил 3154,5 тыс. т (на 2,4 тыс. т меньше, чем в 2023 г.) при их относительном вкладе 18,5 %. В то же время общая масса уловленных и обезвреженных ЗВ, отходящих от стационарных источников теплоэнергетических предприятий, составила 16,790 тыс. т, или 35,6 % [1].

Национальным проектом «Экологическое благополучие», Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2050 года поставлены задачи по снижению техногенного негативного воздействия на окружающую среду объектов энергетики путем развития энергосбережения и повышения энергетической эффек-

тивности в отраслях топливно-энергетического комплекса при сокращении выбросов ЗВ в окружающую среду.

В качестве механизма технологического развития теплоэнергетики и снижения ее НВОС используются переход на наилучшие доступные технологии (НДТ) и поддержка инновационных эффективных технологий сжигания топлива [2]. Переход на НДТ в топливно-энергетическом комплексе должен стимулировать замещение устаревшего основного и вспомогательного оборудования теплоэлектростанций (доля оборудования, введенного в эксплуатацию до 2001 г., в теплоэнергетике около 90 % [3]) более экономичными и экологичными современными энергоблоками.

В этой связи остро стоит задача поиска и определения оптимальных путей снижения НВОС существующих и вновь строящихся объектов теплоэнергетики, в первую очередь угольных ТЭС с наибольшим количеством удельных выбросов ЗВ на единицу отпускаемой продукции. Всё это требует комплексного подхода к модернизации всей энергетической структуры с привлечением существенных бюджетных и организационных ресурсов. Таким образом, совокупность проблем по обновлению основного оборудования, интеграции современных воздухоохраных технологий и экономические ограничения, включая финансирование и мотивацию, пока остаются ключевыми препятствиями для ускоренного снижения выбросов ЗВ на российских ТЭС.



https://www.meed.com/Uploads/Meed/2017/09/egyptpowerdreamstime_m_46061212.jpg

Выработка электроэнергии и тепла за счет сжигания органических топлив сопровождается значительными выбросами в атмосферу различных загрязняющих веществ

1 Российское законодательство в области охраны окружающей среды

Для противодействия и снижения негативного воздействия техногенных выбросов на окружающую среду в России применяются разные комплексные меры, ориентированные прежде всего на крупные ТЭС и промышленные объекты. Российское природоохранное законодательство регулирует выбросы ЗВ в атмосферный воздух через национальные и федеральные проекты, ключевые федеральные законы и подзаконные акты, направленные на установление нормативов, разрешений и отчетности.

Так, **национальный проект «Экологическое благополучие»** направлен на сохранение и восстановление окружающей среды для повышения качества жизни населения в России к 2030—2036 гг. Проект ставит задачу поэтапно в два раза снизить к 2036 г. выбросы опасных загрязняющих веществ в городах с высоким уровнем загрязнения воздуха.

Федеральный проект «Чистый воздух» (входит в национальный проект «Экологическое благополучие») фокусируется на снижении загрязнения атмосферного воздуха в наиболее проблемных промышленных городах России. Его реализация началась в 2019 г. Проект ставит задачу поэтапно сократить валовые выбросы загрязняющих веществ (включая вещества I—II классов опасности, влияющие на здоровье населения и экосистемы) через обязательные квоты и комплексные планы.

Изначально в проект были включены 12 городов-участников (Братск, Красноярск, Липецк, Магнитогорск, Медногорск, Нижний Тагил, Новокузнецк, Норильск, Омск, Челябинск, Череповец, Чита). Для них ставилась задача снижения выбросов ЗВ на 20 % к концу 2026 г. от уровня 2017 г. и в 2 раза — к 2030 г. Для этих городов к 2026 г. целевые показатели снижения выбросов уже достигнуты: в среднем речь о снижении на 20—34 % по сравнению с базовым 2017 г. С 1 сентября 2023 г. к проекту добавились еще 29 городов (преимущественно Сибири и Дальнего Востока), для которых поставлена задача снижения выбросов приоритетных ЗВ на 20 % к 2030 г. и вдвое к 2036 г. от уровня 2020 г.

Правовую основу выполнения федерального проекта «Чистый воздух» обеспечивает **Федеральный закон от 26.07.2019 № 195-ФЗ «О проведении эксперимента по квотированию выбросов загрязняющих веществ и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части снижения загрязнения атмосферного воздуха»**. Закон направлен на снижение загрязнения воздуха через обязательное соблюдение квот выбросов на приоритетные загрязняющие вещества, утверждаемые Минприроды РФ, вместо компенсационных мер. Нарушение квот влечет штрафы до 500 тыс. руб. Эксперимент действует с 1 января 2020 г. по 31 декабря 2026 г. с возможным расширением до 2036 г.

Энергетическая стратегия России на период до 2050 года также уделяет значительное внимание экологическим аспектам развития отрасли, интегрируя их в цели в области климатической политики, охраны окружающей среды и энергоэффективности. Документ подчеркивает важность баланса между экономическим развитием ТЭК и снижением негативного воздействия на окружающую среду, сохранения допустимого уровня эмиссии ЗВ при росте энергопотребления.

Законодательную основу природоохранной политики государства составляют Федеральные законы № 7-ФЗ, № 96-ФЗ, № 219-ФЗ, № 296-ФЗ и № 195-ФЗ.

Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (в редакции от 28.12.2025) регулирует отношения в сфере взаимодействия общества и природы, возникающие при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, связанной с воздействием на природную среду, в пределах Российской Федерации, а также на континентальном шельфе и в исключительной экономической зоне России. С 2015 г. ФЗ № 7 установил новые принципы природоохранной деятельности, включающие:

- разделение предприятий на четыре категории по НВОС [4] и применение к каждой категории дифференцированных мер государственного регулирования;
- замену трех действующих разрешений (на выбросы, сбросы и отходы) комплексным экологическим разрешением (КЭР), декларацией и представлением отчетности;
- введение технологического нормирования на принципах НДТ;
- систематизацию экологической информации о предприятии в рамках государственного учета объектов, включая внедрения систем непрерывного автоматического контроля выбросов (САКВ);
- законодательное регулирование вопросов платы за НВОС;
- внедрение механизмов экономического стимулирования снижения загрязнения окружающей среды.

В свою очередь, **Федеральный закон от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного**

воздуха» (в редакции от 28.12.2024) устанавливает правовые основы охраны атмосферного воздуха, регулирования выбросов и методов их контроля при любой хозяйственной и иной деятельности, в том числе предельно допустимые выбросы для стационарных источников на основе нормативов качества воздуха, фоновое загрязнение и природно-климатических условий, технологические нормативы выбросов на базе технологических показателей НДТ.

Предельно допустимые выбросы (ПДВ) определяются в отношении загрязняющих веществ, перечень которых установлен распоряжением Правительства РФ от 20.10.2023 № 2909-р «Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды» [5] (далее — Перечень) в соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды для стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников расчетным путем на основе нормативов качества атмосферного воздуха с учетом фоновое уровня загрязнения атмосферного воздуха, т.е. как объем выброса загрязняющих веществ, не приводящий к превышению допустимых концентраций в населенных пунктах и на природных территориях.

В данный Перечень включены 293 загрязняющих вещества, содержание которых в атмосферном воздухе требуется контролировать и нормировать. Однако для разных промышленных отраслей это требование распространяется только на так называемые *маркерные загрязняющие вещества*, что позволяет сократить перечень контролируемых ЗВ без потери информативности мониторинга и при этом существенно снизить затраты на производственный экологический контроль (ПЭК). Маркерные загрязняющие вещества — это экологически вредные вещества, входящие в состав промышленных выбросов в атмосферный воздух, характеризующие применяемые технологии, отражающие особенности этих технологий, наиболее значимые для оценки экологической результативности и ресурсоэффективности конкретных производственных процессов [6].

На уровне отраслей и типов установок перечни маркерных веществ закрепляются в отраслевых информационно-технических справочниках по наилучшим доступным технологиям (ИТС НДТ),

в которых также приводятся технологические показатели выбросов этих ЗВ, отвечающие требованиям нормативных документов, утвержденных приказами Минприроды России.

Для объектов теплоэнергетики маркерными ЗВ, выбрасываемыми в атмосферный воздух, являются оксиды азота NO_x , диоксид серы SO_2 , моноксид углерода CO и зола твердого топлива [2].

Технологические показатели выбросов маркерных ЗВ — это значения концентраций ЗВ в уходящих дымовых газах, соответствующие НДТ, которые не должны превышать при эксплуатации оборудования. Технологические показатели выбросов используются для расчета технологических нормативов на объектах нормирования [2].

Технологический норматив выброса — норматив выброса экологически вредного вещества в атмосферный воздух, устанавливаемый для технологических процессов основных производств и оборудования, отнесенных к областям применения НДТ, на основе технологического показателя выброса. Проще говоря, это удельный норматив выброса ЗВ (кг/ч или т/год), соответствующий уровню НДТ для конкретного процесса/оборудования.

Согласно [4] к объектам I категории, оказывающим значительное негативное воздействие на окружающую среду и относящимся к областям применения наилучших доступных технологий, отнесены объекты по обеспечению электрической энергией, газом и паром (ТЭС) с использованием оборудования с установленной электрической мощностью 250 МВт и более при потреблении в качестве основного твердого и (или) жидкого топлива либо с установленной электрической мощностью 500 МВт и более при потреблении в качестве основного газообразного топлива.

В настоящее время к предприятиям I категории относятся более 100 российских угольных и газовых ТЭС. Кроме того, Минприроды России определены 300 предприятий I категории с наибольшим НВОС («список 300») [7], куда сейчас входят более 30 крупных угольных и газовых ТЭС, среди которых Новочеркасская, Рязанская, Костромская, Беловская, Смоленская, Томь-Усинская, Киришская, Невинномысская, Черепетская, Ириклинская, Рефтинская и Нерюнгринская ГРЭС; ТЭЦ-2, ТЭЦ-3

и ТЭЦ-5 (АО «СИБЭКО»); ТЭЦ-2 (АО «ТГК-11»), а также ТЭЦ-26 (филиал ПАО «Мосэнерго»).

К объектам II категории отнесены все остальные ТЭС независимо от вида сжигаемого топлива, а также котельные мощностью более 7 МВт и более 7 Гкал/ч, работающие на газообразном топливе в качестве основного, и мощностью более 3,5 МВт и более 3,5 Гкал/ч, работающие на твердом или жидком топливе в качестве основного [4]. Таким образом, большинство ТЭС и котельные относятся к объектам I и II категорий.

Выбросы на объектах I категории требуют *комплексного экологического разрешения (КЭР)*, которое все предприятия I категории должны были получить до 31.12.2024, а предприятия I категории из «списка 300» должны были подать заявки на получение КЭР до 31.12.2024. Для этого им необходимо подтвердить соответствие технологического процесса принципам НДТ и концентраций ЗВ в выбросах технологическим показателям отраслевого ИТС 38-2022. Теплоэнергетические объекты II категории также вправе получить КЭР в порядке, установленном действующими правилами. Отсутствие КЭР для объектов I категории влечет за собой значительное увеличение платы за выбросы, штрафы и административные меры, вплоть до приостановки деятельности.

В случае невозможности соблюдения нормативов допустимых выбросов (НДВ), технологических нормативов в соответствии с ФЗ № 7 в обязательном порядке разрабатывается и утверждается *программа повышения экологической эффективности (ППЭЭ)*, содержащая перечень мероприятий по реконструкции, техническому перевооружению объектов, сроки их выполнения, объем и источники финансирования, показатели и график поэтапного снижения НВОС.

Стандартный срок реализации ППЭЭ составляет 7 лет с даты выдачи КЭР, в течение которого объект должен достичь технологических нормативов на основе НДТ и снизить негативное воздействие на окружающую среду. Для объектов, получивших КЭР до 01.09.2022, срок продлевается на 2 года (максимум 9 лет).

Градообразующие предприятия и моногорода могут получить дополнительное продление до 10 лет по решению межведомственной комиссии.

Невыполнение ППЭЭ в установленные сроки влечет отказ в продлении КЭР или отзыв разрешения с 1 марта 2026 года.

На период реализации ППЭЭ в составе комплексного экологического разрешения территориальными органами Росприроднадзора устанавливаются *временно разрешенные выбросы (ВРВ)* — показатель объема или массы ЗВ, устанавливаемый для действующего стационарного источника (или их совокупности) на период поэтапного достижения ПДВ или технологического норматива выброса с поэтапным (ежегодным) графиком их снижения. Контроль выполнения ППЭЭ осуществляется Росприроднадзором на основании ежегодных отчетов предприятий.

На начало марта 2026 г. 98 российских ТЭС, отнесенных к I категории по НВОС, получили КЭР, из них с ППЭЭ — только 22 ТЭС. Общие затраты на реализацию данных ППЭЭ запланированы в объеме 51 896 млн руб. [8]. Такое количество ППЭЭ (менее 22 % от ТЭС, получивших КЭР), скорее всего, указывает на то, что утвержденные российские отраслевые технологические показатели НДТ по выбросам маркерных ЗВ не вполне соответствуют современным требованиям, характерным для развитых стран (см. разд. 2, табл. 2.2). В случае отсутствия КЭР для этих ТЭС вводится стократный повышающий коэффициент к плате за выбросы ЗВ в атмосферный воздух и штраф 50—100 тыс. руб.

Таким образом, в соответствии с действующим воздухоохраным законодательством все теплоэнергетические предприятия должны обеспечивать выполнение технологических показателей, технологических нормативов и нормативов допустимых выбросов (НДВ, также используется аббревиатура ПДВ) маркерных ЗВ. Кроме того, для ТЭС I категории при подаче заявки на получение КЭР требуется утверждение НДВ для канцерогенных и мутагенных веществ I—II классов опасности, если они присутствуют в выбросах. Для этого ТЭС обязаны проводить инвентаризацию, контроль и мониторинг выбросов ЗВ в соответствии с ФЗ № 7 и ФЗ № 96.

Контроль выбросов маркерных ЗВ в атмосферу от стационарных источников ТЭС осуществляется через производственный экологический контроль (ПЭК), государственный мониторинг и отчетность в Федеральную государственную

информационную систему состояния окружающей среды (ФГИС «Экомониторинг»). Для объектов I категории НВОС это включает обязательное внедрение *систем непрерывного автоматического контроля выбросов (САКВ)* с фиксацией и передачей данных в реальном времени в реестр Росприроднадзора, расчеты по методикам Минприроды РФ и прямые инструментальные измерения аккредитованными лабораториями.

Сроки оснащения предприятий системами автоматического контроля выбросов по категориям НВОС регулируются ФЗ № 7 (статья 67) и связанными актами, с учетом квотирования по ФЗ № 195. ТЭС I категории обязаны создать САКВ в течение 4 лет со дня получения или пересмотра КЭР. С 1 сентября 2024 г. объекты II категории, включенные в перечень квотируемых, обязаны оснастить САКВ в течение 2,5 лет с момента утверждения квот или включения в перечень. Полное оснащение стационарных источников — поэтапно до 2028 г. в рамках эксперимента.

Требования к САКВ установлены законодательством, постановлениями Правительства России и национальными стандартами [9]. Автоматические средства измерения должны каждые 20—30 мин фиксировать следующие усредненные параметры уходящих дымовых газов: концентрацию маркерных ЗВ (мг/м^3), расход ($\text{м}^3/\text{ч}$), давление (кПа), температуру ($^{\circ}\text{C}$) дымовых газов, содержание кислорода O_2 (%) и, при необходимости, влажность (%), которые используются для расчетов текущих и валовых масс выбросов ЗВ.

Согласно ФЗ № 7 любая хозяйственная и иная деятельность, оказывающая воздействие на окружающую среду, должна осуществляться на основе платности природопользования и возмещение вреда окружающей среде. В том числе предусмотрена *плата за выбросы загрязняющих веществ*, включенных в Перечень [5], в атмосферный воздух стационарными источниками.

С 1 января 2026 г. распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 сентября 2025 г. № 2409-р установлены новые, более высокие ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду (табл. 1.1). Повышение ставок будет происходить поэтапно до 2030 г., чтобы привести их к экономически обоснованному уровню впервые с 1991 г., учитывая степень опасности

Таблица 1.1
Ставки платы за НВОС для выбросов ЗВ ТЭС

Наименование загрязняющих веществ (номер соответствует номеру ЗВ в Перечне [5])	Ставки платы, руб. за 1 т ЗВ (по годам)					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. Азота диоксид, NO ₂	209,59	219	294,9	491,5	983	1965,9
2. Азота оксид, NO	141,19	147,5	147,5	147,5	245,7	491,5
8. Бенз(а)пирен, C ₂₀ H ₁₂	8264182,74	9829531,5	29488594,4	49147657,4	98295314,7	196590629,4
11. Ванадия оксид (V), V ₂ O ₅	4132,57	4914,8	14744,3	24573,8	49147,7	98295,3
26. Зола твердого топлива	22,8	491,5	1474,4	2457,4	4914,8	9829,5
27. Зола ТЭС мазутная в пересчете на ванадий	3343,14	4914,8	14744,3	24573,8	49147,7	98295,3
58. Серы диоксид, SO ₂	68,55	196,6	589,8	983	1965,9	3931,8
64. Углерода оксид, CO	2,42	3,3	9,8	16,4	32,8	65,5

загрязняющих веществ и экономический ущерб окружающей среде.

Введение новых ставок платы за НВОС направлено на стимулирование бизнеса к модернизации производств, внедрению зеленых технологий и сокращению экологически вредных выбросов.

Кроме этого, в целях стимулирования мероприятий по снижению НВОС и внедрению НДТ при исчислении платы за негативное воздействие на окружающую среду к ставкам такой платы согласно ФЗ № 7 применяются следующие коэффициенты:

- коэффициент 0 — за объем или массу выбросов ЗВ в пределах технологических нормативов после внедрения НДТ на объекте НВОС;
- коэффициент 1 — за объем или массу выбросов ЗВ в пределах НДВ;

- коэффициент 25 — за объем или массу выбросов ЗВ в пределах ВРВ;

- коэффициент 100 — за объем или массу выбросов ЗВ, превышающих установленные для объектов I категории такие объем или массу, а также превышающих указанные в декларации о воздействии на окружающую среду для объектов II категории такие объем или массу.

Таким образом, российское природоохранное законодательство направлено на стимулирование ресурсосберегающих и энергоэффективных технологий, уменьшающих выбросы загрязняющих веществ непосредственно у источника, и регулирование платы за негативное воздействие для стимулирования природоохранных мероприятий, организацию мониторинга состояния окружающей среды и экологический менеджмент на предприятиях.



<https://gornovosti.ru/upload/medialibrary/718/fnh31rp5pcepz9uuvu1uywif8qkigwqi/4bfcf06257283d2b2e0696c704dab2a3f8f7ee16.webp>

Национальный проект «Экологическое благополучие» направлен на сохранение и восстановление окружающей среды

2 Наилучшие доступные технологии



Мировая практика реализации НДТ представляет собой комплексный системный подход, направленный на интеграцию современных технологий, менеджмента и законодательного контроля для устойчивого снижения НВОС. Международные подходы, регламентирующие применение наилучших доступных технологий, включают в себя, в частности, следующие документы:

- Директива 2010/75/ЕС Европейского парламента и Совета «О промышленных эмиссиях (комплексное предупреждение и контроль)» устанавливает обязательное применение НДТ с целью минимизации загрязнений промышленными предприятиями;
- Конвенция о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния (CLRTAP, или КТЗВ), ратифицированная 51 страной, в том числе Россией, требует использования НДТ для снижения загрязнений атмосферы. Конвенция реализуется под руководством Европейской экономической комиссии (ЕЭК) ООН;
- документы и рекомендации Организации экономического сотрудничества и развития (OECD, или ОЭСР), которые систематизируют принципы и методы внедрения НДТ;
- справочные документы по НДТ (BREF), разрабатываемые в рамках директив ЕС, содержащие технологические и экологические стандарты по разным отраслям.

Эти документы охватывают как принципы, так и конкретные технологические решения для снижения воздействия промышленности на окружающую среду, обеспечивая единые стандарты и обмен опытом на международном уровне через внедрение современных, эффективных и доступных технологий и практик предотвращения загрязнений.

В Российской Федерации наилучшие доступные технологии определяются в соответствии с критериями, сформулированными в [10]:

- наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду в расчете на единицу времени или объем производимой продукции;
- экономическая эффективность внедрения и эксплуатации;
- применение ресурсо- и энергосберегающих методов;
- период внедрения;
- промышленное внедрение технологии на двух и более объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Перечни определенных таким образом НДТ приведены в отраслевых (горизонтальных) и межотраслевых (вертикальных) информационно-технических справочниках (ИТС по НДТ).

Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» [2] обеспечивает комплексную нормативную, методическую и технологическую базу природоохранной деятельности на ТЭС путем внедрения НДТ. В нем определен перечень маркерных ЗВ, выбросы которых на ТЭС подлежат контролю и учету, приведены утвержденные значения технологических показателей выбросов маркерных ЗВ, рекомендуемый перечень НДТ, внедрение которых позволяет обеспечить выбросы ЗВ ниже установленных технологических показателей.

ИТС 38 выдержал уже три редакции, соответственно в 2017, 2022 и 2024 гг. В первой редакции (ИТС 38-2017) была представлена комплексная систематизация НДТ в российской теплоэнергетике, направленная на интеграцию международного опыта и отечественных реалий, были предложены базовые технологические показатели по выбросам маркерных ЗВ, которые, однако, не были утверждены приказом Минприроды России.

ИТС 38-2022 ввел дифференциацию экологических требований в зависимости от сроков ввода оборудования в эксплуатацию, типа топлива, наличия современного газоочистного оборудования. Данная редакция стала основным нормативным и методическим документом для теплоэнергетических компаний при подготовке заявок на получение комплексных экологических разрешений (КЭР) и разработки программ повышения экологической эффективности (ППЭЭ). В ней также определена связь с экономическими и эксплуатационными ограничениями, что отразило реалии действующих российских ТЭС.

В ИТС 38-2024 на основе бенчмаркинга определены индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов для разных типов ТЭС в зависимости от вида используемого топлива, которые являются ориентирами достижения углеродной нейтральности в российской теплоэнергетике. Проблема выбросов парниковых га-

зов с разных сторон затрагивалась в бюллетенях № 1 и 3 за 2022 г., № 1 за 2024 г. и № 1 за 2025 г.

Следующая, плановая актуализация справочника распоряжением Правительства РФ от 30.07.2025 № 2044-р назначена на 2029 г. Таким образом, каждая последующая редакция ИТС 38 являлась основой для повышения экологической безопасности и модернизации теплоэнергетики, направленной на устойчивое и экологически ответственное развитие.

Крупные топливосжигающие энергогенерирующие установки (КТЭУ), на которые распространяется область применения ИТС 38-2024, должны отвечать следующим критериям: номинальная входная тепловая мощностью 50 МВт и более; предназначены для производства (генерации) электрической и (или) тепловой энергии, включая тепловую энергию, подводимую в режиме дожигания, например, в котлах-утилизаторах парогазовых установок (ПГУ) или камерах сгорания промежуточного подогрева в газотурбинных установках (ГТУ); расположены на объектах I и II категорий; в качестве топлива используют антрациты, каменные и бурые угли, газ природный и попутный, жидкие нефтяные топлива.

В зависимости от вида сжигаемого в КТЭУ топлива в ИТС 38-2024 в качестве маркерных установлены следующие ЗВ, приведенные в табл. 2.1. Для этих маркерных ЗВ в ИТС 38-2024 (приложение Б) представлены значения технологических показателей выбросов, которые отражают максимально допустимые уровни их концентраций в дымовых газах, поступающих в атмосферный воздух от КТЭУ, практически достижимые при применении НДТ или иных технологий сжигания топлива и очистки дымовых газов, при эксплуатации КТЭУ в стационарном режиме с номинальной нагрузкой.

ИТС 38-2024 единственный отраслевой справочник по НДТ, в котором значения технологических показателей выбросов маркерных ЗВ установлены для действующих КТЭУ с учетом трех разных «возрастных групп» оборудования в зависимости от сроков ввода их в эксплуатацию: до 31.12.2000 (срок эксплуатации 25—70 лет, менее жесткие показатели), с 01.01.2001 по 31.12.2025 (средние показатели) и с 01.01.2026 (наиболее строгие показатели). Такое разграничение объ-

Таблица 2.1
Перечень маркерных ЗВ для различных ТЭС [2]

Маркерные вещества	Класс опасности ЗВ по СанПиН 1.2.3685-21 [11]
<i>Для угольных ТЭС</i>	
Оксиды азота NO _x (NO ₂ и NO в пересчете на диоксид азота NO ₂)	3
Серы диоксид SO ₂	3
Углерода оксид CO	4
Зола твердого топлива	2 или 3*
<i>Для мазутных ТЭС</i>	
Оксиды азота NO _x (NO ₂ и NO в пересчете на диоксид азота NO ₂)	3
Серы диоксид SO ₂	3
Углерода оксид CO	4
Зола ТЭС мазутная (в пересчете на ванадий)	2
<i>Для газовых ТЭС</i>	
Оксиды азота NO _x (NO ₂ и NO в пересчете на диоксид азота NO ₂)	3
Серы диоксид SO ₂ (в случае наличия сернистых соединений в составе газа)	3
Углерода оксид CO	4

* Класс опасности золы твердого топлива зависит от ее свойств и определяется по [11].

ясняется подавляющей долей (около 90 %) основного и вспомогательного оборудования, которое было введено в эксплуатацию до 2001 г. по старым проектам без применения современных воздухоохраных мероприятий и НДТ. При этом под термином «оборудование» подразумевается: котел для технологических показателей выбросов NO_x, CO и SO₂ (в случае отсутствия сероочистки), золоуловитель для технологических показателей выбросов золы твердого топлива и установка сероочистки (при наличии) для технологических показателей выбросов диоксида серы.

Такой подход позволяет учесть реальные технические и экономические возможности достижения различных уровней экологической эффективности на установках разного возрас-

та и стимулирует поэтапную их модернизацию или замену на новое оборудование. Так, замена вспомогательного оборудования (золоуловителей, сероочистки) позволяет выполнять технологические показатели выбросов ЗВ для следующей «возрастной группы», даже на «старом» котле. Это обеспечивает баланс между устойчивым развитием и реалистичными сроками внедрения НДТ.

Справедливости ради следует отметить, что, несмотря на постепенное ужесточение экологических требований, технологические показатели выбросов маркерных ЗВ для российских ТЭС существенно выше, чем в более развитых странах (табл. 2.2). В то же время эти страны внедряют всё более строгие системы ограничения выбросов ЗВ, такие как селективное каталитическое

Таблица 2.2
Технологические показатели выбросов ЗВ угольных ТЭС в атмосферный воздух

Страна, объединение	SO ₂ (мг/м ³)	NO _x (мг/м ³)	Зола (мг/м ³)	Примечания
Европейский союз (ЕС)	130 75 (новые)	150—180 85 (новые)	20—30	Лучшие показатели на современных объектах
США (стандарт)	50—60 (новые)	45—70	10—20	
Китай (ключевые регионы)	50 (действующие), 35 (новые)	100 (действующие), 50 (новые)	10	Широкое внедрение СКР на 80 % ТЭС
Япония	30—35	60—70 (действующие), 40 (новые)	5	—
Лучшие ТЭС (ЕС/США/Китай/Япония)	5—60	30—80	5—10	Характерны для лучших мировых ТЭС последних лет
Республика Казахстан	400—500	350—500	30—100	Для разных марок каменных и бурых углей
Россия	700—1400	300—640	50—250	

Примечание. СКР — селективные каталитические реакторы для снижения выбросов оксидов азота.

восстановление оксидов азота, рукавные фильтры, электрофильтры и установки сероочистки (см. разд. 4 и 5).

Причинами такого отставания по технологическим показателям нашей страны в сравнении с другими странами являются физически и морально устаревшее основное и вспомогательное оборудование российских ТЭС, технические и экономические сложности его модернизации, отсутствие локализованных воздухоохраных технологий (сероочистка, рукавные фильтры), низкие ставки платы за НВОС в предыдущие годы.

При практическом использовании действующей редакции справочника ИТС 38-2024 в рамках подготовки заявок на КЭР и разработки ППЭЭ теплоэнергетические предприятия столкнулись с рядом особенностей и проблемами, которые следует пояснить особо.

Так, к маркерным ЗВ, поступающим в атмосферный воздух с дымовыми газами ТЭС, наряду с оксидами азота NO_x, диоксидом серы SO₂ и моноксидом углерода СО, отнесена зола твердого

топлива. Такая классификация принята в соответствии с Перечнем [5].

Однако в Санитарных правилах и нормах СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [11] в перечне предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений, на основании которых для объектов негативного воздействия рассчитываются предельно допустимые выбросы (ПДВ), отсутствует загрязняющее вещество «зола твердого топлива».

В то же время в этом документе установлены ПДК и классы опасности для таких ЗВ, как зола сланцевая [11, табл. 1.1, поз. 262], пыль неорганическая (зола), содержащая двуокись кремния 70—20 % [11, табл. 1.1, поз. 469], угольная зола теплоэлектростанций (с содержанием окиси кальция 35—40 %, дисперсностью до 3 мкм и ниже не менее 97 %)» [11, табл. 1.1, поз. 552]. Кроме того, для ЗВ зола углей Подмосковского, Печор-

ского, Кузнецкого, Донецкого, Экибастузского, марки Б1 Бабаевского и Тюльганского месторождений (с содержанием SiO_2 свыше 20 до 70 %) [11, табл. 1.2, поз. 653] дан ориентировочный безопасный уровень воздействия (ОБУВ) ЗВ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений. В результате на некоторых угольных ТЭС возникли проблемы при утверждении ПДВ территориальными органами Росприроднадзора.

Известно, что содержание оксида кальция CaO существенно различается в золе бурых (10—42 %) и в золе каменных (2—5 %) углей. При этом содержание диоксида кремния SiO_2 в золе каменных углей больше (30—60 %), чем в золе бурых углей (30—40 %). В связи с этим для контроля и учета выбросов ЗВ можно использовать следующее определение золы твердого топлива:

- зола бурых углей: содержание оксида кальция CaO 35—40 %; ПДК_{мр} = 0,05 мг/м³; ПДК_{сс} = 0,02 мг/м³; класс опасности 2 [11, табл. 1.1, поз. 552];
- зола каменных углей: содержание диоксида кремния SiO_2 70—20 %; ПДК_{мр} = 0,3 мг/м³; ПДК_{сс} = 0,1 мг/м³; класс опасности 3 [11, табл. 1.1, поз. 469].

Следующей особенностью справочника [2] является то, что значения технологических показателей выбросов маркерных ЗВ установлены для действующих КТЭУ в зависимости от сроков ввода оборудования в эксплуатацию, о чем упоминалось выше. Поэтому технологические показатели выбросов маркерных ЗВ для КТЭУ в целом устанавливаются по последней дате ввода в эксплуатацию как основного, так и вспомогательного оборудования. Таким образом, установка на действующих КТЭУ, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000, например, новых золоуловителей (электрофильтров или рукавных фильтров) после 01.01.2001 автоматически переводит данное оборудование в следующую, более «молодую» возрастную группу с соответствующими более жесткими технологическими показателями выбросов золы твердого топлива.

Согласно ИТС 38-2024 реализация рекомендуемых НДТ на действующих КТЭУ принципиально может осуществляться путем ввода нового или модернизации действующего оборудования.

Ввод нового оборудования из рекомендуемого перечня НДТ в ИТС 38-2024 (приложение В) означает замену устаревшего оборудования на оборудование с применением как принципиально иных НДТ, так и НДТ аналогичного типа (например, те же электрофильтры), но более совершенной конструкции с улучшенными технико-экономическими и экологическими характеристиками, удовлетворяющими требованиям, соответствующим сроку ввода этого нового оборудования в эксплуатацию (т.е. более жестким требованиям).

Модернизация — это процесс усовершенствования уже находящегося в эксплуатации оборудования с целью приведения его в соответствие с действующими требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества посредством проведения различных обновлений этого оборудования. Например, при модернизации электрофильтров увеличивается высота осадительных электродов или увеличивается число полей активной зоны. В процессе проводимой модернизации улучшаются технико-экологические характеристики введенного в эксплуатацию оборудования до уровня НДТ для данной возрастной группы оборудования. Таким образом модернизация оборудования дает возможность удовлетворить экологические требования для данной группы оборудования без перевода самого оборудования в следующую возрастную группу с более жесткими технологическими показателями, так как срок ввода данного оборудования в эксплуатацию при этом не изменяется в отличие от ввода нового оборудования.

В связи с этим ТЭС при разработке ППЭЭ должны тщательно оценивать свои технические и финансовые возможности, определяя способы внедрения НДТ путем модернизации или путем ввода нового оборудования.

К сожалению, на действующих ТЭС модернизация и капитальный ремонт основного энергетического или газоочистного оборудования в целях выполнения установленных экологических показателей требуют достаточно длительных остановов КТЭУ, что может привести в отдельных регионах к дефициту энергоснабжения и ограничению работы промышленных предприятий. Для снижения капитальных и временных затрат на внедрение современных НДТ с учетом реальных технико-эксплуатационных показателей основного

и вспомогательного оборудования могут рассматриваться разные варианты решения проблемы обеспечения технологических показателей выбросов ЗВ.

Например, ИТС 38-2024 допускает для действующих КТЭУ, для которых в связи с низкими технико-экономическими показателями мероприятия по модернизации и продлению сроков эксплуатации экономически нецелесообразны и которые в соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (утверждена распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2024 года № 4153-р) планируется выводить из эксплуатации, устанавливать временно разрешенные выбросы.

Временно разрешенные выбросы (ВРВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух устанавливаются для промышленных предприятий в том случае, если они не могут временно соблюдать установленные нормативы допустимых выбросов (НДВ) из-за технологических, организационных или иных причин. Разрешения на такие выбросы выдает территориальный орган Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) по месту нахождения предприятия на срок не более 7 лет.

Согласно Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года на российских ТЭС до 2031 г. предполагается вывести из эксплуатации устаревшее энергетическое оборудование суммарной установленной мощностью 20—24 ГВт, достигшее предельных сроков эксплуатации или имеющее низкие технико-экономические показатели. В первую очередь выводятся объекты, введенные до 1970—1980 годов, а также неэффективные и физически изношенные агрегаты (приложение 21). Таким образом, для большого количества устаревших КТЭУ вместо экономически необоснованного внедрения НДТ могут быть установлены ВРВ при получении КЭР.

Напомним, что перечень НДТ в ИТС 38-2024 имеет справочно-рекомендательный характер и, строго говоря, не является обязательным для предприятий. Главное, что значения технологиче-

ских показателей выбросов маркерных ЗВ должны выполняться при применении НДТ или иных технологий сжигания топлива и очистки дымовых газов. Таким образом, основной задачей является обеспечение экологических показателей выбросов ЗВ. Выбор соответствующих технологий и оборудования (НДТ, реализованных или перспективных технологий) для внедрения на ТЭС осуществляют сами ТЭС, исходя из своих технико-экономических условий, финансовых возможностей и рисков.

Внедрение НДТ на российских предприятиях сопровождается целым комплексом льгот: налоговые послабления и ускоренная амортизация, снижение или обнуление платы за НВОС, прямые и косвенные субсидии, специальные инвестиционные режимы, административные преференции — всё это предусмотрено законом и на практике становится экономически выгодным для предприятий, модернизирующих технологии до требуемого уровня.

В то же время внедрение НДТ сопряжено с техническими, инвестиционными, организационными и социальными рисками. Так, внедрение НДТ на действующих КТЭУ осложняется габаритными ограничениями, необходимостью применения малозатратных и быстро внедряемых технологий с целью снижения капитальных и временных затрат. Реализация нелокализованных НДТ сопряжена со сложностями технического обслуживания оборудования, поставкой запасных частей и расходных материалов. Кроме того, следует учитывать большие сроки окупаемости суммарных затрат на внедрение НДТ, которые даже при оптимистичном прогнозе инфляции часто превышают сроки остаточной эксплуатации оборудования [3].

Внедрение на российских ТЭС перспективных воздухоохраных технологий, официально не признанных НДТ, — это комбинация возможного опережающего эффекта и технологических выгод, но с высоким уровнем экономических, организационных и регуляторных рисков. Решаться на такие внедрения целесообразно при готовности самостоятельно нести все связанные с этим издержки.



<https://primamedia.ru/f/big/5878/5877481.jpg>



https://sibgenco.online/upload/resize_cache/webp/medialibrary/606/6063050708dfc145996593ccc4b153aa.webp

Действующее основное энергетическое оборудование на российских ТЭС характеризуется значительным старением

3 Текущее состояние российских ТЭС в аспекте НВОС

Виды топлива, структура основного оборудования

Суммарная установленная мощность ТЭС на 01.01.2026 достигла 171,98 ГВт в Единой энергетической системе России (ЕЭС) и около 2,7 ГВт в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (ТИТЭС). В соответствии с [12] в 2025—2042 гг. в России планируют ввести в эксплуатацию ТЭС суммарной мощностью 34,6 ГВт, из них газовых ТЭС — 22,7 ГВт, угольных — 11,9 ГВт. При этом планируется в структуре используемого топлива ТЭС снизить долю угля с 23,7 % в 2025 г. до 20,6 % в 2042 г. и одновременно увеличить долю газа с 70,8 до 73,7 %.

Действующее основное энергетическое оборудование на российских ТЭС характеризуется значительным износом: более 70 % по числу установок и около 34 % по мощности отработали свыше 40 лет (рис. 3.1) [3]. На крупных ТЭС средний возраст блоков составляет 30—50 лет с модернизацией в рамках программы КОММод (конкурентный отбор проектов модернизации тепловой генерации). Программы обновления оборудования фокусируются на продлении ресурса и замене в рамках проектов в период 2025—2028 гг.

Распределение установленной мощности ТЭС России по параметрам пара также отражает старение парка основного энергетического оборудования, который включает около 50 % паросиловых установок (ПСУ) на высоком давлении — 12,75 МПа (130 ат), 30 % на среднем — 8,8 МПа (90 ат), 10—15 % на сверхкритическом — 23,5 МПа (240 ат), остальные ПСУ работают с низким давлением пара. К сожалению, на российских ТЭС нет самых эффективных блоков с суперсверхкритическими параметрами (ССКП) 30 МПа /600 °С с КПД 43—45 %, и в ближайшие годы их ввод не планируется.

Структура энергетического оборудования российских ТЭС во многом определяется типом топлива. Природный газ благодаря высокой эффективности и доступности является основным топливом для расположенных в европейской части страны ГРЭС и ТЭЦ, включая парогазовые (ПГУ) и газотурбинные (ГТУ) установки. В последние годы газовые ТЭС ориентированы на современные ПГУ мощностью 300—800 МВт, угольные — на докритические паросиловые блоки мощностью до 200 МВт с тенденцией к сверхкритическим блокам мощностью 300—800 МВт.



Суммарная установленная мощность газовых ТЭС России по итогам 2025 г. составляет более 121,4 ГВт против 38,9 ГВт на угольных ТЭС. Остальные ТЭС сжигают мазут, твердые бытовые отходы (ТБО) и биотопливо. Наиболее крупными газовыми ТЭС являются Сургутская ГРЭС-2 (5687 МВт), Костромская ГРЭС (3720 МВт), Сургутская ГРЭС-1 (3268 МВт), Киришская ГРЭС (2595 МВт), Конаковская ГРЭС (2520 МВт), Ириклинская ГРЭС (2460 МВт), Ставропольская ГРЭС (2423 МВт).

В 2025 г. в России были введены несколько новых газовых блоков и модернизированы уже действующие блоки в рамках программ развития энергетики (Дальний Восток, Юг), суммарная мощность которых составила почти 1,5 ГВт. К 2039 г. планируется ввод 11,1 ГВт новых мощностей.

Доля ПГУ и ГТУ в установленной мощности ТЭС России значительно выросла: с 5 % в 2010 г. до 22—25 % в 2025 г., достигнув 38—42 ГВт. Их доля растет благодаря высокой эффективности ПГУ. Самые мощные и эффективные ПГУ на российских ТЭС работают с зарубежными ГТУ типа GE 12V/14 или Siemens SGT5-4000F с мощностью блока 300—400 МВт и КПД до 62 % в комбинированном цикле.

Дальнейшее развитие и внедрение ПГУ зависит от импортозамещения и скорейшей локализации отечественных ГТУ. Ключевую роль в импортозамещении производства ГТУ и ПГУ для российских ТЭС играют ГК «Ростех» и АО «Силовые машины». В настоящее время Ростех при участии АО «РОТЕК» освоил производство ГТД-110М и ГТА-25, а АО «Силовые машины» — ГТЭ-65/170, в частности для блоков ПГУ-450/800.

Отечественная ГТД-110М (рис. 3.2) — одновальная газовая турбина большой мощности производства Объединенной двигателестроительной корпорации (ОДК) Ростеха с полной локализацией в России к 2026 г., предназначена для ГТУ и ПГУ на ТЭС. Электрическая мощность достигает 118 МВт (приемочные испытания по ISO 2314:2009) при КПД 36 %, что сопоставимо с зарубежными аналогами при меньших габаритах (7,19 × 3,76 × 4,34 м) и массе 60 т.

Планы локализации производства ГТУ в России к 2050 г. предусматривают полную технологическую независимость с долей отечественного оборудования в электроэнергетике до 90 % и ежегодный выпуск 4—5 российских ГТУ к 2030 г. В настоящее время локализованные серийные

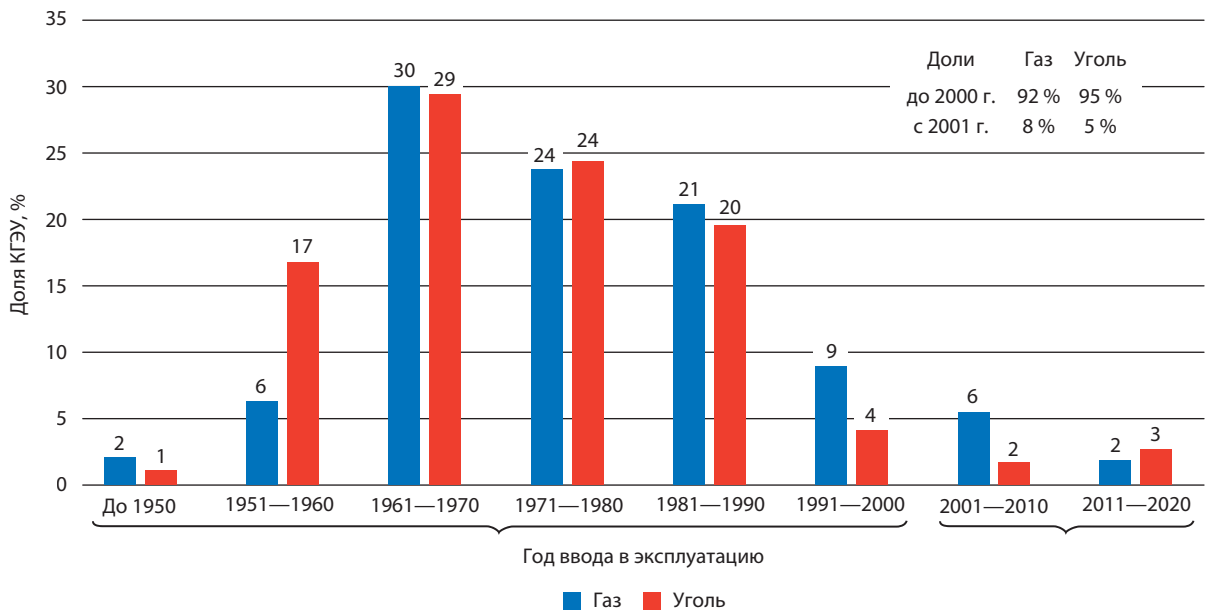


Рис. 3.1.
Доля КТЭУ в зависимости от сроков ввода в эксплуатацию



Рис. 3.2. ГТД-110М производства ОДК

https://тк6.рф/wp-content/uploads/elementor/thumbs/1626446237_47871-pa7mn9i03kimm1inbw1exk3zm3ovhm5i7frkunehog.jpeg

ГТД-110М установлены в Краснодарском крае на ТЭС «Ударная» и на Новочеркасской ГРЭС, ГТЭ-65 установлена на Саратовской ТЭЦ-2. Две ГТЭ-160 в составе ПГУ-450Т были установлены в 2006 г. на Калининградской ТЭЦ-2. До конца 2026 г. планируется поставить еще 1—2 ГТУ в рамках программы ДПМ (договоров о предоставлении мощности). Основной проблемой проектов внедрения ГТУ и ПГУ является их экономическая неэффективность при текущих ценовых параметрах КОММод и рост стоимости модернизации в 2—3 раза.

Уголь доминирует на сибирских, дальневосточных и уральских ТЭС. В настоящее время в стране на угле (буром и каменном) работают около 68—87 различных ТЭС, а их доля в выработке электроэнергии составляет около 15 %. Самыми крупными угольными ТЭС являются Рефтинская ГРЭС (3800 МВт), Березовская ГРЭС (2024 МВт), Приморская ГРЭС (1467 МВт), Назаровская ГРЭС (1373 МВт), Красноярская ГРЭС-2 (1274 МВт), Беловская ГРЭС (1260 МВт).

Динамика установленной мощности угольных ТЭС в ЕЭС России за 2020—2026 гг. характеризуется стагнацией с минимальным ростом (1—2 ГВт

суммарно) за счет модернизаций существующих станций (по программам ДПМ-2, КОММод). В последние годы новые угольные ТЭС в России практически не строятся из-за экологических проблем, политики декарбонизации и перехода на газ.

Общее число угольных блоков в российской угольной теплоэнергетике достигает 110—120 при среднем КПД 35—38 %. Из них доля крупных энергоблоков мощностью 300—800 МВт составляет 70—80 % общей установленной мощности, средних (200—300 МВт) — 15—20 % и малых (менее 200 МВт) — 5—10 % (в основном угольные ТЭЦ). Параметры пара: 12,75 МПа/540 °С (50 %), сверхкритическое давление (СКД) 23,5 МПа (10 %), низкое и среднее (40 %). Подавляющую долю составляют блоки с параметрами 13,8—25 МПа, введенные в эксплуатацию в период 1970—1990 гг.

Потребление угля на российских ТЭС в 2025 г. составило 110—125 млн тонн условного топлива. Топливный баланс угольной теплоэнергетики включает преимущественно каменные угли (85—90 %), бурые угли (10—15 %) и антрациты (менее 2—5 %).

Все энергетические угольные котлы реализуют технологию факельного сжигания угольной пыли в потоке горячего воздуха. Единственный котел с технологией сжигания в циркулирующем кипящем слое (ЦКС) был введен в эксплуатацию в 2017—2018 гг. на энергоблоке № 9 Новочеркасской ГРЭС (ОГК-2) и работает на донецких углях. Котлы ЦКС на угле обеспечивают значительные экологические преимущества по сравнению с традиционными пылеугольными котлами благодаря низкотемпературному горению (850—950 °C) и интегрированным процессам очистки дымовых газов.

Оборудование для предотвращения выбросов ЗВ

Зола твердого топлива. Для очистки дымовых газов на российских угольных ТЭС в основном используются мокрые золоуловители (типов МВ, МС, МП, ММК). На котлах малой и средней мощности применяются батарейные циклоны, а на котлах паропроизводительностью более 670 т/ч — электрофилтры. Значительная часть золоулавливающих установок (ЗУ) введена во 2-й половине XX в. и работает до сих пор. Суммарная доля эмульгаторов и рукавных фильтров составляет менее 7 % (рис. 3.3).

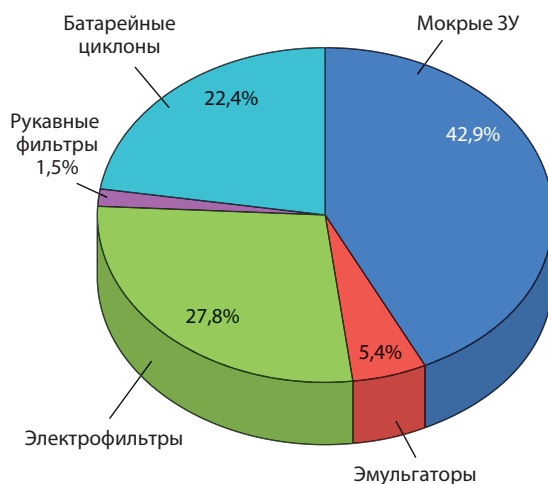


Рис. 3.3.
Доля разных типов золоуловителей на российских ТЭС [2]

Введение новых технологических показателей (ТП) по выбросам золы твердого топлива в ИТС 38-2024 требует серьезного изменения существующей структуры золоулавливающих установок путем их замены и модернизации. Так, по результатам анкетирования ТЭС, проведенного при актуализации ИТС 38-2022, выбросы золы твердого топлива превышают установленные ТП на более чем 160—200 КТЭУ, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000 (рис. 3.4).

При этом наибольшее количество КТЭУ, не удовлетворяющих технологическим показателям по выбросам золы, составляют котлы паропроизводительностью не более 670 т/ч. На этих КТЭУ широко применяются батарейные циклоны и мокрые аппараты (мокрые скрубберы, скрубберы Вентури, эмульгаторы). В ИТС 38-2024 батарейные циклоны из-за недостаточной эффективности (не более 92 %) исключены из перечня рекомендуемых НДТ золоулавливания и в случае невыполнения ТП по выбросам золы твердого топлива должны быть заменены на более эффективные золоуловители в период реализации ППЭЭ.

Мокрые скрубберы с трубой Вентури (при эффективности не менее 97 %) и эмульгаторы (при эффективности не менее 98 %) рекомендуются в качестве НДТ только для установок, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000, при сжигании мало- ($A' < 10\%$) и среднезольных ($10\% \leq A' \leq 20\%$) углей. Справедливости ради следует отметить, что использование мокрых золоуловителей позволяет также несколько снизить выбросы диоксида серы.

Все угольные энергоблоки ТЭС мощностью 150 МВт и более еще в СССР были оснащены электрофилтрами (ЭФ). В настоящее время примерное число электрофилтров на российских угольных ТЭС достигает 800—1000 единиц. Парк электрофилтров состоит в основном из аппаратов отечественной разработки 50—80-х годов; единичные импортные ЭФ относятся к 80-м годам и позже. Современные проекты технического перевооружения в рамках ППЭЭ предусматривают модернизацию или замену старых ЭФ аппаратами новых типов (например, ЭГСЭ), но доля таких установок пока невелика относительно не отвечающего требованиям НДТ парка.

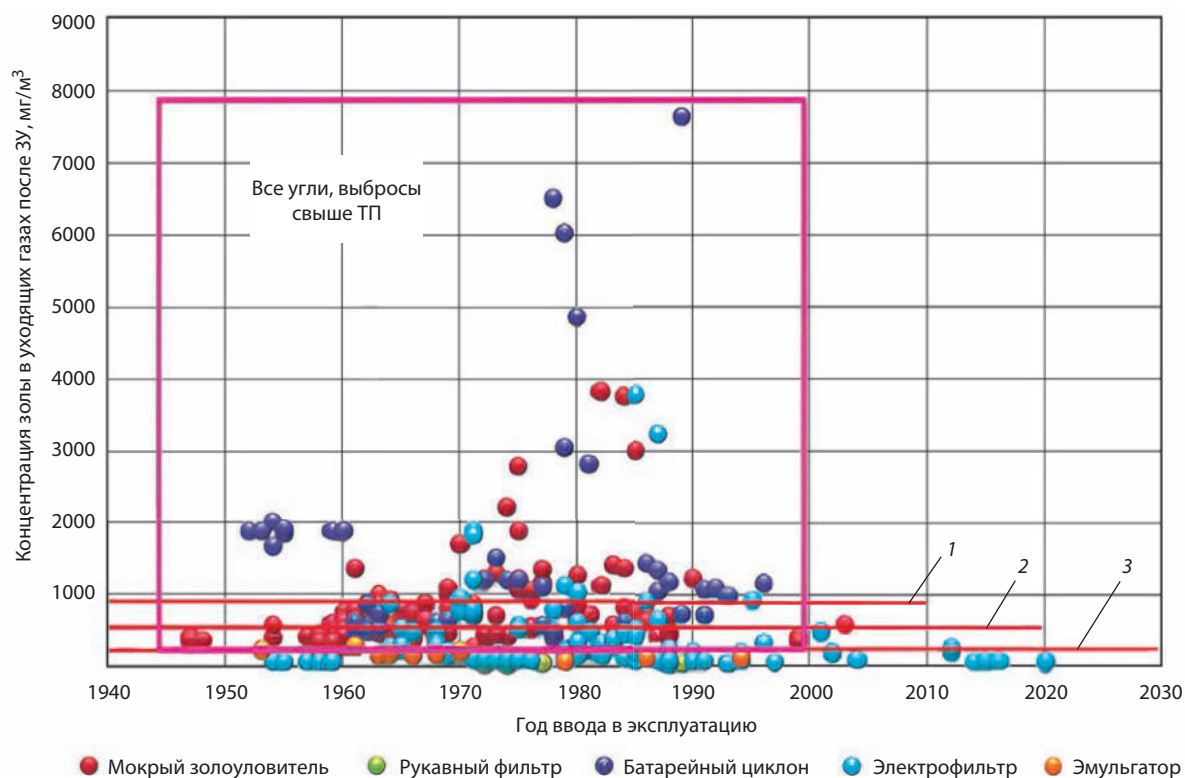


Рис. 3.4.

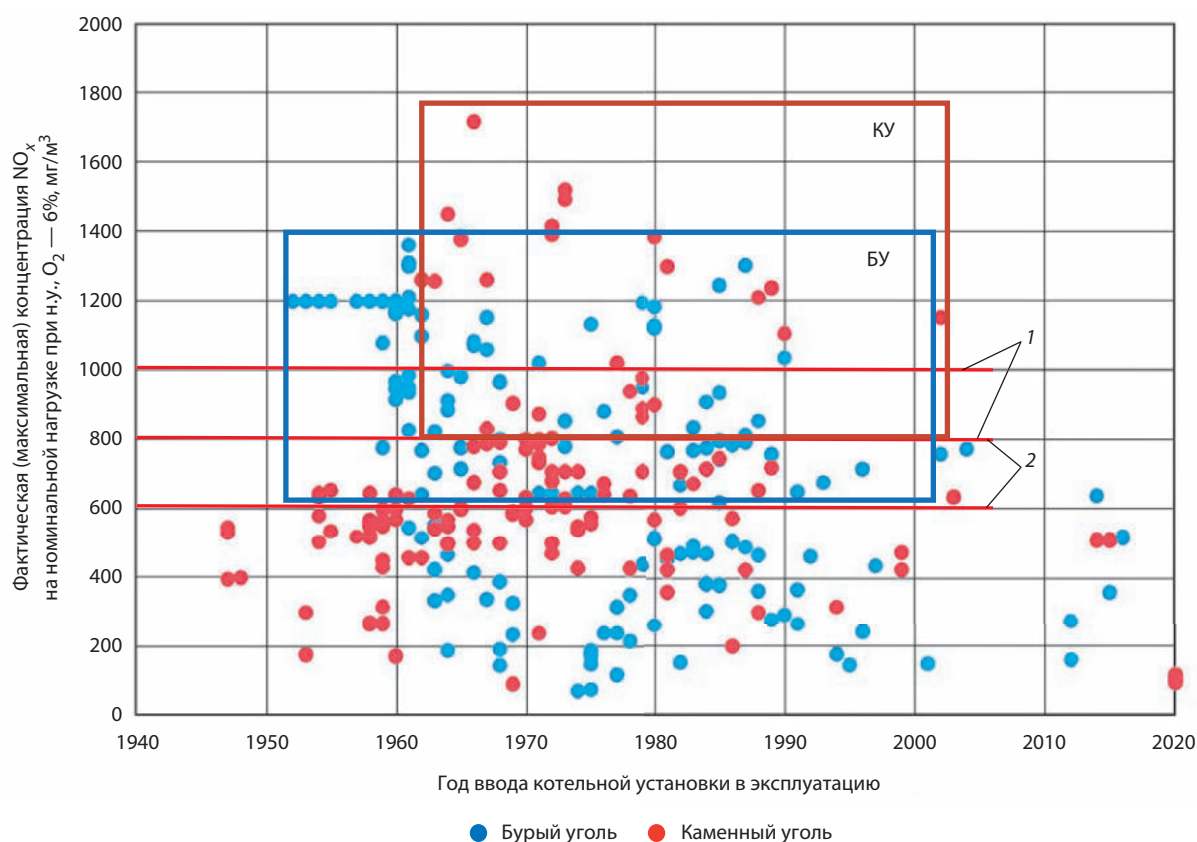
Содержание золы в дымовых газах КТЭУ, работающих при номинальной нагрузке, нормальных условиях и $O_2 = 6\%$ в зависимости от вида золоуловителей и сроков их ввода в эксплуатацию:

ТП выбросов золы твердого топлива, mg/m^3 , для котлов, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000 [2]: 1 — 900 при зольности $A^r > 20\%$; 2 — 600 при зольности $A^r \leq 20\%$; 3 — 250 после установленных за котлами ЭФ

Наиболее эффективные из золоуловителей — рукавные фильтры с эффективностью улавливания золы 99,9 % и более пока не получили достаточного распространения на российских ТЭС. В настоящее время они установлены только на Рефтинской ГРЭС (дубль-блоки № 4 и 5 мощностью 300 МВт и блок № 7 мощностью 500 МВт) и на Омской ТЭЦ-5 за котлом ст. № 9 типа БКЗ 420-140. Изначально рукавные фильтры позволили обеспечить конечную запыленность при сжигании экибастузского угля не более $10\text{—}15 mg/m^3$, которая через 10 лет их эксплуатации увеличилась до $45\text{—}50 mg/m^3$. Рекомендуемый срок эксплуатации фильтрующих элементов (рукавов) в рукавных фильтрах на ТЭС в среднем составляет до 3 лет,

с возможным продлением до 5—6 лет при благоприятных условиях.

Оксиды азота. Снижение выбросов оксидов азота также является проблемой, прежде всего для первой возрастной группы, в которую входят КТЭУ, введенные в эксплуатацию до 2001 г. Так, по итогам анкетирования пылеугольных котлов почти 25 % КТЭУ данной возрастной группы не удовлетворяют установленным технологическим показателям (рис. 3.5). При этом основная часть таких КТЭУ состоит из котлов, сжигающих бурые угли, а котлы, сжигающие каменные угли, составляют меньшую долю. В настоящее время 160—200 пылеугольных котлов превышают

**Рис. 3.5.**

Содержание NO_x в дымовых газах пылеугольных котлов в зависимости от типа угля и сроков ввода в эксплуатацию:

ТП выбросов оксидов азота, mg/m^3 , для котлов, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000 [2] в зависимости от способа шлакоудаления: 1 — каменные угли; 2 — бурые угли

установленные ТП выбросов оксидов азота и требуют внедрения соответствующих НДТ.

В отличие от пылеугольных действующие газомазутные котлы первой возрастной группы в подавляющем большинстве (более 90 %) уже удовлетворяют технологическим показателям выбросов оксидов азота, которые составляют 350 и 400 mg/m^3 соответственно для природного газа и мазута (рис. 3.6).

Диоксид серы. Наряду с выбросами золы твердого топлива пылеугольные котлы являются основными источниками выбросов диоксида

серы в атмосферный воздух. Технологические показатели по выбросам SO_2 для первой возрастной группы КТЭУ в ИТС 38-2022 устанавливались таким образом, чтобы при сжигании углей с содержанием серы S' менее 1,5 % концентрация SO_2 в уходящих газах без их сероочистки не превышала установленных значений. Этим условиям отвечает подавляющее количество сжигаемых в России энергетических углей.

Тем не менее результаты анкетирования ТЭС показали, что около 30 % пылеугольных котлов по выбросам диоксида серы не удовлетворяют технологическим показателям (рис. 3.7).

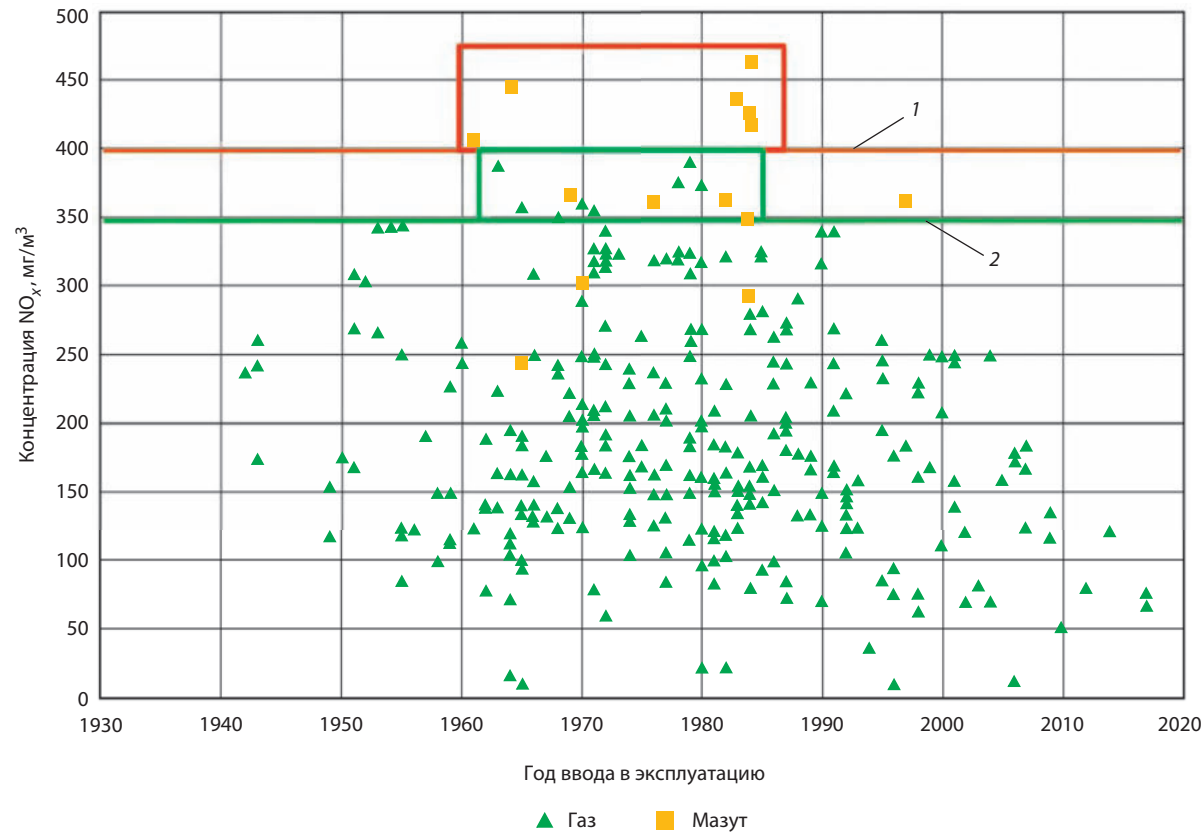


Рис. 3.6.

Содержание оксидов азота NO_x в продуктах сгорания КТЭУ на мазуте и природном газе при номинальной нагрузке, нормальных условиях и $\text{O}_2 = 6\%$ в зависимости от сроков ввода в эксплуатацию:

ТП выбросов оксидов азота, мг/м^3 , для котлов, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000 [2]: 1 — 400 (мазут); 2 — 350 (газ)

Монооксид углерода. Выбросы CO для разных котлов в зависимости от сроков их ввода в эксплуатацию и вида топлива приведены на рис. 3.8. Относительно высокие значения ТП выбросов CO ($300\text{—}400\text{ мг/м}^3$) в ИТС 38-2022 были установлены в связи с масштабным внедрением на действующих котлах внутритопочных мероприятий по снижению выбросов оксидов азота (ступенчатое сжигание, рециркуляция газов и пр.), которые сопровождались повышенным химическим и механическим недожогом топлива.

В настоящее время сжигание топлив осуществляется в основном с минимальным химическим

недожогом, и поэтому содержание CO в уходящих газах при сжигании различных топлив редко превышает $200\text{—}250\text{ мг/м}^3$ (рис. 3.8).

Анализ текущего состояния эксплуатируемого парка КТЭУ на российских ТЭС позволяет констатировать, что большое количество КТЭУ, введенных в эксплуатацию до 31.01.2000, не удовлетворяют установленным ТП выбросов маркерных ЗВ. При разработке ППЭЭ для данных КТЭУ с учетом их «неэкологических» конструкций и сроков эксплуатации упор следует делать на реализацию относительно недорогих и быстро внедряемых НДТ. Самое старое оборудование

3. Текущее состояние российских ТЭС в аспекте НВОС

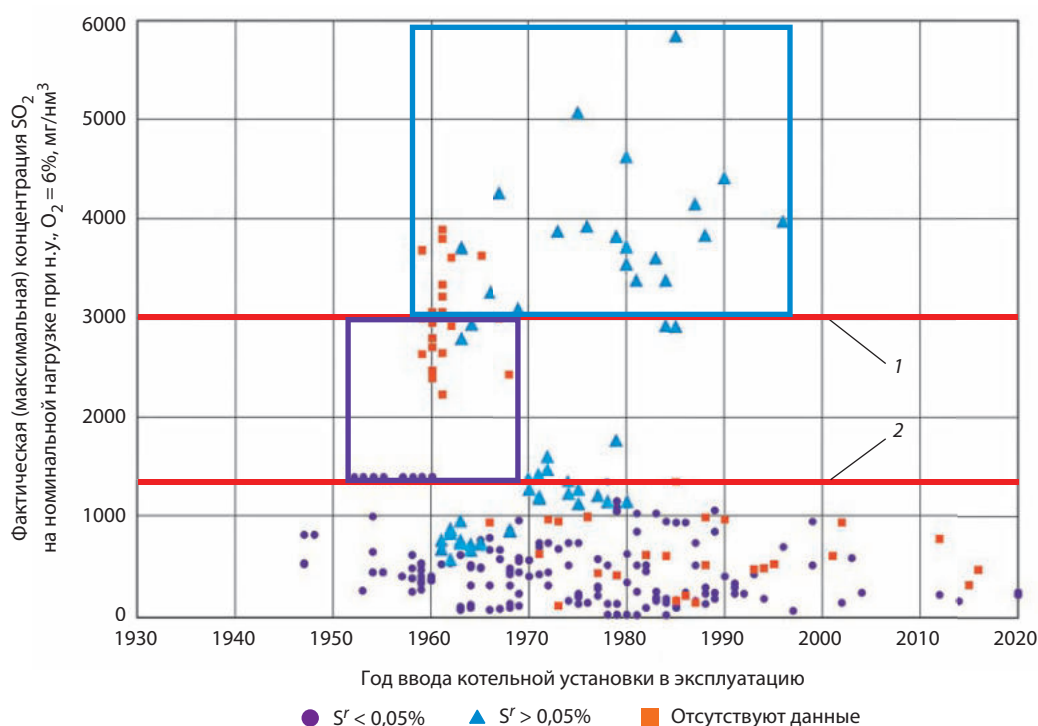


Рис. 3.7.

Содержание диоксида серы в дымовых газах котлов при номинальной нагрузке, нормальных условиях и $\text{O}_2 = 6\%$ в зависимости от серосодержания углей и сроков ввода в эксплуатацию: ТП выбросов SO_2 , мг/м^3 , для котлов, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000 [2]: 1 — 3000 при $S' > 0,5\%$; 2 — 1400 при $S' \leq 0,5\%$

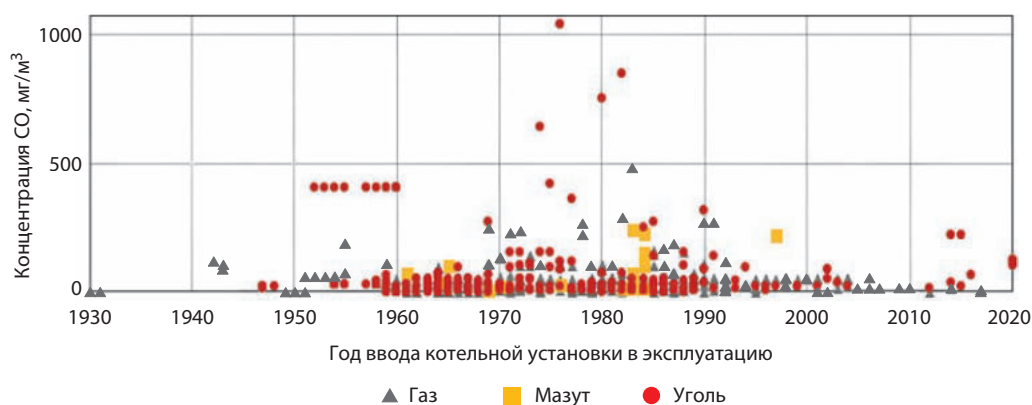


Рис. 3.8.

Максимальная концентрация CO в уходящих газах котлов при номинальной нагрузке, нормальных условиях и $\text{O}_2 = 6\%$ в зависимости от вида топлива и сроков ввода в эксплуатацию

по мере возможности следует выводить из эксплуатации, поскольку его модернизация не обо-

снована по техническим и экономическим причинам.



https://web.archive.org/web/20201015023747im_/https://om-saratov.ru/files/pages/75725/15634434032_18_july_2019_i75725_stanislav_neveinicyn_v_gazprom.jpg



https://ekaterinburg.cesolutions.ru/upload/iblock/c04/whatsapp-image-2021_08_10-at-09.42.08_1_.jpeg

Основными критериями для выбора НДТ на ТЭС являются требуемая степень снижения выбросов загрязняющих веществ, сроки внедрения технологий, капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию

4 Рекомендуемые в ИТС 38-2024 НДТ для уменьшения выбросов ЗВ



Особенности воздухоохраных НДТ

Одной из важных задач разработки отраслевых информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям является определение перечня НДТ, реализация которых позволяет снизить выбросы маркерных ЗВ ниже установленных технологических показателей. При этом в современных условиях упор должен делаться на локализованные природоохранные технологии.

В целом согласно [10] понятие «наилучшая доступная технология» подразумевает технологию производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемую на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения.

До 2032 г. на российских ТЭС планируется массовое внедрение НДТ в рамках реализации программ повышения экологической эффективности (ППЭЭ), утвержденных при получении комплексных экологических разрешений (КЭР). ППЭЭ включают перечни конкретных мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению с поквартальным планом-графиком достижения целевых показателей выбросов ЗВ. При этом наибольшее количество комплексных НДТ планируется внедрять на угольных ТЭС Урала, Сибири и Дальнего Востока, тогда как на ТЭС в европейской части страны основной упор в большей степени делается на переход на сжигание природного газа, внедрение ПГУ и внутритопочные НДТ. Общие затраты на реализацию 22 утвержденных ППЭЭ для ТЭС планируются в объеме почти 52 млрд руб. [8].

Основными критериями для выбора НДТ на ТЭС являются требуемая степень снижения выбросов ЗВ, сроки внедрения технологий (данный критерий включает период простоя действующего оборудования); капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию.

В ИТС 38-2024 представлены перечни НДТ по снижению выбросов только трех маркерных ЗВ: оксидов азота NO_x , диоксида серы SO_2 и золы твердого топлива при сжигании различных видов топлива. Причины, по которым в ИТС не приведены НДТ по снижению выбросов монооксида углерода CO , приведены ниже. При выборе воздухоохраных НДТ с целью их внедрения на конкретной ТЭС прежде всего необходимо учитывать следующие начальные и граничные условия: вид и состав

сжигаемого топлива, тип и заводская марка газоочистных установок (ГОУ), фактическая достигнутая при эксплуатации эффективность золоулавливания, габаритные ограничения и возможности для установки новых ГОУ за действующим котлом, технические и экономические возможности перехода на более экологически чистое альтернативное топливо.

НДТ по снижению выбросов оксидов азота

Наибольшее количество рекомендуемых НДТ в ИТС 38-2024 представляют технологии, направленные на снижение выбросов оксидов азота.

Для газовых ТЭС в качестве НДТ по снижению выбросов NO_x в первую очередь применяются НДТ 3.2.2 (малоэмиссионные горелочные устройства), НДТ 3.2.3 (рециркуляция продуктов сгорания) и такие малозатратные внутритопочные технологии, как НДТ 3.1.2 (нестехиометрическое сжигание), НДТ 3.1.1 (сжигание с умеренным контролируемым недожогом), а также их сочетание [2, табл. 3.3].

Малоэмиссионные горелочные устройства с пониженным выходом оксидов азота получили широкое распространение во всем мире. Они обладают наибольшей эффективностью среди других рекомендуемых внутритопочных мероприятий. Высокая эффективность достигается возможностью совместить в одном устройстве различные способы снижения образования NO_x , такие как ступенчатое (стадийное) сжигание топлива, ввод газов рециркуляции в зону горения, нестехиометрическое сжигание и др.

Вихревые малоэмиссионные горелки, внедренные на ряде действующих котлов (ТГМП-314, Е-160-3,9-440 ГМ) ТЭС ПАО «Мосэнерго», позволили снизить выбросы оксидов азота до менее 200 мг/м^3 , что существенно ниже установленных технологических показателей для котлов первой возрастной группы (350 мг/м^3), однако выше, чем ТП для современных котлов третьей возрастной группы (125 мг/м^3).

В конструкциях российских малоэмиссионных горелок типов ГМУ, ГМПВ, ГМВИ и других реализована рециркуляция дымовых газов в дутьевой воздух в количестве 10—20 %. Это дает возмож-

ность снизить выбросы NO_x до 100—150 мг/м^3 , однако при этом несколько снижается КПД котла и увеличивается эмиссия монооксида углерода CO.

В результате внедрения НДТ выбросы оксидов азота на подавляющем количестве газовых котлов первой возрастной группы ниже установленных для них технологических показателей и для большей части котлов не превышают 200 мг/м^3 (см. рис. 3.6).

Одной из рекомендуемых в ИТС 38-2024 технологий является НДТ 3.3.1 — селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ). На российских газовых ТЭС в настоящее время отсутствуют примеры промышленного внедрения СНКВ. Однако данный способ был реализован и опробован ранее на Тольятинской ТЭЦ и Каширской ГРЭС при сжигании угля (см. ниже). Поэтому СНКВ может быть рекомендовано в качестве относительной недорогой технологии, когда внедрение внутритопочных мероприятий не оправдано по техническим либо экономическим причинам или в качестве дополнительного мероприятия в сочетании с другими НДТ для достижения требуемого результата. В целом СНКВ — потенциально допустимая, но далеко не приоритетная технология для газовых котлов.

Поэтому разработка современных российских малоэмиссионных горелок, обеспечивающих выбросы оксидов азота при сжигании газа менее 100 мг/м^3 , по-прежнему остается приоритетной задачей, без решения которой невозможен ввод в эксплуатацию новых газовых котлов.

Для угольных ТЭС НДТ по снижению выбросов NO_x так же, как и для газовых ТЭС, включают НДТ 2.21.1 — нестехиометрическое сжигание, НДТ 2.21.2 — контролируемый умеренный недожог и НДТ 2.22.2 — различные конструкции малоэмиссионных горелок. Кроме того, в качестве НДТ используются НДТ 2.22.3 и НДТ 2.22.4 — соответственно двух- и трехступенчатое (в основном в упрощенном виде) сжигание, а также НДТ 2.22.5 — концентрическое сжигание.

Например, реализованная на Новосибирской ТЭЦ-5 (блок № 6) схема трехступенчатого сжигания угля с газовым восстановительным топливом позволила снизить концентрацию NO_x в уходя-

щих газах до 350 мг/м^3 , что в 2—3 раза ниже по сравнению с «обычным» сжиганием тех же углей.

В отличие от газовых котлов при сжигании углей применяются в основном прямоточные малоэмиссионные горелки, которые позволяют заметно снизить образование NO_x за счет более «растянутого» факела и управляемого ступенчатого (или стадийного) сжигания при удовлетворительном выгорании топлива. Такие горелки обеспечивают выбросы NO_x и СО в пределах требований ИТС 38-2024 для соответствующих возрастных групп оборудования. Чаще всего малоэмиссионные пылеугольные горелки реализуются в тангенциальных и концентрических схемах сжигания, что дает дополнительный эффект.

НДТ 2.23.1 (СНКВ) в России была апробирована и реализована на двух угольных котлах: на ТП-87 Тольяттинской ТЭЦ при вводе раствора аммиака в зону температур $900\text{—}1100^\circ\text{C}$ и П-50Р Каширской ГРЭС при вводе мочевины (карбамида). СНКВ показало заметное снижение NO_x при сжигании углей, но с разной достигнутой эффективностью: на Тольяттинской ТЭЦ эффект был выше (до 70 %), на Каширской ГРЭС — около 50 %. В обоих случаях СНКВ зарекомендовало себя как относительно дешевый метод, особенно эффективный при его сочетании с внутритопочными НДТ, позволяющий обеспечить не превышение технологических показателей выбросов оксидов азота для первой возрастной группы котлов при приемлемых затратах.

Монооксид углерода СО относится к IV классу опасности (малоопасные ЗВ) и является продуктом химического недожога, который влияет на КПД брутто котла через величину q_3 — относительную потерю теплоты за счет химического недожога топлива (обычно составляет от 0,1 до 0,5 % в зависимости от вида сжигаемого топлива, технологии его сжигания и типа горелочных устройств). При традиционном сжигании топлив в топках пылеугольных и газомазутных котлов (без внедрения внутритопочных мероприятий) содержание СО в уходящих газах практически не превышает $100\text{—}150 \text{ мг/м}^3$.

Обычно реализация большинства внутритопочных (технологических) мероприятий по снижению эмиссии оксидов азота (например, рециркуляции дымовых газов, малоэмиссион-

ных горелок, ступенчатого и концентрического сжигания) вызывает некоторое увеличение химического недожога топлива и соответственно содержания СО в уходящих газах: до $200\text{—}300 \text{ мг/м}^3$ для пылеугольных котлов и до $100\text{—}150 \text{ мг/м}^3$ для газовых котлов. Тем не менее при этом суммарная вредность продуктов сгорания (негативное воздействие на окружающую среду) существенно снижается, так как оксиды азота NO_x относятся к загрязняющим веществам III класса опасности (умеренно опасные). Эти факты, а также результаты анкетирования ТЭС были учтены при определении технологических показателей выбросов монооксида углерода в ИТС 38-2024 (300 или 400 мг/м^3 в зависимости от способа шлакоудаления — соответственно жидкого или твердого).

Это также послужило причиной того, что в ИТС 38-2024 сознательно не приведен перечень НДТ по снижению монооксида углерода, так как в силу протекающих в топках котлов физических и химических процессов, данный перечень противоречил бы рекомендуемому перечню НДТ по снижению выбросов NO_x , которые дают существенно больший вклад в суммарную вредность уходящих дымовых газов.

В этой связи требуется уточнение подхода при определении коэффициента ставки платы за выбросы СО на действующих ТЭС. Так, в пункте 5 статьи 16.3 «Порядок исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду» ФЗ № 7 указано, что в целях стимулирования к проведению мероприятий по снижению НВОС и внедрению наилучших доступных технологий при исчислении платы за НВОС к ставкам такой платы применяются следующие коэффициенты:

- коэффициент 0 — за выбросы ЗВ в пределах технологических нормативов после внедрения наилучших доступных технологий;
- коэффициент 1 — за выбросы ЗВ в пределах нормативов допустимых выбросов.

Таким образом, «коэффициент 1» не является «штрафным показателем», так как нормативы допустимых выбросов определяются для каждого источника или группы источников как объем выброса ЗВ, не приводящий к превышению предельно допустимых концентраций (ПДК) в населенных пунктах и на природных территориях.

Кроме того, значения технологических показателей выбросов маркерных загрязняющих веществ, приведенные в ИТС 38-2024 (приложение Б), отражают максимально допустимые уровни их концентраций в дымовых газах, поступающих в атмосферный воздух от КТЭУ, практически достижимые при применении НДТ или иных технологий сжигания топлива и очистки дымовых газов.

В связи с этим в случае внедрения НДТ снижения выбросов оксидов азота NO_x и непревышения установленных в ИТС 38-2024 технологических показателей по выбросам оксидов азота NO_x и монооксида углерода CO коэффициент платы за выбросы может быть принят равным 0, поскольку в этом случае выполняются основные цели ФЗ № 7 и ФЗ № 96.

Таким образом, при окончательном определении коэффициента ставки платы за выбросы CO ниже утвержденных технологических показателей правильным является следующий подход:

- КЭР получено без утверждения ППЭЭ — коэффициент принимается равным 1;
- КЭР получено без утверждения ППЭЭ, поскольку на объекте уже реализованы НДТ снижения оксидов азота, — коэффициент принимается равным 0;
- КЭР получено с утвержденной ППЭЭ, включающей реализацию НДТ снижения выбросов оксидов азота NO_x , — коэффициент может быть принят равным 0 после внедрения указанных в ППЭЭ НДТ.

НДТ по снижению выбросов диоксида серы

Пылеугольные котлы являются основными источниками выбросов диоксида серы SO_2 в атмосферный воздух. В качестве рекомендуемых НДТ сероочистки продуктов сгорания при сжигании твердого топлива в ИТС 38-2024 приведены следующие технологии и мероприятия:

- НДТ 2.24.1 — использование топлива с низким содержанием серы;
- НДТ 2.24.2 — использование мокрых золоуловителей по двойному щелочному способу;
- НДТ 2.24.3 — использование упрощенной мокро-сухой сероочистки;

- НДТ 2.24.4 — использование аммиачно-сульфатной технологии сероочистки.

К сожалению, ни одна российская КТЭУ до сих пор не оснащена реально действующими полноценными установками сероочистки уходящих газов. Предыдущий опыт внедрения и работы установок сероочистки газов в основном ограничен непродолжительной работой единичных опытно-промышленных установок на Дорогобужской ТЭЦ (по аммиачно-сульфатной технологии) производительностью порядка 0,5 млн $\text{м}^3/\text{ч}$ по дымовым газам в 1980—90-х годах.

В 2014—2015 гг. на Черепетской ГРЭС (блоки № 8 и 9 мощностью 225 МВт каждый) была установлена интегрированная система сероочистки дымовых газов по технологии NID (Alstom Power), сочетающей мокро-сухую десульфуризацию газов с электрофильтрами. Эффективность сероочистки NID на Черепетской ГРЭС достигла 90—95 % при входной сернистости 0,5—1,5 % (кузнецкий уголь). В период освоения новой технологии (2015—2020 гг.) был выявлен ряд дефектов систем NID, причинами которых являлись агрессивная среда (кислотная коррозия от SO_2 и SO_3), засорение электродов пылью и реагентом, неоптимальная дозировка $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и встряхивание ЭФ.

По официальной информации, дефекты NID были устранены к 2020 г.; эффективность сероочистки стабилизирована на уровне 92 % ($\text{SO}_2 < 400 \text{ мг}/\text{м}^3$). По состоянию на февраль 2026 г. о текущих проблемах с сероочисткой NID на блоках № 8 и 9 Черепетской ГРЭС в открытых источниках не упоминается.

На Троицкой ГРЭС (ОГК-2, блок № 10 мощностью 660 МВт, ввод 2019 г.) установлена мокрая сероочистка дымовых газов (на основе известково-гипсовой технологии), реализующая мокрую абсорбцию SO_2 в суспензии известняка (CaCO_3) с образованием синтетического гипса в качестве побочного продукта.

По официальным сведениям, с момента пуска система работает «в периоде освоения». Годовые отчеты ПАО «ОГК-2» (2020—2025 гг.) не публикуют детальные экологические показатели отдельно по Троицкой ГРЭС; консолидированные данные группы показывают снижение выбросов ЗВ на фоне крайне низкой выработки (КИУМ 2,3 %).

Кроме того, не все мероприятия из перечня рекомендуемых в ИТС 38-2024 НДТ снижения выбросов диоксида серы могут быть реализованы на старых котлах в силу габаритных, финансовых и других ограничений [13, 14].

В связи с этим реальными мероприятиями для первой возрастной группы КТЭУ, отвечающими ограничениям по стоимости и срокам внедрения, могут быть переход на сжигание менее сернистых топлив, прежде всего природного газа, если, конечно, такие возможности имеются.

Однако, в случае имеющейся возможности и целесообразности перехода на сжигание альтернативного более экологически чистого твердого топлива, необходимо дополнительно выполнить ряд требований по характеристикам и условиям сжигания этого топлива, что позволит обеспечить его эффективное и надежное сжигание в данной КТЭУ.

Следует особо отметить, что при переходе на альтернативное топливо должно быть гарантиро-

вано выполнение ТП выбросов всех маркерных ЗВ, в том числе за счет внедрения соответствующих НДТ или других технологий. Кроме того, должно быть обеспечено неувеличение удельных выбросов CO_2 в пересчете на тонну условного топлива.

Если КТЭУ первой возрастной группы фактически превышают утвержденные ТП выбросов диоксида серы, то скрубберы Вентури (мокрые золоуловители) без значительных капитальных затрат можно использовать не только для очистки дымовых газов от мелкодисперсной золы, но и в качестве аппаратов сероочистки. В этом случае в качестве воды для орошения дымовых газов используют частично осветленную щелочную воду из бака-выщелачивателя (рис. 4.1, а), что позволяет обеспечить степень улавливания диоксида серы SO_2 до 30 %.

Также при использовании мокрых золоуловителей возможна реализация двойного щелочного способа (НДТ 2.24.2), что позволяет повысить эффективность связывания SO_2 до 50 %. Для этого в качестве сорбента используется смесь

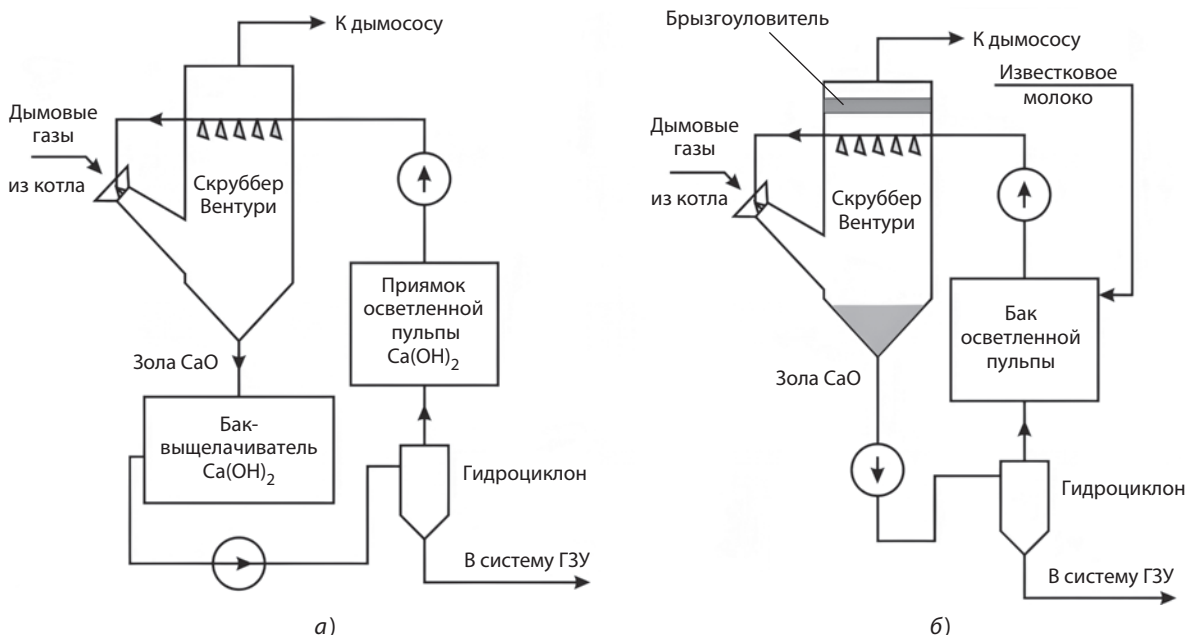


Рис. 4.1.

Сероочистка газов в мокрых скрубберах Вентури [2]:

а — орошение дымовых газов осветленной щелочной водой; б — двойной щелочной способ; ГЗУ — гидрозолоудаление

щелочных соединений золы с добавкой реагента (раствор гашеной извести $\text{Ca}(\text{OH})_2$). С этой целью скруббер оснащается специальными форсунками для подачи раствора сорбента и брызгоуловителем на выходе (рис. 4.1, б) [13, 15].

При совмещении процессов золо- и сероулавливания в одном скруббере эффективность улавливания летучей золы повышается не менее чем до 98 %. Стоимость реконструкции действующих скрубберов существенно ниже любых применяемых технологий сероочистки при сопоставимой эффективности сероулавливания. Способ применения при невысокой концентрации твердых частиц в дымовых газах.

В случае установки за КТЭУ электрофильтров для сероочистки газов может быть рассмотрена НДТ 2.24.3 — упрощенная мокро-сухая сероочистка газов E-SO_x (рис. 4.2). При ее реализации известковая суспензия впрыскивается в дымовые газы перед электрофильтром, обеспечивая абсорбцию SO_2 (30—50 %) с испарением воды и сухим отводом сульфата кальция. Однако практика применения этого метода на российских ТЭС в настоящее время отсутствует, и поэтому его использование в реальных условиях ТЭС требует дополнительного опытного исследования, в том числе и в связи с возможной коррозией электродов электрофильтров.

Кроме того, реализация данной технологии на действующих КТЭУ автоматически переводит их в следующую возрастную группу с соответствующими, более жесткими технологическими показателями выбросов ЗВ. При этом достигаемые фактические выбросы SO_2 в случае применения этой НДТ не должны превышать установленных для

данной группы оборудования технологических показателей с понижающим коэффициентом 0,6.

Для второй (срок ввода с 01.01.2001 по 31.12.2025) и третьей (с 1.01.2026) возрастных групп оборудования для удовлетворения ТП выбросов диоксида серы можно использовать все рекомендуемые НДТ с учетом технических и экономических возможностей и ограничений. Справедливости ради следует отметить, что аммиачно-сульфатная технология сероочистки требует доработки для практической реализации в больших масштабах.

В табл. 4.1 в качестве примера приведены исходные концентрации диоксида серы при сжигании ряда энергетических топлив и содержание этих ЗВ в уходящих газах после реализации различных технологий сероочистки продуктов сгорания.

НДТ по снижению выбросов золы твердого топлива

Для выполнения установленных технологических показателей выбросов золы твердого топлива при сжигании различных углей эффективность золоочистки дымовых газов в зависимости от зольности топлив должна быть обеспечена в диапазоне 99—99,9 % [13, 14]. Очевидно, что не все используемые в настоящее время типы золоуловителей могут соответствовать современным требованиям. Поэтому в рекомендуемый перечень эффективных технологий золоулавливания вошли следующие НДТ:

- НДТ 2.16 Мокрые скрубберы с трубой Вентури [при эффективности не менее 97 % для установок, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000,

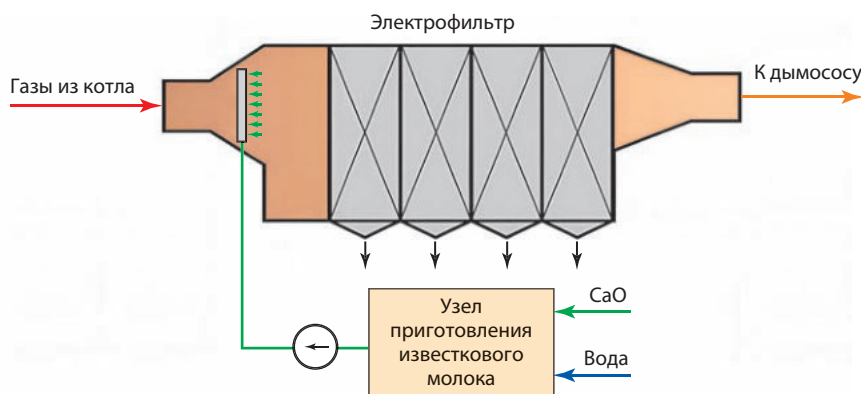


Рис. 4.2.
Схема упрощенной
микро-сухой серо-
очистки E-SO_x

https://avatars.mds.yandex.net/i?id=488d70784dd492a2f0093b5c67202070_I-5216463-images-thumbs&n=13

Таблица 4.1
Содержание SO₂ в дымовых газах (мг/м³) при применении разных технологий сероочистки [13]

Тип угля	Марка угля	Содержание серы S ^r , %	Расчетное содержание SO ₂ , мг/м ³	Содержание SO ₂ после сероочистки, мг/м ³				
				Технологии сероочистки (эффективность сероочистки, %)				
				Полусухая упрощенная E-SO _x (40 %)	Полусухая с абсорбером (60 %)	Полусухая NID (80 %)	МС с щелочным циклом (70 %)	Мокрая сероочистка (90 %)
Бурые угли	Березовский 2Б	0,2	340	205	140	70	105	35
	Ирша-Бородинский 2Б	0,2	620	375	250	125	190	65
	Ерковецкий 2Б	0,3	1190	715	480	240	360	120
	Харанорский 1Б	0,3	1210	730	485	245	365	120
	Назаровский 2Б	0,4	1290	775	520	260	390	130
	Артемовский 3Б	0,3	1340	805	535	270	405	135
	Переяславский 3БР	0,4	1350	810	540	270	405	135
	Майкубинский 3Б	0,5	1580	950	630	320	475	160
	Бикинский 1Б	0,3	1680	1010	675	340	505	170
Каменные угли	Нерюнгинский ЗСС	0,2	440	265	180	90	135	45
	Нерюнгинский К	0,3	680	410	275	140	205	70
	Кузнецкий СС	0,4	900	540	360	180	270	90
	Кузнецкий Д	0,4	910	550	365	185	275	90
	Кузнецкий Г	0,4	910	550	365	185	275	90
	Экибастузский СС	0,7	2190	1315	880	440	660	220
	Воркутинский Ж	1,0	2550	1530	1020	510	765	255
	Интинский Д	2,5	7260	4360	2900	1450	2180	730
А	Донецкий АШ	1,5	3950	2370	1580	790	1185	395

Примечания: А — антрацит; — SO₂ ≤ 700 мг/м³; — 700 < SO₂ ≤ 1400 мг/м³; — 1400 < SO₂ ≤ 3000 мг/м³; — 3000 мг/м³ < SO₂.

при сжигании мало- (A^r < 10 %) и среднезольных (10 % ≤ A^r ≤ 20 %) углей].

• НДТ 2.17 Эмульгаторы [при эффективности не менее 98 % для установок, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000, при сжигании мало- (A^r < 10 %) и среднезольных (10 % ≤ A^r ≤ 20 %) углей].

• НДТ 2.18 Электрофилтры (при эффективности не менее 99,5 %).

• НДТ 2.19 Рукавные фильтры (при эффективности не менее 99,8 %).

• НДТ 2.20 Двухступенчатые золоуловители.

В качестве НДТ в ИТС 38-2024, в отличие от других отраслевых справочников, определены не только сами технологии золоулавливания, но и их минимальная эффективность. Кроме того, из перечня НДТ исключены батарейные циклоны, как недостаточно эффективные в современных условиях, а мокрые золоуловители рекомендованы ограничено только для КТЭУ первой возрастной группы, сжигающих мало- и среднезольные угли.

Таким образом, основной упор при реализации НДТ делается на внедрение самых современных золоуловителей: электрофильтров, рукавных фильтров и двухступенчатых золоуловителей. При этом не исключается, что часть действующих золоуловителей (прежде всего ЭФ) может обеспечить выполнение ТП по золе твердого топлива за счет проведения ремонтов или частичной модернизации.

Практически на всех крупных угольных ТЭС в качестве золоуловителей используются электрофильтры. Современные высокоэффективные российские ЭФ для ТЭС производят АО «Кондор-Эко» (серии ЭГВ, ЭГВ), ООО «Финго-Комплекс» (серии ЭГСЭ, ЭГБМ), ООО «АСКИНТЕХ» (серия АСКТ — локализация и адаптация ЭФ фирмы ANDRITZ AG).

Особенностями современных ЭФ являются увеличенная до 15—18 м высота электродов с шагом между осадительными пластинами до 400 мм, оптимизация конструкции системы встряхивания, применение микропроцессорной системы управления, позволяющей оптимизировать силу тока, напряжение и частоту встряхивания. Благодаря этому их эффективность достигает 99,9 % и более при остаточной запыленности до 20—50 мг/м³.

Электрофильтры отличаются низким гидравлическим сопротивлением (50—200 Па), возможностью очищать большие объемы газов с высокой начальной запыленностью (до 100 г/м³), характеризуются низкими эксплуатационными затратами, долгосрочной эксплуатацией (более 20 лет) и простотой обслуживания.

Основными недостатками ЭФ являются зависимость их эффективности от удельного электрического сопротивления золы ρ (при значениях $\rho > 10^8$ Ом·м эффективность снижается до менее 90 %), низкая эффективность улавливания тонких частиц (50—70 % при размерах частиц ме-

нее 1 мкм), большая металлоемкость и габариты, а также высокая стоимость.

Стоимость установки новых электрофильтров, включая монтаж и пуско-наладочные работы, колеблется в широком диапазоне: от 200 до 700 млн руб. в зависимости от типа ЭФ, степени улавливания золы, расхода очищаемых дымовых газов. При этом удельные затраты на очистку дымовых газов от золы составляют примерно 5—10 руб/тыс. м³ газов [14].

В последние годы (2016—2026 гг.) на российских угольных ТЭС модернизированы действующие или установлены новые ЭФ более чем на 20 энергоблоках. К ним относятся Красноярские ТЭЦ-1 (ООО «АСКИНТЕХ») и ТЭЦ-2 (ЭГБМ-2-74-12-6-4), Хабаровская ТЭЦ-3 (ЭГСЭ-12-48-6-5), Ладыжинская ГРЭС (ЭГВ), Рефтинская ГРЭС (ЭГВ1-22-15-7-4, ЭГВ2-66-15-7-5), Омская ТЭЦ-5 (ЭГБМ2-48-12-6-4У), Владивостокская ГРЭС (ЭГБМ), Приморская ГРЭС («АСК Инжиниринг»), Новосибирская ТЭЦ-4, Ново-Иркутская ТЭЦ, Братская ТЭЦ-6 и др. В утвержденных программах повышения экологической эффективности (в рамках программы КОММод 2026—2031 и федерального проекта «Чистый воздух») предусмотрена модернизация ЭФ еще на 20—30 угольных ТЭС с инвестициями более 100 млрд руб.

Рукавные фильтры в настоящее время эксплуатируются только на двух российских угольных ТЭС: Рефтинской ГРЭС (ЗАО «Альстом Пауэр Ставан», установлены в 2015 г. на дубль-блоках № 4 и 5) и энергоблоке № 7 (Clyde Bergmann, Великобритания); Омской ТЭЦ-5 (ООО «КВАРЦ Групп», установлен в 2016 г. на котле ст. № 9).

Рукавные фильтры, установленные на блоках ст. № 4, 5 и 7 Рефтинской ГРЭС, несмотря на некоторое снижение их эффективности в процессе эксплуатации, позволяют с двух-трехкратным запасом обеспечивать выполнение установленных технологических показателей выбросов золы. Содержание золы в дымовых газах за ними после почти десятилетней эксплуатации в настоящее время не превышает 50—80 мг/м³.

Опыт эксплуатации рукавных фильтров в России подтвердил, что они являются наиболее эффективным золоочистным оборудованием при сжигании высокзолых углей, в первую очередь углей

с высокими значениями удельного электрического сопротивления золы. Эффективность современных рукавных фильтров составляет более 99,9 % независимо от удельного электрического сопротивления (УЭС). Они обеспечивают стабильную золоочистку газов во всем рабочем диапазоне нагрузок, включая частицы размерами менее 1 мкм.

При этом следует учитывать, что высокая абразивность золы несколько уменьшает срок службы рукавов и увеличивает частоту их замены. Так, например, для рукавных фильтров Рефтинской ГРЭС характерен цикл полной замены фильтрующих элементов раз в 3—4 года. Кроме того, они обладают высоким гидравлическим сопротивлением (1000—2000 Па). В результате их эксплуатационные затраты на 20—30 % превышают аналогичные затраты электрофильтров.

Стоимость электрофильтров, устанавливаемых на ТЭС, по сравнению с рукавными фильтрами аналогичной производительности по газам выше (из-за большей металлоемкости). При этом рукавные дешевле в установке, но требуют больших эксплуатационных затрат. Сравнение суммарных капитальных и эксплуатационных затрат за 10 лет эксплуатации на ТЭС при больших объемах очищаемых газов (свыше 500 тыс. м³/ч) показывает некоторое преимущество электрофильтров перед рукавными фильтрами [14].

В то же время следует особо отметить, что в случае сжигания на ТЭС высокозольных топлив с высоким удельным электрическим сопротивлением золы (например, экибастузские угли с фактической зольностью 42—46 % и УЭС порядка 10^{10} Ом·м) альтернативы рукавным фильтрам не существует.

В случае массовой локализации производства рукавных фильтров на российских предприятиях их эксплуатационная стоимость заметно снизится, что повысит их конкурентоспособность и ускорит внедрение на российских ТЭС. Так, в последние годы московское АО «Монтем» совместно с Всероссийским теплотехническим институтом (ВТИ) разработало импортозамещающий отечественный материал для рукавных фильтров, состоящий из полиэфира, арамида и полифениленсульфида, который в 2023 г. был поставлен на Омскую ТЭЦ-5.

С целью сокращения времени на принятие решений, удешевления и повышения эффективности

внедряемых воздухоохраных НДТ на действующем оборудовании, НИУ «МЭИ» предложены алгоритмы, позволяющие проводить оптимальный выбор НДТ золоулавливания и сероочистки из перечня рекомендуемых в ИТС 38-2024 для внедрения на КТЭУ в зависимости от вида топлива, конкретных условий эксплуатации, технических характеристик и типов основного и вспомогательного оборудования при разработке ППЭЭ в рамках оформления заявки на получение КЭР [16].

Согласно оценкам, стоимость внедрения разных НДТ на оборудовании первой возрастной группы для удовлетворения установленных для них ТП выбросов маркерных ЗВ составляет 350—400 млрд руб. без учета инфляции [3].

Экономика внедрения НДТ на ТЭС базируется на учете баланса капитальных затрат, эксплуатационных расходов и экономии на экологических платежах и рисках. Так, внедрение НДТ позволяет избежать повышающих коэффициентов к платежам за НВОС, которые для сверхлимитных выбросов могут вырасти в 25—100 раз, что резко удорожает эксплуатацию без модернизации. После внедрения НДТ и достижения ТП выбросов, соответствующих ИТС 38-2024, предприятие переходит на нормирование по НДТ и существенно снижает или даже обнуляет экоплатежи, что экономически стимулирует поэтапную модернизацию старого оборудования ТЭС.

Вместе с тем реальные возможности снижения НВОС в теплоэнергетике существенно ограничены в силу существенного возраста действующего основного оборудования и невозможности быстрого вывода его из эксплуатации, отсутствия современных российских энергетических установок [ПТУ на суперсверхкритические параметры пара (ССКП), ГТУ и ПГУ с высокими КПД], недостаточной локализацией оборудования.

Негативно на темпах внедрения НДТ на российских ТЭС влияет высокий уровень инфляции, что следует учитывать при планировании модернизации и замены оборудования. Это может затормозить внедрение наиболее эффективных НДТ. Для стимулирования внедрения НДТ на ТЭС следует пересмотреть ставки платы за выбросы с учетом реальной инфляции и финансовых возможностей их погашения в рамках тарифов на производимую энергию в разумные сроки окупаемости.



https://novosti-saratova.ru/wp-content/uploads/2025/06/img_20250617_181750_980.jpg

Дальнейшее развитие теплоэнергетических объектов невозможно без комплексной модернизации крупных топливосжигающих энергогенерирующих установок

5 Перспективы дальнейшего снижения НВОС в теплоэнергетике



Для нового оборудования, вводимого в эксплуатацию с 1.01.2026, в ИТС 38-2024 установлены более жесткие технологические показатели выбросов маркерных (кроме монооксида углерода) ЗВ (табл. 5.1) с целью дальнейшего снижения негативного воздействия на окружающую среду путем внедрения НДТ и получения КЭР.

Современные российские энергетические газовые котлы принципиально способны обеспечить выбросы NO_x менее 125 мг/м^3 . Для снижения выбросов NO_x до установленных ТП в котлах, как правило, используется сочетание нескольких НДТ: малоэмиссионные горелки, ступенчатое или нестехиометрическое сжигание, рециркуляция дымовых газов из «хвоста» котла в зону горения (до 6—15 %) с помощью дымососа рециркуляции газов (ДРГ), контролируемый химический недожог и АСУ ТП для автонастройки избытков воздуха и контроля по O_2/CO .

В настоящее время газовые водогрейные котлы серий ДКВР, ПТВМ-100, КВ-ГМ и паровые котлы серий Е, ДЕ российских производителей, оснащенные малоэмиссионными горелками (например, блочные горелки ЕММА-N класса 3 по ГОСТ Р 51383—2012 от НПП «Прома», горелки ГПС-8/50 от ЦНИИМАШ) и использующие рециркуляцию дымовых газов, уже обеспечивают выбросы NO_x в диапазоне $90\text{—}120 \text{ мг/м}^3$.

Малоэмиссионные горелки типов ГПА-Е (ТКЗ), ГПС-8/50 (ЦНИИМАШ), ГМПВ (ООО «НТО «ЭКТОП») и ГМВИ (ТКЗ-ВТИ) с рециркуляцией газов успешно внедрены на нескольких ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» и Шатурской ГРЭС, обеспечив выбросы оксидов азота не более $100\text{—}120 \text{ мг/м}^3$.

Так, на ТЭЦ-23 ПАО «Мосэнерго» в рамках программы КОММод в 2021—2026 гг. проведена поэтапная замена горелок на энергетических котлах ТГМП-314 (ст. № 5—8) на более современные малоэмиссионные горелочные устройства ТКЗ-ВТИ (рис. 5.1). 16 прямоточно-вихревых горелок типа ГМВИг установлены встречно в два яруса на фронтальной и задней стенах топочной камеры и сочетают нестехиометрическое (ступенчатое) сжигание с экранном вводом газов рециркуляции в горелку между воздушными потоками. В результате при сжигании природного газа выбросы оксидов азота были снижены до $90\text{—}100 \text{ мг/м}^3$ при степени рециркуляции $R = 6 \%$ без увеличения выхода бенз(а)пирена и монооксида углерода [17].

Однако ввод газов рециркуляции с ДРГ приводит к снижению КПД котла и увеличивает расходы на собственные нужды. В России горелочные устройства, способные обеспечить низкие выбросы без ДРГ, в настоящее время не производятся.

Таблица 5.1
Технологические показатели выбросов ЗВ, мг/м³, в атмосферный воздух для КТЭУ, вводимых в эксплуатацию с 1.01.2026 [2]

Загрязняющее вещество	Угольные ТЭС		Газовые ТЭС	
	Особенности КТЭУ и/или топлива	ТП	ПСУ, КУ ПГУ	ГТУ
NO _x	БУ (ТШУ/ЖШУ) КУ (ТШУ/ЖШУ)	300/300 470/640	125	50
SO ₂	S' ≤ 0,5 % S' > 0,5 %	700 1400	—	—
Зола твердого топлива	Для котлов с входной тепловой мощностью менее 300 МВт (паропроизводительностью менее 420 т/ч) при: A' < 10 % 10 ≤ A' ≤ 20 % A' > 20 % Для котлов с входной тепловой мощностью от 300 МВт и более (паропроизводительностью от 420 т/ч и более) при: A' < 10 % 10 ≤ A' ≤ 20 % A' > 20 %	150 150—250 250 50 50—150 150	—	—

Примечание. БУ — бурые угли, включая обогащенные; КУ — каменные угли, антрацит; ТШУ — твердое шлакоудаление; ЖШУ — жидкое шлакоудаление; ПСУ — паросиловая установка; КУ ПГУ — котел-утилизатор в составе ПГУ; A' — содержание золы, приведенное к рабочей массе топлива.

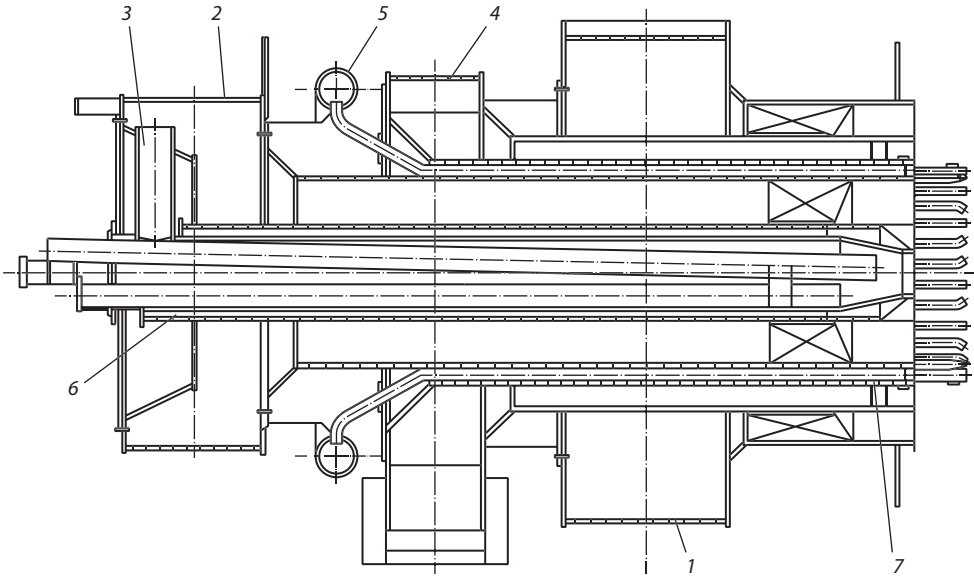
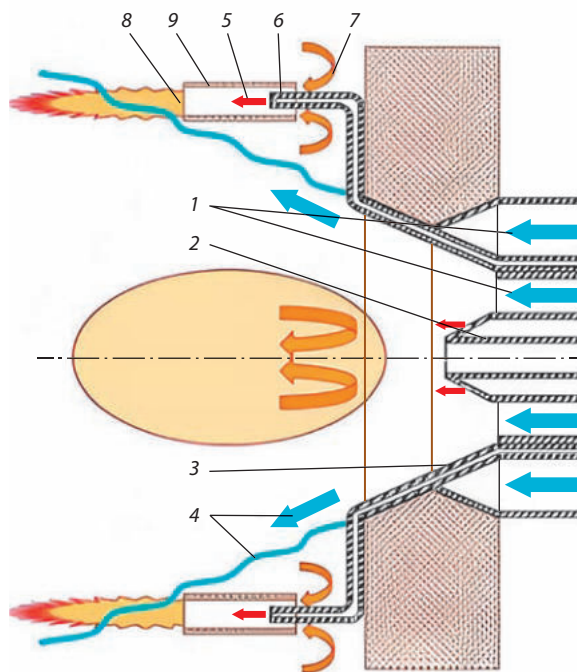


Рис. 5.1.
Горелка ТКЗ-ВТИ типа ГМВИг (III)-50:
1—3 — воздух; 4 — газы рециркуляции; 5, 6 — природный газ; 7 — газораздающие трубы

**Рис. 5.2.****Горелочное устройство с внутренней рециркуляцией продуктов сгорания в зону горения:**

1 — воздушный канал; 2 — центральный канал подачи природного газа; 3 — периферийный канал подачи газа вне воздушного потока; 4 — подача воздуха; 5 — струя газообразного топлива; 6 — сопло для подачи газа; 7 — внутренняя рециркуляция дымовых газов в поток природного газа; 8 — факел природного газа, забалластированный продуктами сгорания; 9 — специальная насадка, в которой обеспечивается смешение эжектируемых дымовых газов и газообразного топлива

ООО «ЭКОГОР» имеет успешный опыт внедрения на котлах ТПЕ-430 зарубежных малоэмиссионных горелок третьего поколения Zeeco Free Jet с внутритопочной рециркуляцией (без применения ДРГ) на Каширской ГРЭС и Астраханской ТЭЦ-2. Их конструкция использует инъекцию газового топлива в продукты сгорания для снижения максимальных температур в зоне горения. Для этого топливо подается двумя потоками: по центральному осевому каналу и периферийным каналам по периметру амбразуры горелки за пределами струи воздуха (рис. 5.2).

В результате такого расположения периферийных каналов организуется внутритопочная рециркуляция продуктов в периферийные потоки газообразного топлива и создаются богатые и бедные зоны горения для минимизации эмиссии термических NO_x [18]. Однако, чтобы обеспе-

чить такую внутритопочную рециркуляцию в зону горения, давление природного газа перед горелкой необходимо существенно увеличить, что требует отдельных мероприятий.

На основании изучения опыта работы данных горелок в России, расчетных и стендовых исследований ООО «ЭКОГОР» разработана и запатентована технология, позволяющая внедрить в существующие горелки технологию внутритопочной рециркуляции путем надстройки дополнительного периферийного газового канала (патент на изобретение RU 2777164 С1).

В настоящее время локализованными отечественными ГТУ большой мощности являются только ГТЭ-110М, ГТЭ-160 и ГТЭ-65.1. Отечественные ГТУ пока уступают зарубежным ГТУ по выбросам оксидов азота NO_x и не удовлетворяют

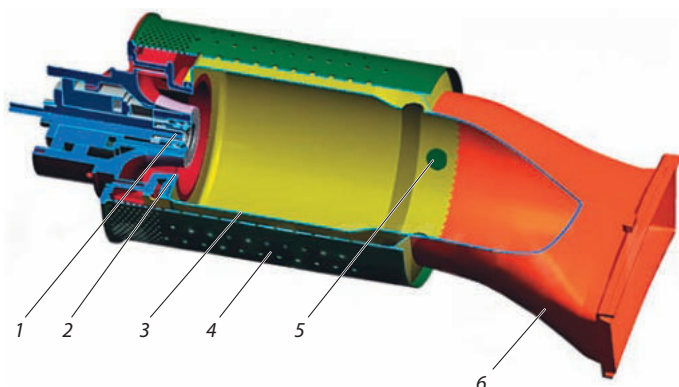


Рис. 5.3.
Малоэмиссионная камера сгорания ВТИ:

1 — пилотная горелка (ПГ); 2 — основная горелка; 3 — жаровая труба; 4 — распределительный кожух импактного охлаждения; 5 — отверстия смесителя; 6 — газосборник

утвержденным российским технологическим показателям (см. табл. 5.1). Так, выбросы оксидов азота из ГТЭ-160 превышают 150—200 мг/м³, а из ГТЭ-110М — 350—400 мг/м³.

Для решения этой проблемы ОДК, ВТИ, ЦИАМ¹, ПНИПУ² разрабатываются малоэмиссионные камеры сгорания (МЭКС) для энергетических ГТУ с целью достижения эмиссии NO_x менее 50 мг/м³. В них реализуются DLE-технологии (Dry Lean Emission) с предварительным смешением и многосекционными горелками [19].

Для ГТД-110М (ПАО «ОДК-Сатурн») в ВТИ разрабатывалась двухзонная МЭКС с закрученным потоком предварительно перемешанной топливовоздушной смеси и импактным конвективным охлаждением (рис. 5.3). Экспериментальная МЭКС прошла стендовые испытания в ВТИ (2014—2016 гг.), подтвердившие эмиссию NO_x менее 50 мг/м³ за счет оптимизированных процессов смешения топлива с воздухом и ступенчатого горения. В принципе МЭКС ВТИ позволяет повысить температуру рабочего тела перед газовой турбиной до 1600—1800 °С без роста NO_x.

Первая ГТД-110М уже эксплуатируется на ТЭС «Ударная» в Краснодарском крае с сентября 2024 г. Конкретные значения выбросов NO_x и СО для этой установки во время испытаний (сентябрь 2024 г.) публично не раскрываются. Вторая серийная турбина поставлена на Новочеркасскую ГРЭС в сентябре 2025 г., третья — в январе 2026 г.,

в течение 2026 г. на Новочеркасскую ГРЭС поступит еще одна турбина ГТД-110М. Полный серийный выпуск ГТД-110М с МЭКС запланирован на 2026—2028 гг. на производственных мощностях в Рыбинске.

Компания «Силовые машины» также разрабатывает МЭКС для ГТЭ-65.1 (рис. 5.4). В камере сгорания реализован способ обеспечения низкой эмиссии оксидов азота за счет сжигания предварительно подготовленной бедной топливовоздушной смеси. По результатам расчетов концентрация NO_x на выходе из камеры сгорания ГТЭ-65.1 при работе на газообразном топливе составила 29 мг/м³.

Результаты стендовых испытаний опытного образца камеры сгорания (КС) для ГТЭ-65.1, проведенные «Силовыми машинами» на стенде ЦКТИ³ (2023 г.), подтвердили правильность расчетов и технических решений. Полные протоколы испытаний ЦКТИ не опубликованы; упоминается только «низкий уровень NO_x» [19].

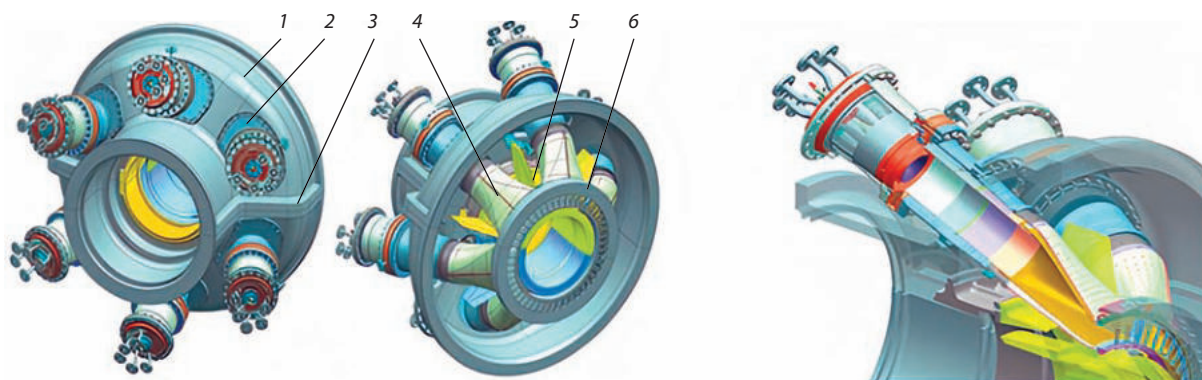
Планируется, что первая коммерческая ГТЭ-65.1 будет изготовлена «Силовыми машинами» в 2027 г. с поставкой на Пермскую ТЭЦ-14 компании ПАО «Т Плюс». Вторая ГТЭ-65.1 будет поставлена на Саратовскую ТЭЦ-2 (также «Т Плюс»). Пусконаладка запланирована на 2028 г.

Опыт серийного внедрения малоэмиссионных камер сгорания (МЭКС) на ГТЭ-160 (160 МВт,

¹ Центральный институт авиационного моторостроения имени П.И. Баранова.

² Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

³ ОАО «НПО ЦКТИ» — Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова.

**Рис. 5.4.****Камера сгорания ГТЭ-65.1:**

1 — корпус компрессора задний; 2 — индивидуальный горелочный модуль камеры сгорания; 3 — горизонтальный разъем; 4 — газосборник; 5 — диффузор компрессора; 6 — сопловой аппарат турбины

АО «Силовые машины»-Ленинградский металлический завод, производство 2000-х) пока отсутствует. Для снижения эмиссии оксидов азота в ГТЭ-160 используются лишь гибридные горелки.

В качестве альтернативы МЭК в перспективе могут рассматриваться технологии селективного каталитического восстановления (SCR) оксидов азота аммиаком, что позволяет достичь 90 % эффективности. Данная технология используется на ряде японских ПГУ. В частности, ГТУ с двумя камерами сгорания (высокотемпературной и каталитической) рассматриваются как реалистичный вариант для ГТУ 5-го и 6-го поколений с температурой газов перед турбиной до 1700 °С.

Современные российские угольные ТЭС для снижения выбросов NO_x также применяют малоэмиссионные горелки и различные технологии ступенчатого сжигания угля. При этом используются в основном прямоточные горелки, установленные в 2—3 яруса по тангенциальной или коаксиальной схеме на встречных стенах топочной камеры. В ряде конструкций малоэмиссионных вихревых пылеугольных горелок также реализуются различные схемы ступенчатого сжигания угля с лопаточными и улиточными завихрителями для равномерного распределения топлива и воздуха для повышения эффективности горения и минимизации эмиссий NO_x и CO .

Примером внедрения малоэмиссионных пылеугольных горелок служит модернизация пылеугольных котлов ПК-40-2 (Пп-640-140) Томь-Усинской ГРЭС, проводящаяся в последние годы. Основные технические решения включают тангенциальное двухъярусное расположение прямоточных вертикально-щелевых горелок, организацию стадийно-ступенчатого сжигания топлива с отводом части вторичного воздуха помимо горелок как в горизонтальном сечении (до 30 % в первом ярусе горелок), так и в верхнюю часть топки (до 20 % через сопла третичного дутья), неравномерное распределение топлива по ярусам горелок с подачей 60 % пыли в нижний ярус, рассредоточенный ввод пыли в каждую горелку первого яруса двумя пылепроводами пыли с высокой концентрацией (ПВК), совмещение основных горелок второго яруса со сбросными (рис. 5.5).

После окончательной модернизации котлов ПК-40-2 Томь-Усинской ГРЭС (завершена к январю 2026 г.) выбросы оксидов азота при сжигании углей Кузнецкого и Хакасского бассейнов марок Д и Г (содержание азота N^r до 2 %) не превышают 460 мг/м³, что на 40—50 % меньше, чем до модернизации.

Вихревые малоэмиссионные пылеугольные горелки «ЗиО-Подольск» для энергетических котлов снижают выход NO_x вследствие пониженной

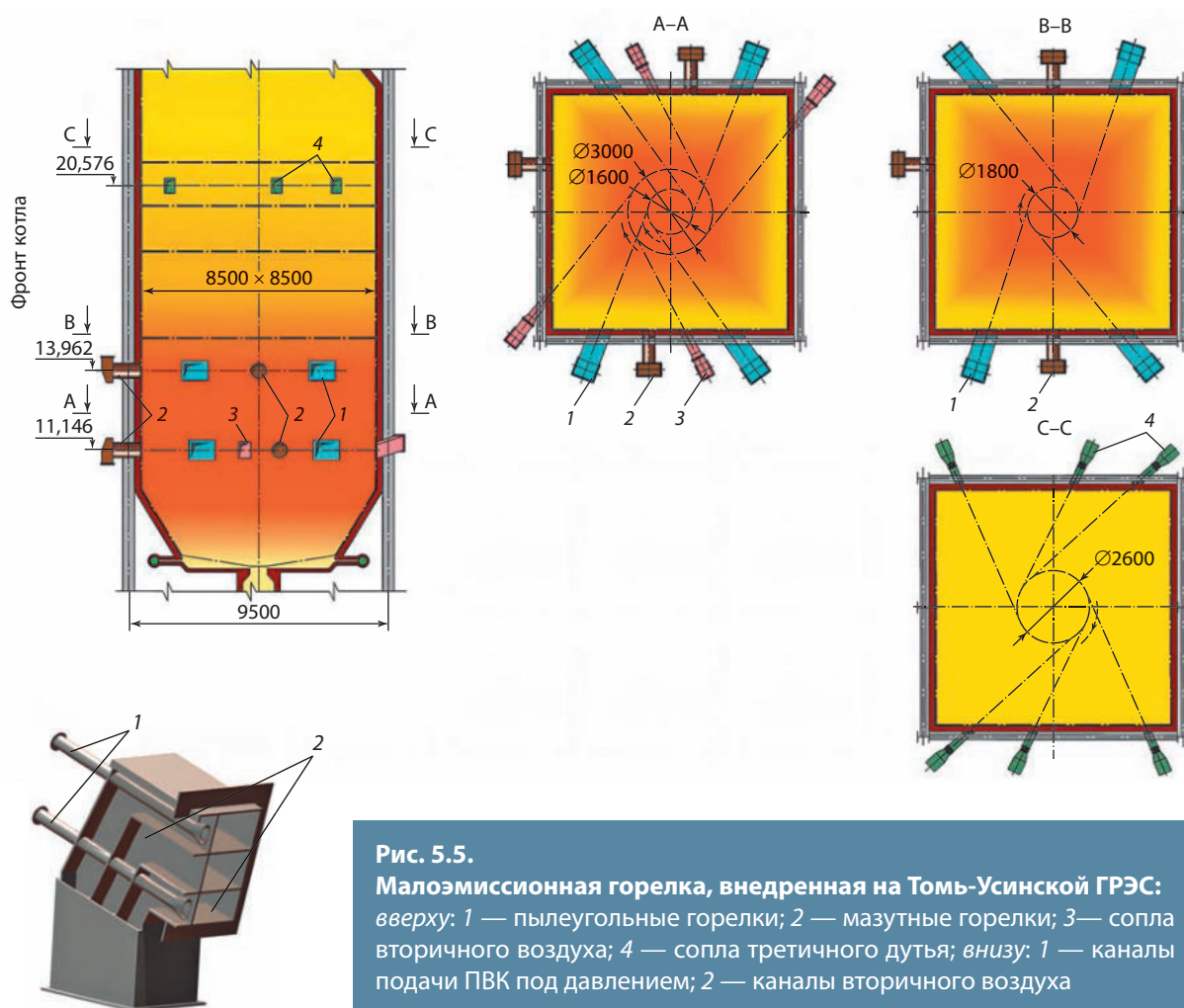


Рис. 5.5.

Малоэмиссионная горелка, внедренная на Томь-Усинской ГРЭС:
 вверху: 1 — пылеугольные горелки; 2 — мазутные горелки; 3 — сопла вторичного воздуха; 4 — сопла третичного дутья; внизу: 1 — каналы подачи ПВК под давлением; 2 — каналы вторичного воздуха

температуры факела (1200—1250 °С вместо 1400—1600 °С). Такие горелки для стадийного сжигания каменного и бурых углей устанавливаются встречно в два яруса с подачей части вторичного воздуха через сопла третичного дутья и обеспечивают снижение выхода NO_x до 500—550 мг/м³.

Для достижения технологических показателей выбросов оксидов азота до уровней 300—400 мг/м³ может также применяться комбинация малоэмиссионных горелок с селективным некатализическим восстановлением (СНКВ) с карбамидом.

К сожалению, в России до сих пор отсутствуют промышленно освоенные локализованные отечественные технологии сероочистки дымовых

газов. Имеющийся опыт внедрения зарубежных технологий на Черепетской и Троицкой ГРЭС оказался скорее недостаточным или негативным (см. разд. 4). Промышленное освоение аммиачно-сульфатной технологии сероочистки, проверенной в 1990-х годах на Дорогобужской ТЭЦ, не налажено и пока не планируется.

Для реализации НДТ на новых котлах в ближайшее время могут использоваться только НДТ 2.24.1 (использование топлива с низким содержанием серы) и НДТ 2.24.2 (использование мокрых золоуловителей по двойному щелочному циклу) (см. разд. 4).

Для реализации НДТ 2.24.1 без сероочистки продуктов сгорания подходят малосернистые угли ($S^r \leq 0,5\%$), при сжигании которых выбросы

диоксида серы не превышают 700 мг/м^3 , и высокосернистые угли ($S^r > 0,5 \%$) с выбросами SO_2 менее 1400 мг/м^3 . К сожалению, перечень таких углей невелик: к первым относятся березовский и ирша-бородинский бурые угли, а также нерюнгринские каменные угли. Сжигание всех других малосернистых и высокосернистых углей будет сопровождаться выбросами SO_2 , превышающими соответствующие технологические показатели (см. табл. 4.1).

Применение НДТ 2.24.2 в качестве сероочистки возможно только при сжигании мало- и среднезольных углей на КТЭУ, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000 (НДТ 2.16 и 2.17 золоулавливания). Для новых котлов с 2026 г. для снижения выбросов золы твердого топлива рекомендуются только электрофильтры (НДТ 2.18) и рукавные фильтры (НДТ 2.19), что исключает применение мокрых золоуловителей для сероочистки газов.

Для решения проблемы снижения выбросов диоксида серы на новых КТЭУ возможны два подхода. Первый — ввод КТЭУ на малосернистых углях в качестве временной меры, которая, безусловно, ограничивает использование (вовлечение) большего количества углей в теплоэнергетику. Этот подход уже используется при вводе КТЭУ с 2001 г. (см. рис. 3.7). Второй подход предполагает промышленное освоение и внедрение современных технологий десульфуризации газов, без чего нельзя решить актуальную задачу надежного энергоснабжения Уральского, Сибирского и Дальневосточного регионов, в том числе при реализации федерального проекта «Чистый воздух».

В ближайшие годы внедрение установок сероочистки предполагается в проектах модернизации крупных угольных Приморской и Харанорской ГРЭС, но конкретные технические решения по этим установкам в открытом доступе не детализированы. Предположительно, для сероочистки газов будут использоваться установленные после электрофильтров скрубберы Вентури, реализующие мокрую щелочную (NaOH) абсорбцию диоксида серы.

Очевидно, что выполнение установленных с 2026 г. для новых КТЭУ технологических показателей выбросов золы твердого топлива возможно только при внедрении наиболее эффективных электрофильтров и рукавных фильтров.

Электрофильтры предполагается использовать для очистки продуктов сгорания практически любых (но лучше мало- и среднезольных) углей при условии, что удельное электрическое сопротивление (УЭС) их золы не превышает $10^8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (высокоомные золы). Для этих условий остаточная запыленность газов частицами золы может быть снижена до $30\text{—}50 \text{ мг/м}^3$.

Область применения рукавных фильтров — очистка газов при сжигании средне- и высокозольных углей от тонкодисперсной и высокоомной золы. При своевременной замене рукавов они обеспечивают выбросы золы твердого топлива на уровне $10\text{—}20 \text{ мг/м}^3$.

Двухступенчатые золоуловители (комбинация электро- и рукавных фильтров) рекомендуются для очистки газов при сжигании высокозольных углей, зола которых отличается большой полидисперсностью, абразивностью и высоким УЭС. Они способны обеспечивать остаточную запыленность газов менее $10\text{—}20 \text{ мг/м}^3$.

Отечественные производители электрофильтров в основном удовлетворяют потребности российских ТЭС в требуемых объемах. Проблема заключается в отсутствии промышленного российского производства рукавных фильтров и локализованных фильтрующих материалов.

В ближайшие годы модернизация ТЭС с внедрением НДТ будет активно реализовываться в рамках утвержденных правительством программ КОММод-2029 (14 проектов суммарной мощностью 1724 МВт) и КОММод ПГУ 2029—2031 (10 объектов суммарной мощностью 1003 МВт), а также в рамках выполнения федерального проекта «Чистый воздух». На действующих ТЭС активное внедрение воздухоохраных мероприятий предполагается также в рамках выполнения утвержденных ППЭЭ. Минэнерго России разработало программу модернизации угольных ТЭС (всего 14 проектов) на 2025—2035 гг. с целью сделать их экологически чистыми за счет внедрения НДТ (малоэмиссионные горелки, замена или модернизация газоочистного оборудования), которая оценивается в $300\text{—}500 \text{ млрд руб.}$

В результате планируется значительное омоложение возрастной структуры оборудования ТЭС,

в том числе за счет вывода из эксплуатации старого оборудования со сроками более 50 лет, увеличением доли современных ПГУ и блоков на СКД.

В этой связи особенно остро стоит задача создания новой отрасли российского экологического машиностроения (нацпроект «Экология», 2019—2024), которая выполнена лишь частично. Для этого необходимо существенно увеличить объемы НИОКР, решить проблему импортозамещения, обеспечить достаточный перечень оборудования и объем его рынка, в результате чего

предприятия данной отрасли должны полностью выйти на самообеспечение.

Существенное снижение НВОС в теплоэнергетике в ближайшие годы вряд ли будет реализовано без принятия федеральной программы замены устаревшего энергетического оборудования, внедрения современных блоков на СКП, ускоренного внедрения современных локализованных ПГУ на природном газе, ужесточения технологических показателей выбросов ЗВ и введения обоснованной платы за выбросы ЗВ.

Заклучение

Дальнейшее развитие теплоэнергетических объектов невозможно без комплексной модернизации КТЭУ, направленной на существенное снижение НВОС при сохранении надежности и экономической целесообразности эксплуатации. Для действующих КТЭУ модернизация путем внедрения НДТ должна быть не только экологически эффективной, но и технически реализуемой, экономически обоснованной и поэтапной с учетом вида и марки используемого топлива, возраста установки, компоновки оборудования и реального режима эксплуатации.

Предлагаемые в ИТС 38-2024 НДТ способны обеспечить существенное снижение выбросов ЗВ на ТЭС. Однако при этом следует учитывать, что

не может быть универсального решения для разных КТЭУ. В каждом конкретном случае требуется сочетание первичных мер снижения выбросов ЗВ и, при необходимости, дополнительных систем газоочистки.

В настоящее время невысокие темпы внедрения НДТ в рамках ППЭЭ связаны с их высокой стоимостью, локализацией основного и вспомогательного оборудования и недостаточной эффективностью существующих в российском законодательстве экономических механизмов. Без решения этих проблем невозможно установление технологических показателей выбросов ЗВ, соответствующих современным экологическим требованиям развитых зарубежных стран.

Список использованных источников

1. **О состоянии** и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2024 году. Государственный доклад. Москва : Минприроды России; ФГБУ «ВНИИ Экология», 2025. ISBN 978-5-00147-781-5

2. **ИТС 38-2024** «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии». Москва : Бюро НДТ, 2024.

3. **Росляков, П.В.** Проблемы адаптации действующего оборудования ТЭС к технологическим показателям ИТС 38-2022 «Сжигание топлива на

крупных установках в целях производства энергии» / П.В. Росляков, О.Е. Кондратьева, Т.В. Гусева // Теплоэнергетика. 2023. № 10. С. 115—121. DOI: 10.56304/S0040363623100077

4. **Постановление** Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. № 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» (с изменениями и дополнениями). URL: <https://base.garant.ru/400167826/> (дата обращения: 25.06.2026).

5. **Распоряжение** Правительства РФ от 20.10.2023 № 2909-р «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды» (с изменениями и дополнениями). URL: <https://base.garant.ru/407861387/> (дата обращения: 25.06.2026).

6. **ГОСТ Р 113.00.27—2023**. Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по выбору маркерных веществ в выбросах от промышленных предприятий. Официальное издание. Москва : ФГБУ «РСТ», 2023.

7. **Приказ** Минприроды России от 18.04.2018 № 154 «Об утверждении перечня объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, относящихся к I категории, вклад которых в суммарные выбросы, сбросы загрязняющих веществ в Российской Федерации составляет не менее чем 60 процентов». URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71878898/?ysclid=mqtc7ivhlt800087544> (дата обращения: 25.06.2026).

8. **Институт** ресурсной эффективности : [сайт] / ФГАУ «НИИ «ЦЭПП», Ассоциация «НП КИЦ СНГ», ООО «Интер-Эксперт». Москва, 2021. URL: <https://anoire.center/> (дата обращения: 25.06.2026).

9. **ГОСТ Р 113.38.03—2021**. Наилучшие доступные технологии. Системы автоматического контроля и учета выбросов загрязняющих веществ тепловых электростанций в атмосферный воздух. Основные требования. Официальное издание. Москва : ФГБУ «РСТ», 2021.

10. **Федеральный закон** от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (ред. от 28.12.2025) : принят Государственной Думой 20.12.2001 : одобрен Советом Федерации 26.12.2001. URL: <https://base.garant.ru/12125350/?ysclid=mr4qaaxhxm709829124> (дата обращения: 25.06.2026).

11. **СанПиН 1.2.3685-21**. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания : утв. постановлением Главного государственного санитарного врача

РФ от 28.01.2021 № 2 : опубли. официальный интернет-портал правовой информации www.pravo.gov.ru, 03.02.2021, № 0001202102030022.

12. **Оперативные** данные о функционировании ЕЭС России в 2025 году // Сайт АО «СО ЕЭС». URL: <https://www.so-ups.ru/news/press/press-release-view/news/29416/> (дата обращения: 25.06.2026).

13. **Росляков, П.В.** Внедрение наилучших доступных технологий сероочистки и золоулавливания на российских ТЭС / П.В. Росляков, О.Е. Кондратьева, В.В. Баранов // Электрические станции. 2020. № 6. С. 13—20.

14. **Росляков, П.В.** Оценка затрат внедрения наилучших доступных технологий золоулавливания на угольных тепловых электростанциях / П.В. Росляков, А.А. Сибгатуллина // Вестник МЭИ. 2023. № 3. С. 119—129.

15. **Росляков, П.В.** Золоуловители ТЭС / П.В. Росляков. Москва : Издательство МЭИ, 2018. 80 с.

16. **Росляков, П.В.** Алгоритмы оптимального выбора НДТ золо- и сероочистки дымовых газов пылеугольных ТЭС/ П.В. Росляков, И.Ю. Изотиков // Энергетик. 2025. № 5. С. 29—40.

17. **Комплексная** реконструкция котлов ТГМП-314Ц ТЭЦ-23 ОАО «Мосэнерго» для снижения выбросов вредных веществ в окружающую среду / Н.А. Зройчиков, Е.А. Морозова, М.Г. Лысков, И.В. Галас // Теплоэнергетика. 2006. № 5. С. 26—30.

18. **Внедрение** на энергетическом котле горелочных устройств с внутритопочной рециркуляцией дымовых газов / Н.А. Зройчиков, Д.Р. Григорьев, М. Gamburg, А.В. Пай // Теплоэнергетика. 2021. № 1. С. 71—79. DOI: 10.1134/S0040363621110084

19. **LXIX Научно-техническая** сессия по проблемам газовых турбин «Научно-технические проблемы полной локализации производства и технического обслуживания стационарных газотурбинных установок в РФ» : сборник докладов. Санкт-Петербург, 2022 г.

Научно-популярное издание

ЭНЕРГЕТИКА, ЭКОЛОГИЯ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
Под редакцией академика РАН Александра Викторовича Клименко

Выпуск 2

РОСЛЯКОВ Павел Васильевич

**ЗАГРЯЗНЕНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА ВЫБРОСАМИ ТЭС:
РЕАЛИИ, ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ**

Оригинал-макет подготовлен АО «Издательский дом МЭИ»

Подписано в печать 06.07.2026. Формат 60 × 90/8. Усл. печ. л. 6,0

Контакты издателя: Инженерное управление ПАО «Мосэнерго».

Тел.: +7 (495) 957-19-57, доб. 30-94.

Электронная почта: staroverovaaa@mosenergo.ru

Управление по работе со СМИ и органами власти ПАО «Мосэнерго».

Тел.: 8 (495) 957-19-57, доб. 22-90, 37-17.

Электронная почта: press-centre@mosenergo.ru.

Адрес в Интернете: www.mosenergo.ru



